

Metodologia de Avaliação do LCOE em Cenários de Expansão da Eólica Offshore

MAFALDA FRANCISCA FONSECA DIAS DE JESUS

julho de 2026

Metodologia de Avaliação do LCOE em Cenários de Expansão da Eólica *Offshore*

Mafalda Francisca Fonseca Dias de Jesus

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia**

Orientador: Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira

Júri:

Presidente:

Professor Doutor Fernando Maurício Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professora Doutora Teresa Alexandra Nogueira, Professora Adjunta, ISEP

Professor Doutor Alexandre Miguel Marques da Silveira, Professor Adjunto, ISEP

Resumo

O presente trabalho, desenvolvido no âmbito da Unidade Curricular “Dissertação/Estágio”, tem como objetivo a avaliação económica de projetos de energia eólica *offshore* flutuante, no contexto da transição energética. É realizado um enquadramento da energia eólica *offshore* a nível europeu, incluindo a evolução do mercado, o contexto político, as principais soluções tecnológicas e as componentes de custo: *Development Expenditure* (DEVEX), *Capital Expenditure* (CAPEX), *Operational Expenditure* (OPEX) e *Decommissioning Costs* (DECOM).

A metodologia de cálculo do Custo Nivelado de Energia (LCOE) baseia-se numa abordagem de Fluxo de Caixa Descontado (DCF) e foi implementada em ambiente *Microsoft Excel*. O modelo integra as principais componentes técnico-económicas do projeto, especialmente os custos CAPEX, OPEX, Produção Anual de Energia (AEP) e parâmetros financeiros.

A metodologia assume um carácter paramétrico, possibilitando a análise de sensibilidade ao impacto isolado de variáveis-chave, como a distância à costa, a profundidade da água e a potência instalada, constituindo assim uma ferramenta de apoio à avaliação económica de projetos eólicos *offshore*. A sua aplicação a diferentes cenários evidenciou que a distância à costa constitui o principal fator de aumento do LCOE, podendo originar variações superiores a 40 €/MWh, enquanto a profundidade apresenta um impacto moderado. Por outro lado, o aumento da potência instalada permite reduzir o LCOE em cerca de 15 a 17 €/MWh, refletindo o efeito das economias de escala.

Os resultados demonstram que os projetos de energia eólica *offshore* flutuante apresentam, nas condições atuais, custos superiores aos preços de mercado, evidenciando a necessidade de mecanismos de apoio e evolução tecnológica para garantir a sua viabilidade económica. Este trabalho contribui para a compreensão dos principais fatores que influenciam o custo da energia *offshore* e apoia a tomada de decisão no planeamento e desenvolvimento de projetos no contexto da transição energética.

Palavras-chave: Avaliação económica, Custo nivelado de energia, Energia eólica *offshore*, Fluxo de caixa descontado, Plano de Afetação para as Energias Renováveis *Offshore*

Abstract

The present work, developed within the scope of the Curricular Unit "Dissertation/Internship", aims to carry out the economic assessment of floating offshore wind energy projects, within the context of the energy transition. An overview of offshore wind energy at the European level is provided, including market developments, the policy context, the main technological solutions, and the cost components: Development Expenditure (DEVEX), Capital Expenditure (CAPEX), Operational Expenditure (OPEX), and Decommissioning Costs (DECOM).

The methodology for calculating the Levelised Cost of Energy (LCOE) is based on a Discounted Cash Flow (DCF) approach and was implemented in Microsoft Excel. The model integrates the main techno-economic components of the project, particularly the CAPEX and OPEX costs, Annual Energy Production (AEP), and financial parameters.

The methodology is parametric in nature, enabling a sensitivity analysis of the isolated impact of key variables, such as distance to shore, water depth, and installed capacity, thus constituting a tool to support the economic assessment of offshore wind projects. Its application to different scenarios showed that distance to shore is the main driver of LCOE increases, potentially causing variations of more than 40 €/MWh, while water depth has a moderate impact. On the other hand, increasing installed capacity allows for a reduction in LCOE of approximately 15 to 17 €/MWh, reflecting the effect of economies of scale.

The results show that floating offshore wind energy projects currently have costs above market prices, highlighting the need for support mechanisms and technological advancement to ensure their economic viability. This work contributes to the understanding of the main factors influencing the cost of offshore wind energy and supports decision-making in project planning and development within the context of the energy transition.

Keywords: Economic assessment, Levelised Cost of Energy, Offshore wind energy, Discounted cash flow, Offshore Renewable Energy Allocation Plan

Agradecimentos

As pessoas são um alicerce crucial nas nossas vidas. Ao longo destes dois anos de Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia houve pessoas imprescindíveis nesta caminhada.

No percurso académico, um enorme agradecimento à Engenheira Teresa Nogueira por demonstrar diariamente que tem verdadeiramente gosto na função que exerce e proporcionar a oportunidade de realizar um projeto na área da energia eólica *offshore*. A sua incansável disponibilidade, orientação e apoio foram importantíssimos. Também agradeço a toda a comunidade do Instituto Superior de Engenharia do Porto por todos os conhecimentos e serviços prestados durante o mestrado.

Por fim, gostaria de agradecer à minha família e amigos, em especial aos meus pais, irmãos e namorado, por me fazerem sentir que tudo é possível com organização e persistência.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Organização do documento	3
2	Tendências e Mercado da Indústria Eólica Marítima.....	5
2.1	O papel da eólica offshore na transição energética.....	5
2.1.1	Contexto global da transição energética	5
2.1.2	Vantagens da eólica <i>offshore</i> face à <i>onshore</i>	7
2.1.3	O papel da eólica <i>offshore</i> no futuro.....	8
2.1.4	Metas estratégicas	11
2.1.5	Políticas europeias para o setor <i>offshore</i> sobre o PAER em Portugal.....	12
2.1.6	Incentivos e principais empresas do mercado.....	12
2.2	Tecnologias das fundações marítimas	13
2.2.1	Fundações fixas versus flutuantes	13
2.2.2	Critérios de seleção	15
2.3	Ligações à rede elétrica: infraestruturas e cabos marítimos	16
2.3.1	Cadeia de elementos da ligação à rede	16
2.3.2	Cabos.....	16
2.3.3	Transmissão HVDC.....	18
2.3.4	Transmissão HVAC.....	19
2.4	Principais custos em projetos eólicos <i>offshore</i>	19
2.4.1	CAPEX	19
2.4.2	OPEX	21
2.4.3	Levelized Cost of Energy (LCOE)	22
2.4.4	Impacto no LCOE	23
2.4.5	Perspetivas para o cálculo do LCOE	24
3	Metodologia de Cálculo do LCOE para Eólica <i>Offshore</i>.....	27
3.1	<i>Levelized Cost of Energy</i> (LCOE): conceitos e métodos de cálculo	28
3.2	Custos CAPEX: turbinas, fundações e subestações	30
3.2.1	Turbinas	31
3.2.2	Plataformas flutuantes e sistema de amarração.....	32
3.2.3	Infraestrutura elétrica <i>offshore</i>	33
3.2.4	Custos de instalação	34
3.2.5	Outros custos	35
3.3	Custos OPEX: manutenção, operação, seguros e taxas	37
3.3.1	OPEX do parque eólico	37
3.3.2	OPEX do sistema de transmissão	38
3.3.3	OPEX total.....	38

3.4	Cálculo da Produção Anual de Energia (AEP).....	39
3.5	Parâmetros Financeiros	41
3.5.1	Estrutura de Capital e WACC	42
3.5.2	Indicadores financeiros de avaliação: VAL e TIR.....	43
3.5.3	Taxa de Inflação e Horizonte Temporal.....	44
3.5.4	Pressupostos de Receita.....	45
3.5.5	Depreciação.....	47
3.6	Validação de cálculo com o <i>software</i> SAM	48
4	Casos de estudo.....	53
4.1	Caracterização do parque eólico <i>offshore</i>	53
4.2	Análise dos dados: recursos eólicos, CAPEX, OPEX e financiamentos	55
4.2.1	Recursos eólicos.....	55
4.2.2	CAPEX.....	55
4.2.3	OPEX	57
4.2.4	Parâmetros financeiros e financiamento	58
4.3	Cálculo da Produção Anual de Energia (AEP).....	60
4.4	Resultados do LCOE para os casos de estudo	64
4.4.1	Variação da distância do parque à costa	64
4.4.2	Variação da profundidade.....	66
4.4.3	Variação da potência instalada	67
4.5	Análise de sensibilidade aos custos.....	69
4.5.1	Duplicação dos custos unitários	69
4.5.2	Variação do WACC, CAPEX, OPEX e preço da eletricidade	71
4.6	Validação dos resultados com o <i>software</i> SAM.....	72
4.7	Análise de cenários de operação.....	74
4.8	Discussão dos resultados obtidos	75
5	Conclusão	79
5.1	Análise conclusiva.....	79
5.2	Recomendações para o mercado.....	80
5.3	Perspetivas futuras	81
	Anexo A: Decomposição do LCOE	95
	Anexo B: Input do CAPEX	96
	Anexo C: Cálculo da AEP.....	97
	Anexo D: Variação do OPEX	98

Lista de Figuras

Figura 1 – Crescimento da capacidade das energias renováveis.....	6
Figura 2 – Crescimento da capacidade instalada de 2017 a 2030, em GW	7
Figura 3 – Capacidade instalada de energia eólica <i>offshore</i> em 2024.....	9
Figura 4 – Novas instalações de energia eólica <i>offshore</i> global (MW)	10
Figura 5 – Evolução do tamanho das turbinas <i>offshore</i> de 2010 a 2030.....	11
Figura 6 – Esquema dos tipos de fundações eólicas <i>offshore</i> fixa	14
Figura 7 – Esquema dos tipos de fundações eólicas <i>offshore</i> flutuantes	15
Figura 8 – Configuração de um parque eólico <i>offshore</i>	16
Figura 9 – Cabo <i>inter-array</i>	18
Figura 10 – Cabo de exportação	18
Figura 11 – Cabo dinâmico.....	18
Figura 12 – Esquema de interligação <i>offshore</i> com a tecnologia HVDC	18
Figura 13 – Esquema de interligação <i>offshore</i> com a tecnologia HVAC	19
Figura 14 – Contribuição de cada elemento para o LCOE.....	24
Figura 15 – Caracterização técnica do parque eólico <i>offshore</i>	49
Figura 16 – Configuração do parque eólico <i>offshore</i> de referência.....	50
Figura 17 – Parâmetros financeiros	51
Figura 18 – Decomposição percentual do CAPEX do parque de referência	56
Figura 19 – Parâmetros financeiros do modelo <i>Excel</i>	59
Figura 20 – Curva de potência da turbina de 15 MW	61
Figura 21 – Curva de <i>Weibull</i> e produção de energia	62
Figura 22 – Evolução do LCOE: variação da distância do parque à costa	65
Figura 23 – Evolução do LCOE: variação da profundidade	67
Figura 24 – Evolução do LCOE: variação da potência instalada.....	68

Lista de Tabelas

Tabela 1 – PAER: Zonas Marítimas Identificadas	12
Tabela 2 – Funcionalidades de cada <i>software</i>	25
Tabela 3 – Caracterização do parque eólico <i>offshore</i>	54
Tabela 4 – Decomposição do CAPEX do parque de referência	56
Tabela 5 – Decomposição do OPEX do parque de referência.....	57
Tabela 6 – Parâmetros do recurso eólico, perdas e AEP do parque de referência	63
Tabela 7 – Decomposição do LCOE: variação da distância do parque à costa	65
Tabela 8 – Decomposição do LCOE: variação da profundidade	66
Tabela 9 – Decomposição do LCOE: variação da potência instalada	68
Tabela 10 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da distância do parque à costa	73
Tabela 11 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da profundidade.....	73
Tabela 12 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da potência instalada	74

Lista de siglas e acrónimos

AEP	<i>Annual Energy Production</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CfD	<i>Contract for Difference</i>
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i>
DCF	<i>Discounted Cash Flow</i>
DECOM	<i>Decommissioning Costs</i>
DEVEX	<i>Development Expenditure</i>
EIA	<i>Environmental Impact Assessment</i>
FCF	<i>Free Cash Flow</i>
FCR	<i>Fixed Charge Rate</i>
FID	<i>Final Investment Decision</i>
GBS	<i>Gravity-Based Structure</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
NPV	<i>Net Present Value</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OHVS	<i>Offshore High Voltage Substation</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
PAER	<i>Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>
TIR	<i>Taxa Interna de Rentabilidade</i>

TLP	<i>Tension-Leg Platform</i>
UE	União Europeia
VAL	Valor Atual Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

1 Introdução

A expansão da energia eólica *offshore* constitui um vetor estratégico fundamental para a transição energética, destacando-se especialmente no contexto europeu, onde a integração de fontes renováveis é encarada como prioridade política e regulatória. O avanço tecnológico viabiliza a exploração de áreas marítimas anteriormente inacessíveis, permitindo a implementação de diferentes configurações de fundações e de soluções de ligação à rede elétrica, fatores que influenciam de forma significativa a estrutura de custos e a viabilidade económica dos projetos eólicos *offshore*.

Desta forma, avaliar a viabilidade económica de projetos eólicos *offshore* é imprescindível, por isso, deve-se analisar o LCOE, comparando com diferentes soluções tecnológicas e cenários de mercado. Esta análise permite integrar os custos de investimento, operação, manutenção e financiamento ao longo do ciclo de vida do projeto, sendo importante para a fase de decisão.

Neste contexto, o presente trabalho procura não só analisar o LCOE de um parque eólico *offshore* flutuante, mas também identificar os principais fatores que condicionam a sua viabilidade económica, contribuindo para o apoio à decisão no planeamento de projetos neste setor.

1.1 Contextualização

Este trabalho surge da curiosidade e necessidade de compreender, bem como avaliar a viabilidade económica de projetos de energia eólica *offshore*, num contexto de crescente aposta nas energias renováveis como pilar da transição energética. O rápido desenvolvimento

tecnológico e a diversidade de soluções para a instalação e ligação à rede de parques eólicos marítimos suscitam novos desafios ao nível da análise de custos e da competitividade destas infraestruturas.

Neste enquadramento, torna-se fundamental desenvolver metodologias robustas para a avaliação do Custo Nivelado da Energia (LCOE), permitindo comparar diferentes cenários tecnológicos e de mercado e, apoiar a tomada de decisão estratégica no setor *offshore*.

1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é realizar um enquadramento teórico detalhado da energia eólica *offshore*, bem como desenvolver e aplicar uma metodologia de avaliação do Custo Nivelado de Energia (LCOE) de um parque eólico *offshore* flutuante, com base num modelo de Fluxo de Caixa Descontado (DCF) implementado em ambiente *Microsoft Excel*, analisando o impacto de parâmetros-chave, como a distância à costa, profundidade da água e potência instalada, no custo da energia produzida. Posteriormente, é objetivo realizar duas análises de sensibilidade: duplicação dos custos unitários e a variação do WACC, CAPEX, OPEX e preço da eletricidade.

Como suporte e preparação deste trabalho procedeu-se:

- à revisão bibliográfica sobre as políticas europeias para o setor *offshore* sobre o PAER em Portugal;
- à revisão técnica sobre as tecnologias das fundações eólicas: plataformas fixas versus flutuantes.

Com base nessas revisões procedeu-se igualmente:

- ao desenvolvimento e aplicação de uma metodologia estruturada de avaliação do LCOE em projetos de parques eólicos *offshore*, integrando dados reais de mercado e tendências tecnológicas;
- à análise da estrutura dos custos CAPEX e OPEX, incluindo variáveis financeiras, e a sua influência no custo final da energia produzida;

- à utilização do *software* comercial *System Advisor Model* para simulação e comparação dos resultados obtidos em *Microsoft Excel*;
- à análise de resultados e recomendações para maior eficiência e competitividade do setor renovável *offshore*.

1.3 Organização do documento

O presente documento encontra-se estruturado em cinco capítulos, a seguir descritos.

No Capítulo 1 é apresentada a introdução ao tema, sendo realizado um enquadramento do trabalho e definidos os objetivos a atingir, seguida da explicação da organização geral do documento.

No Capítulo 2 são analisadas as tendências do mercado da indústria eólica *offshore*. Neste capítulo é abordado o papel da eólica *offshore* no contexto da transição energética, tanto a nível global como europeu, bem como as políticas e estratégias associadas. Adicionalmente, são ainda analisadas as principais tecnologias das fundações marítimas, fixas e flutuantes, e os sistemas de ligação à rede elétrica, incluindo os diferentes tipos de cabos e tecnologias de transmissão. Também são descritos os principais custos associados aos projetos eólicos *offshore*, DEVEX, CAPEX, OPEX e DECOM, bem como o seu impacto no custo final da energia produzida. Para além disto, é apresentado o conceito de Custo Nivelado da Energia (LCOE), os fatores que o influenciam e as perspetivas para o seu cálculo aplicado à eólica *offshore*, incluindo a utilização de *softwares* de simulação e análise técnico-económica.

No Capítulo 3 é descrita a metodologia adotada para o cálculo do LCOE em parques eólicos *offshore*. Primeiramente, é dado a conhecer o método de cálculo para o LCOE, bem como se considerou os componentes para o CAPEX e OPEX. Após isto, é descrita a forma de cálculo para obter a Produção Anual de Energia. Adicionalmente, são descritos os parâmetros financeiros considerados e o método utilizado no *software System Advisor Model* para validar o LCOE calculado no *Microsoft Excel*.

No Capítulo 4 são apresentados os casos de estudo, com a caracterização do parque eólico *offshore* de referência, a análise dos resultados do LCOE para os três cenários de sensibilidade:

variação da distância à costa, variação da profundidade e variação da potência instalada e análise de cenários de operação, bem como a discussão dos resultados obtidos.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões do trabalho, sintetizando os principais resultados obtidos e as perspectivas de desenvolvimento futuro no âmbito da avaliação do LCOE em projetos de energia eólica *offshore*.

Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas que sustentaram o desenvolvimento do trabalho, bem como, os anexos das capturas do trabalho desenvolvido em *Microsoft Excel*.

2 Tendências e Mercado da Indústria Eólica Marítima

2.1 O papel da eólica offshore na transição energética

2.1.1 Contexto global da transição energética

A transição energética refere-se à mudança estrutural do setor energético global, isto é, a substituição dos sistemas de produção, distribuição e consumo de combustíveis fósseis (por exemplo petróleo, carvão e gás natural), por fontes renováveis (como a eólica e solar). Este processo é incentivado pela iminência climática e pelos compromissos internacionais estabelecidos no Acordo de Paris, adotado a 12 de dezembro de 2015, que define um plano global para combater as mudanças climáticas e reduzir as emissões de gases de efeito estufa [1].

Para alcançar os objetivos da transição energética, foram estabelecidos marcos essenciais a cumprir até 2030 e 2050.

Até 2030, pretende-se triplicar a capacidade instalada de energia renovável e duplicar a taxa de melhoria da eficiência energética [2], como se pode observar na Figura 1 [3].

Em 2023, atingiu-se o maior aumento anual de capacidade instalada de geração de eletricidade renovável, com um acréscimo de 473 GW [4], principalmente devido ao aumento da energia solar fotovoltaica. A China, União Europeia (UE) e os Estados Unidos foram responsáveis por 85% desse crescimento [5], de acordo com a Figura 2.

Contudo, para atingir a meta global de triplicação, será fundamental uma expansão anual média de cerca de 1,044 GW, segundo prevê a primeira edição do relatório anual da *International Renewable Energy Agency* (IRENA), correspondendo a uma taxa de crescimento composta de 16,4% entre 2024 e 2030 [6]. A expansão das energias renováveis fora dos principais mercados e o aumento da diversificação para além da energia solar são prioridades fundamentais para cumprir as metas de descarbonização [6].

Até 2050, será necessária uma transformação profunda dos setores de energia e dos setores de uso final, permitindo a adoção de quotas elevadas de energia renovável. Segundo o Cenário de 1,5°C da IRENA, 91% da geração global de eletricidade deverá provir de fontes renováveis em 2050 [7], sendo que a energia solar fotovoltaica e a energia eólica, incluindo a *offshore*, representarão cerca de 70% desse total [8].

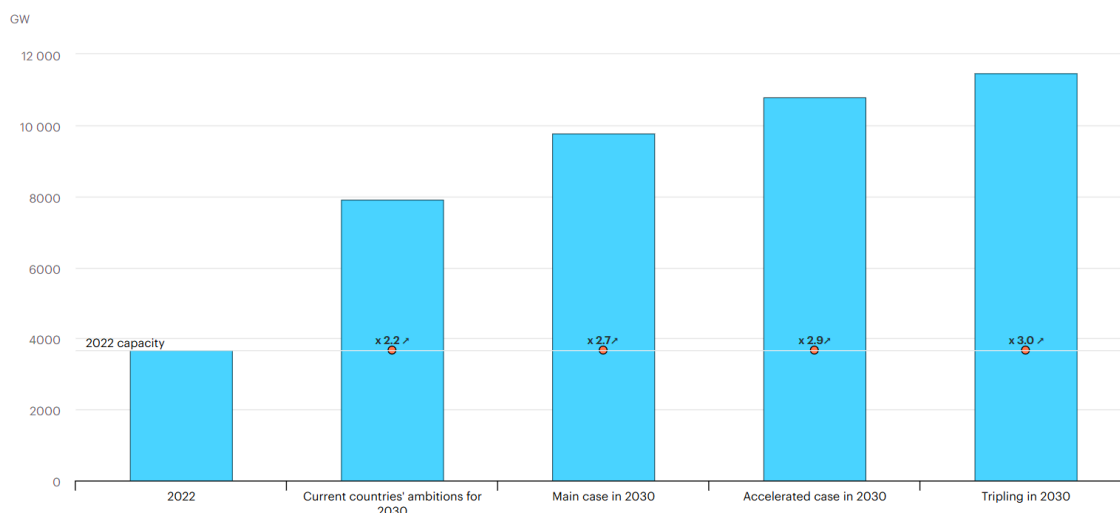


Figura 1 – Crescimento da capacidade das energias renováveis

Para alcançar estes objetivos, a transição energética assenta numa combinação de estratégias complementares. A descarbonização contribui para a transição energética, sendo que corresponde à redução progressiva das emissões diretas e indiretas de gases de efeito estufa, tendo como objetivo final alcançar a neutralidade carbónica. Nesta fase, o gás natural terá um papel importante na estabilização das redes, enquanto a eletrificação dos consumos assume um papel central na redução das emissões [9].

Para além disto, as tecnologias como a solar fotovoltaica e a eólica, tanto *onshore* como *offshore*, ganharam particular relevância ao longo das últimas décadas, beneficiando de avanços tecnológicos significativos e de uma redução relevante nos custos de produção. A energia eólica *offshore* destaca-se especialmente pelo seu elevado potencial técnico, fatores de

capacidade superiores e maior estabilidade de produção. Estas características tornam-na uma tecnologia estratégica para diminuir o consumo de combustíveis fósseis, em particular em centrais com queima de combustíveis fósseis [10].

Paralelamente, novas áreas emergentes, como a energia marinha (ondas e marés) e o hidrogénio verde, poderão igualmente desempenhar um papel relevante na descarbonização de setores difíceis de eletrificar [11]. De igual forma, os sistemas de armazenamento de energia são essenciais para mitigar a intermitência das fontes renováveis e garantir a flexibilidade e a fiabilidade do sistema energético [12].

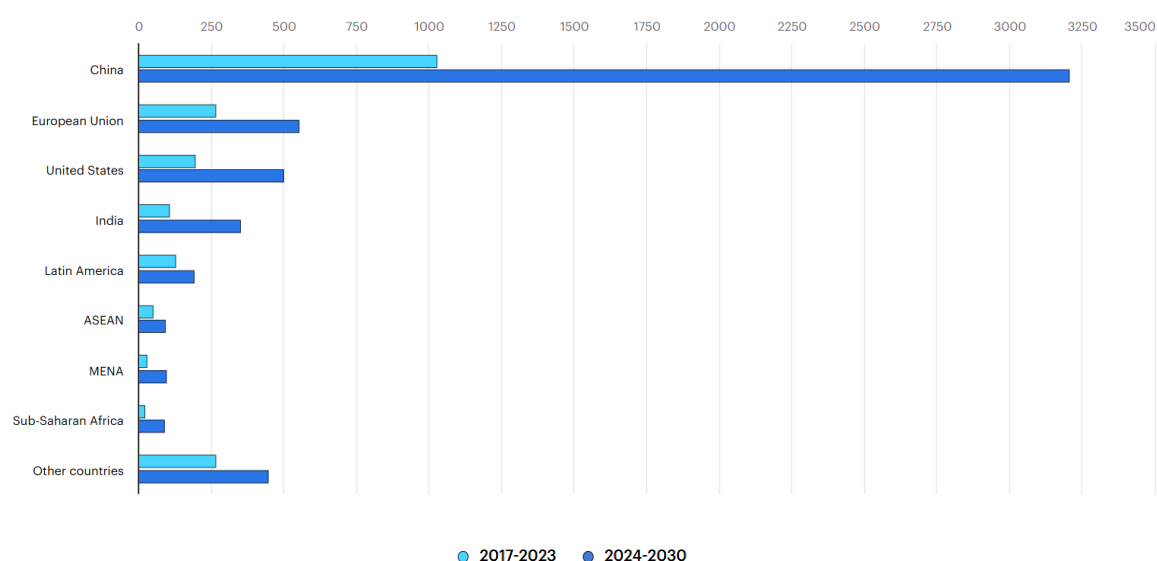


Figura 2 – Crescimento da capacidade instalada de 2017 a 2030, em GW

2.1.2 Vantagens da eólica *offshore* face à *onshore*

O aumento da construção de parques renováveis *offshore* é favorecido por restrições crescentes de uso do solo em algumas regiões. No mar, a energia é inesgotável, não poluente e as perdas de transmissão e distribuição são baixas. Como a extensão do mar é vasta e desimpedida, é possível o incremento de parques eólicos com turbinas de maiores dimensões e consequentemente de maiores potências [13]. Além disso, a construção *onshore* é mais difícil de concretizar devido a restrições de ordenamento, impacto visual e conflitos de uso do solo [14].

Paralelamente, em termos de impacto ambiental a localização afastada da costa diminui o impacto visual e sonoro, pelo que provoca menor oposição com as populações locais, contribuindo para uma maior facilidade para o seu licenciamento [15].

De referir que os parques eólicos *offshore* contribuem como um parceiro estratégico para instalações de produção, como unidades de eletrólise, ou seja, permitindo combinar a geração renovável em larga escala com a produção de hidrogénio, apoiando assim a descarbonização de setores produtivos, industriais e transportes [16].

Apesar dos desafios técnicos e económicos que a energia renovável offshore enfrenta, esta apresenta vantagens fortes, como produção de energia verde, redução da dependência de combustíveis fósseis e diminuição dos preços da eletricidade aos consumidores. Por conseguinte, desempenha um papel promissor para atender os objetivos da transição energética e neutralidade climática até 2050 [17].

2.1.3 O papel da eólica *offshore* no futuro

O desenvolvimento da energia eólica *offshore* teve início em 1991, onde foram instaladas as primeiras onze turbinas de 450 kW, no parque *Vindeby*, no Sul da Dinamarca [18].

Em 1992, surgiram os primeiros parques eólicos em Tarifa, Espanha, sendo que o Plano Nacional de Energia previa até 200 MW de capacidade eólica até o ano 2000 [19]. Posteriormente, em 1994, a França inaugurou o primeiro parque eólico em Tramontana, com quatro turbinas Vestas de 500 kW [19].

Após esta iniciação, no ano de 2000 o setor começou a evoluir. A Dinamarca construiu no largo de Copenhaga outro parque eólico *offshore*, com vinte turbinas, cada uma com 2 MW [20].

No ano de 2010, no mar do Norte foi instalada a primeira turbina eólica flutuante. Em 2011, Portugal iniciou as fases de testes do protótipo da *Windfloat*, com 2 MW, sendo a segunda turbina eólica flutuante *offshore*. Entre os anos de 2015 e 2018, começou com a fase de licenciamento e em outubro de 2018 a *WindPlus* acordou com o Banco Europeu de Investimento um empréstimo de 60 milhões de euros. Após isto, entre 2018 o parque começou a ser construído e em 2019 foi ligado à rede, sendo realizada a primeira produção em 2020 [21].

Após este enquadramento, o setor na Europa continuou a crescer e a apostar na construção de parques eólicos *offshore*, tornando-se pioneira na adoção da tecnologia e rapidamente tornou-se líder mundial no desenvolvimento offshore.

Em 2024, a Europa mantém a sua posição de destaque, com 45,2 %, ou seja, 34 GW da capacidade instalada total de energia eólica *offshore* em operação [22]. Este crescimento tem sido imparável, pois a capacidade instalada mundial de energia *offshore* aumentou de 100 MW em 2001 para 73,6 GW em 2024 [23].

A Figura 3 representa a capacidade instalada em MW, no fim de 2024, por país da Europa [24]. É notório que o Reino Unido possui a maior capacidade instalada de energia eólica *offshore* em toda a Europa, com quase 16 GW, correspondendo a 42,48 % da energia. De seguida, a Alemanha é o segundo país com maior capacidade, 9,1 GW, traduzindo 24,12 % da potência instalada. Em terceiro lugar, os Países Baixos com 4,7 GW, seguido da Dinamarca com 2,7 GW, representando 13,05 % e 7,08 % do valor global na Europa, respetivamente.

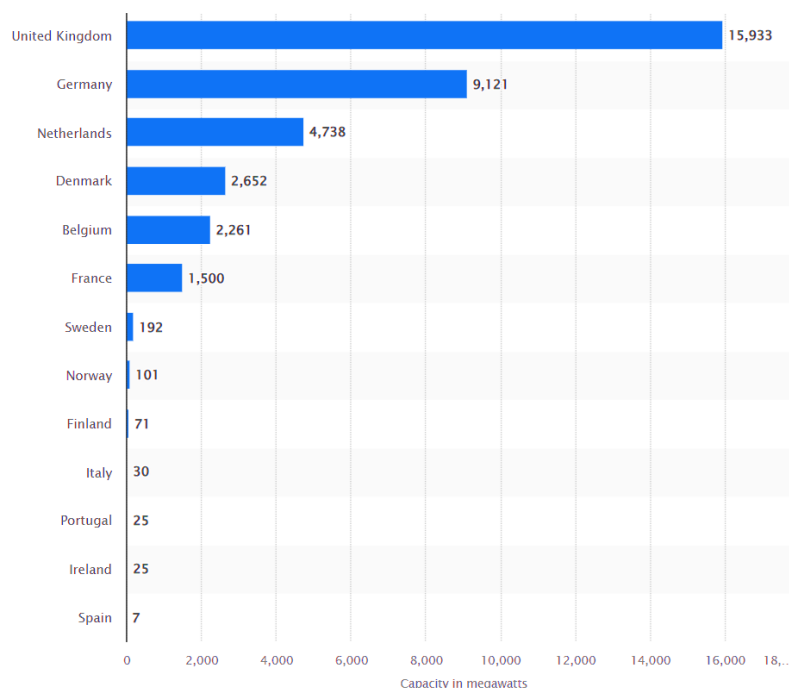


Figura 3 – Capacidade instalada de energia eólica *offshore* em 2024

Desta forma, a energia eólica *offshore* tem tendência a tornar-se um dos pilares centrais da estratégia europeia para atingir a neutralidade carbónica e reforçar a segurança energética.

Com base na Figura 4, o ano de 2024 foi instável, uma vez que a indústria eólica *offshore* esteve exposta à inflação, ao aumento dos custos de capital e às restrições na cadeia de abastecimento

em 2024, prejudicando a viabilidade comercial dos projetos. No entanto, é previsto que a partir do ano de 2030 haja uma aceleração de crescimento após a superação dos desafios, traduzindo num aumento da Taxa de Crescimento Anual Composta (CAGR) de 28% entre 2024 e 2029 e 15% entre 2030 e 2034 [25]. As zonas que se destacam mais são a China e Europa, na qual das novas instalações adicionadas entre 2030 e 2034, a China representará 46,9% e a Europa 36,8 % [26]. Com isto, até 2034, espera-se que atinjam 55 GW, elevando a participação de energia eólica *offshore* nas novas instalações de hoje, de 7% para cerca de 25% [27].

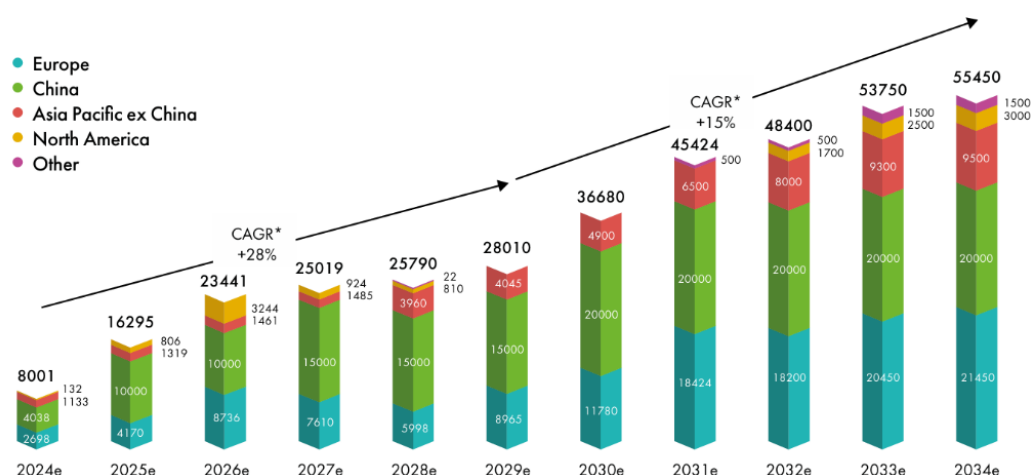


Figura 4 – Novas instalações de energia eólica *offshore* global (MW)

Os resultados mostram que os países investirão cada vez mais, devido ao aumento de leilões do setor energético, aprovação de leis de enquadramento, bem como o desenvolvimento de políticas para que desempenhe um papel ativo a nível mundial e possa contribuir para acelerar um futuro com energia 100% renovável [26].

De referir que, à medida que a indústria acelera para cumprir as metas, as turbinas evoluem, como ilustra a Figura 5, permitindo um controlo mais inteligente, sendo estimado que em 2030 os arcos formados pelas turbinas apresentem um diâmetro de 350 m, podendo a turbina ter uma potência de 35 MW [28]. Na Suécia, a empresa *Vattenfall* gere remotamente mais de 1200 turbinas offshore em quatro países. A par disto, futuramente prevê-se robôs capazes de polir, revestir e controlar danos das pás, isto reduz o tempo de inatividade, mantendo as turbinas a funcionar. Na Letónia, a empresa *Aerones* criou um robô que realiza inspeções e reparações das pás das turbinas de forma mais rápida e segura. Futuramente, é objetivo desenvolver robôs de manutenção autónomos para cada turbina, com inteligência artificial, sendo supervisionados por técnicos [29].

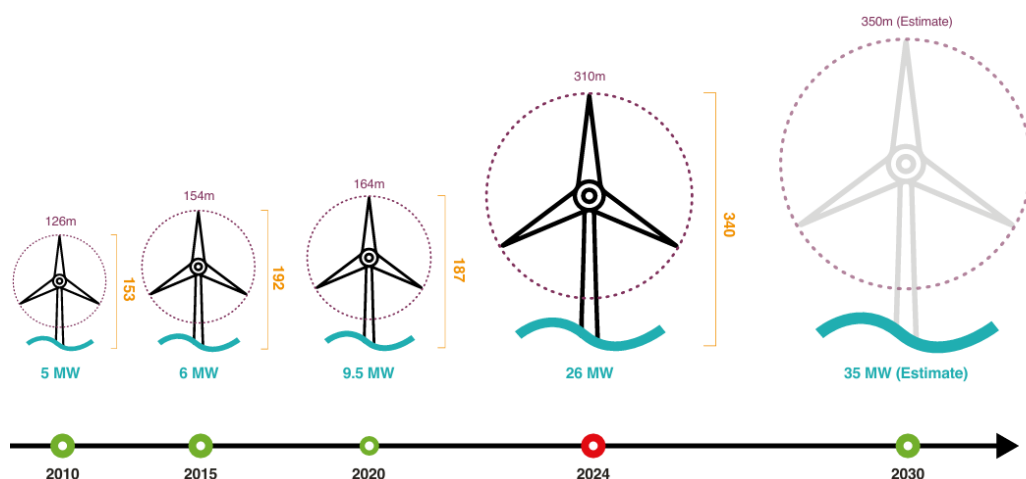


Figura 5 – Evolução do tamanho das turbinas *offshore* de 2010 a 2030

2.1.4 Metas estratégicas

A meta para as Energias Renováveis *Offshore* visa atingir a produção de cerca de 111 GW até 2030 [30]. Até 2040 entre 215 e 248 GW [31]. Em 2050, 317 GW, para garantir os objetivos energéticos e climáticos e, paralelamente, reduzir as importações de energia, aumentar a competitividade e acessibilidade de eletricidade [32].

O desenvolvimento das energias renováveis offshore tem assumido um papel central nas políticas energéticas da UE, particularmente no contexto do Pacto Ecológico Europeu [33], lançado em 2019 e da Estratégia da UE para as Energias Renováveis *Offshore*, publicada em 2020. Estas iniciativas enquadram-se nos objetivos de neutralidade carbónica até 2050, reforçadas pelo plano *REPowerEU*, que tem como intuito não depender da energia vinda da Rússia e auxiliar a UE a poupar energia, diversificar o seu aprovisionamento energético, bem como produzir energia limpa [34].

No entanto, a UE reconhece vários desafios para atingir as metas mencionadas. São necessários inúmeros investimentos até 2050, aproximadamente 800 mil milhões de euros, para a infraestrutura e desenvolvimento industrial [35]. Outro desafio é a necessidade de modernizar e expandir as redes elétricas para evitar restrições na transmissão da energia produzida, além de garantir compatibilidade com outras tecnologias marítimas e a proteção da biodiversidade [36].

Assim, a energia eólica produzida em alto-mar deixou de ser apenas uma opção de energia limpa em larga escala e está a ser uma das principais estratégias da Europa para alcançar a independência energética [29]. Com isto, a energia eólica *offshore* tem um papel central na transição energética global, oferecendo em escala segurança e flexibilidade ao sistema elétrico renovável do futuro.

2.1.5 Políticas europeias para o setor *offshore* sobre o PAER em Portugal

Em paralelo com as diretrizes europeias e com vista a expandir a capacidade, foi aprovado o Plano de Afetação para as Energias Renováveis *Offshore* (PAER), no dia 7 de fevereiro de 2025, no qual são identificadas as áreas marítimas específicas da costa portuguesa destinadas à instalação de parques eólicos [37]. Estas áreas correspondem a um total de 2 711,6 km², para a instalação de uma capacidade até 9,4 GW para projetos comerciais de energias renováveis offshore em Portugal, sendo estas as representadas na Tabela 1, com as respetivas áreas e potências. A zona de 5,6 km² na Aguçadoura é destinada à instalação de projetos de investigação e/ou demonstração não comerciais [38].

Tabela 1 – PAER: Zonas Marítimas Identificadas

Localização	Área (km ²)	Potência prevista (GW)
Viana do Castelo	229	0,8
Leixões	722	2,5
Figueira da Foz	1 325	4,6
Sines	430	1,5
Aguçadoura	5,6	Não aplicável
Total	2 711,6	9,4

2.1.6 Incentivos e principais empresas do mercado

Para cumprir as estratégias para a energia eólica *offshore* existem diversos programas de financiamento da UE disponíveis para financiar os projetos de energia.

O Horizonte Europa é o principal programa de financiamento da Comissão Europeia para a investigação e inovação até 2027, com um orçamento total de 93,5 mil milhões de euros [39].

O Mecanismo Interligar a Europa atribuiu subsídios para quarenta e um projetos novos de infraestrutura energética no início de 2024 [40].

A Comissão Europeia publicou, em fevereiro de 2025, o Pacto Industrial Limpo para incentivar a competitividade da Europa, proporcionar preços acessíveis de energia e a transição ecológica [41].

Juntamente a isto, as empresas também apoiam este ramo. Uma das principais empresas é dinamarquesa, *Ørsted*, na qual instalou 10,2 GW de energia eólica *offshore* na Europa, Estados Unidos e Ásia e estão em construção mais parques com uma capacidade de 8,1 GW [42].

A empresa Vestas posiciona-se também como uma das maiores empresas, tendo instaladas mais de 1500 turbinas no mar e mais de 11 GW de capacidade instalada global, em cinquenta e seis projetos [43].

A *Siemens Gamesa Renewable Energy* é uma empresa de referência no ramo dos fabricantes de turbinas e equipamento fundamental para viabilizar os parques offshore [44].

A *Iberdrola* é outro exemplo líder nas construções de parques eólicos *offshore*. A empresa tinha como objetivo atingir 2,438 MW em 2025 e 3,5 GW até 2028, com o apoio de investimentos [45].

Mesmo com a existência de desafios técnicos, financeiros e regulatórios, o apoio destes grupos demonstra que a eólica offshore está a transformar-se numa indústria sólida e estratégica na transição energética da Europa.

2.2 Tecnologias das fundações marítimas

2.2.1 Fundações fixas versus flutuantes

As fundações suportam as turbinas no mar e podem ser de dois tipos: fixas e flutuantes.

As fundações fixas são instaladas no fundo marinho em profundidades até 60 metros e as fundações flutuantes são instaladas a partir de 60 metros de profundidade [46]. A escolha do tipo de fundação dependerá da localização, das diferentes condições do fundo do mar, do oceano, da vida marinha e dos usos da área, como a pesca. [47].

A Figura 6 retrata o tipo de estruturas fixas: *Gravity-based-structure* (GBS), *Monopile*, *Tripod* e *Jacket-frame*.

A fundação GBS apresenta um pilar de sustentação e utiliza-se para evitar as forças de tração e elevação existentes entre a base da estrutura e o fundo do mar, sendo recomendada para profundidades até 30 metros [48]. Na estrutura *Monopile* existe um pilar no fundo do mar a uma profundidade entre 0 e 30 metros [49]. Esta fundação de suporte é mais económica neste momento, considerando as características do fundo do mar na Europa, sendo por isso a mais utilizada. Por continentes, a América utiliza esta estrutura em 100% dos casos, a Europa em 70% e a Ásia em 43% [47]. Já a estrutura em *Tripod* contém três pilares ligados ao pilar principal, a uma profundidade inferior a 30 metros, sendo instalada em profundidades de águas transitórias [50]. A estrutura entrelaçada, designada de *Jacket* é composta por quatro pilares que são interligados entre si, sendo a profundidade adequada superior a 40 metros. Esta ocupa menos espaço no fundo do mar, reduzindo os custos da estrutura [47].

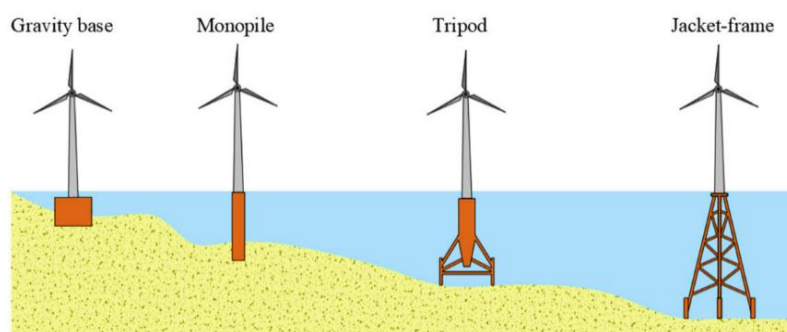


Figura 6 – Esquema dos tipos de fundações eólicas *offshore* fixa

A Figura 7 ilustra os tipos de plataformas flutuantes existentes, designadas por Barcaça, Semissubmersível, Boia cilíndrica, Múltiplos cilindros articulados e Ancorada por cabos tracionados (TLP).

As plataformas *Barge* são adequadas para mares calmos, com uma grande estrutura, distribuição uniforme de flutuabilidade e boa estabilidade. A plataforma *Semi-submersible* pretende minimizar a área da superfície exposta à água, mas ao mesmo tempo maximizar o volume, pois desloca a massa de água e proporciona flutuabilidade [51]. A fundação *Spar* é constituída por tanques de lastro, estruturas de colunas flutuantes e correntes de ancoragem, sendo que só pode ser instalada em profundidades superiores a 100 metros [52]. A plataforma TLP encontra-se ligada ao fundo do mar através de um conjunto de pernas em tensão, indicadas

para construções em profundidades superiores a 300 metros e inferiores a 1500 metros. A TLP reduz as dimensões, com o objetivo de diminuir os custos de fabricação [53].

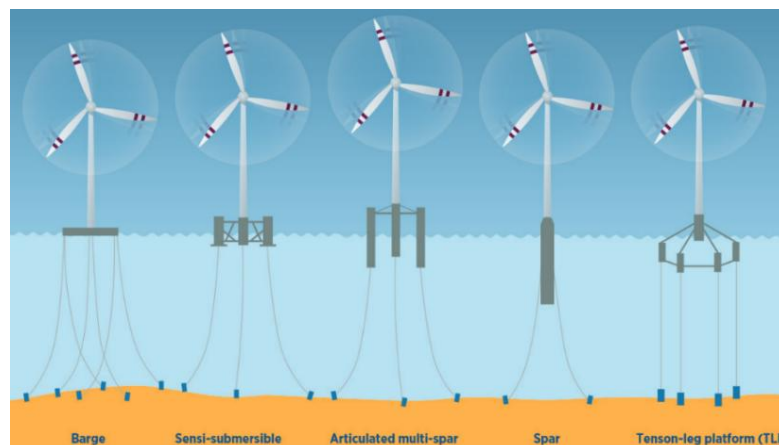


Figura 7 – Esquema dos tipos de fundações eólicas *offshore* flutuantes

2.2.2 Critérios de seleção

A escolha entre a eólica *offshore* flutuante ou fixa depende de vários elementos que devem ser avaliados cuidadosamente no contexto de um projeto específico [54]. Assim, para decidir a opção mais apropriada para o local, deve ser conhecida a profundidade necessária para os parques eólicos.

Nos mares com baixa profundidade, devem ser usadas fundações fixas que são fixadas no leito marinho. Em águas mais profundas são necessárias soluções flutuantes, que estão atualmente em desenvolvimento, o que traduz num aumento dos custos e dos desafios técnicos em comparação com as fundações fixas, que já têm muitos anos de utilização. Para além disto, deve-se considerar o potencial de produção de energia, uma vez que os parques eólicos flutuantes podem aproveitar as áreas com ventos *offshore* mais fortes e constantes, o que aumenta o potencial de geração em comparação com os que estão ancorados em águas pouco profundas [55].

Também devem ser avaliadas outras condições específicas, como a geologia, correntes oceânicas, clima e navegação, para garantir a segurança e viabilidade do projeto. Em alguns casos, a combinação dos dois tipos de tecnologias também pode ser uma opção viável, aproveitando os pontos fortes de ambas, para maximizar a geração de energia renovável no ambiente marinho [54].

2.3 Ligações à rede elétrica: infraestruturas e cabos marítimos

2.3.1 Cadeia de elementos da ligação à rede

Antes de chegar a terra, a energia produzida pelas turbinas eólicas tem de percorrer diversos elementos do sistema de transporte. Primeiramente, a energia percorre os cabos desde a turbina até à subestação e, dependendo da distância a que o parque está da costa, será transportada diretamente para a subestação *onshore*, no caso de estar perto da costa, ou então, se estiver a uma distância considerável, é necessário instalar uma subestação *offshore* que irá elevar a tensão o que permite reduzir significativamente as perdas no transporte [56].

Assim, tal como se pode verificar na Figura 8, a energia irá da turbina para a subestação *offshore*, se existir, através dos cabos *array*. Posteriormente, depois da tensão ser elevada, chegará à subestação em terra, pelos cabos de exportação. Por fim, a tensão será novamente elevada e inserida nas linhas de transmissão, sendo depois reduzida numa subestação de distribuição e encaminhada pela rede de distribuição até às casas e indústrias [57].

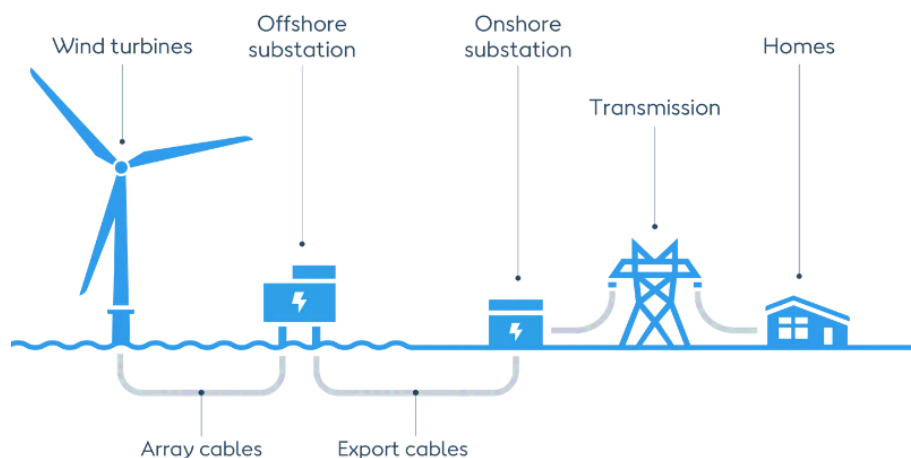


Figura 8 – Configuração de um parque eólico *offshore*

2.3.2 Cabos

Os cabos submarinos desempenham um papel crucial nos parques eólicos *offshore* flutuantes, sendo responsáveis por transportar a energia gerada pelas turbinas até à rede elétrica. Os cabos *inter-array* conectam as turbinas à subestação *offshore*, enquanto os cabos de exportação transportam essa energia da subestação *offshore* para terra [58]. Os cabos dinâmicos ligam as estruturas flutuantes às partes fixas do sistema, ou seja, ao cabo de exportação [59].

O cabo *inter-array*, Figura 9, conecta as turbinas eólicas à subestação *offshore*, transferindo energia entre turbinas, este cabo apresenta secções dinâmicas e estáticas devido ao movimento das estruturas flutuantes [60].

O cabo de exportação, Figura 10, transmite a energia da subestação *offshore* até à subestação *onshore*, lidando com maiores distâncias e potências. É tipicamente estático, mas pode incluir componentes dinâmicos em projetos flutuantes. Na subestação *onshore*, a tensão pode ser elevada para atender aos clientes mais distantes do litoral ou reduzida para atender clientes próximos [61].

Ambos os cabos em corrente alternada, *array* e de exportação, são trifásicos. Os cabos de exportação podem, no entanto, operar em tensões mais elevadas, ultrapassando os 220 kV, e recorrer à tecnologia *High Voltage Direct Current* (HVDC) para ligações de longa distância, funcionando neste caso em corrente contínua, e não trifásica. A tecnologia HVDC é a indicada a partir de uma certa distância porque reduz significativamente as perdas de transporte, evitando os efeitos capacitivos que penalizam os cabos submarinos de corrente alternada em ligações longas, por isso é comum em parques eólicos *offshore* de grande escala, mais afastados da costa. Os cabos *array*, por sua vez, lidam com tensões moderadas, como 66 kV.

Ambos são trifásicos, mas os cabos de exportação podem ter isolamento mais robusto, já que operam em tensões mais altas, podendo ultrapassar 220 kV, especialmente em tecnologias HVDC para longas distâncias. Os cabos *array*, por sua vez, operam a tensões mais baixas comparativamente, tipicamente da ordem dos 66 kV, valor típico da média tensão utilizada atualmente nas ligações *inter-array* de parques eólicos *offshore* [62].

No sistema flutuante é imprescindível existir um cabo dinâmico, Figura 11, para ligar a estrutura flutuante ao cabo principal de exportação no fundo do mar, de forma a transmitir a energia para a terra [63].



Figura 9 – Cabo *inter-array* Figura 10 – Cabo de exportação Figura 11 – Cabo dinâmico

2.3.3 Transmissão HVDC

No sistema HVDC, na subestação *offshore* a conversão de energia é realizada de corrente alternada para corrente contínua, na qual a plataforma *offshore* serve para inclusão da estação conversora e retificação para corrente contínua da energia produzida no mar. Posteriormente, a eletricidade é transmitida a longas distâncias, através de cabos submarinos em muito alta tensão até à estação de conversão *onshore*. Na estação de conversão *onshore* é realizada a conversão de corrente contínua para alternada [64]. Assim, a energia chega à rede *onshore* e é integrada na rede elétrica de transporte, sendo posteriormente reduzida e encaminhada pela rede de distribuição até aos consumidores finais, de acordo com a Figura 12. A tecnologia HVDC é geralmente escolhida para distâncias à costa superiores a 100 km [65].

A transmissão HVDC emerge como uma solução preferencial para parques distantes ou de grande capacidade, eliminando perdas reativas ao longo da linha e permitindo um controlo independente de potência ativa e reativa [66].

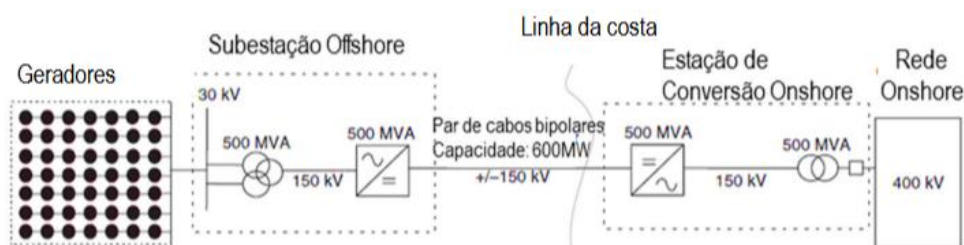


Figura 12 – Esquema de interligação *offshore* com a tecnologia HVDC

2.3.4 Transmissão HVAC

A transmissão *High Voltage Alternating Current* (HVAC) domina atualmente os projetos *offshore*, Figura 13, e proporciona simplicidade técnica e custos inferiores para distâncias entre 50 e 100 km [67]. Esta tecnologia transmite a energia elétrica gerada pelas turbinas eólicas para a subestação em terra através de cabos de exportação.

Em maiores distâncias, as perdas resistivas e capacitivas limitam a viabilidade económica, sendo vantajoso elevar a tensão da energia gerada para parques que estão entre 100 e 150 km de distância da costa. Assim, a alternativa é instalar uma subestação elevadora *offshore*, de forma a aumentar a tensão para alta tensão ou muito alta tensão. A única contrapartida desta colocação são os custos iniciais e a manutenção [65].

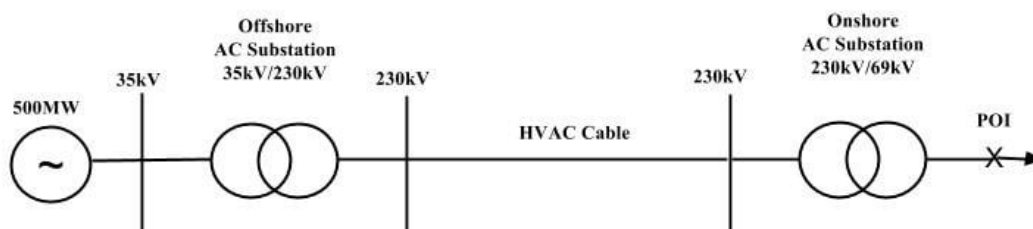


Figura 13 – Esquema de interligação *offshore* com a tecnologia HVAC

2.4 Principais custos em projetos eólicos *offshore*

2.4.1 CAPEX

Os custos *Development Expenditure* (DEVEX) estão associados à fase inicial de um projeto eólico *offshore*, antes da decisão final do investimento (*Final Investment Decision* – FID) e referem-se aos estudos de viabilidade técnica e económica, caracterização geotécnica e geofísica do sítio, avaliações ambientais, licenciamento e engenharia preliminar. A decisão de avançar com o projeto do parque eólico obriga, normalmente, a realizar estudos para suportar essa decisão e facilitar a compreender a solução proposta [68].

As despesas de capital (*Capital Expenditure* – CAPEX), no contexto dos projetos eólicos *offshore*, abrangem o conjunto de investimentos necessários para o desenvolvimento, construção e comissionamento da instalação. Estes custos compreendem a aquisição das turbinas eólicas e os seus componentes associados (nacela, rotor, torre e sistemas elétricos), bem como a

construção das fundações ou plataformas flutuantes, a infraestrutura elétrica *offshore* (nomeadamente subestações e cabos *inter-array*), cabos de exportação e ligações à rede elétrica em terra [69].

Adicionalmente, o CAPEX incorpora os custos associados às operações logísticas e de instalação, incluindo transporte, utilização de infraestruturas portuárias, mobilização de embarcações especializadas e operações de montagem e instalação no local. Estes custos são particularmente elevados em projetos *offshore*, devido à complexidade das operações em ambiente marítimo e à dependência de condições meteorológicas favoráveis.

Para além das componentes diretamente técnicas, o CAPEX integra também custos indiretos, tais como gestão de projeto, seguros, contingência e custos financeiros durante a fase de construção. A inclusão de uma margem de contingência é essencial para acomodar incertezas associadas a variações de preços, riscos construtivos e potenciais atrasos.

De um ponto de vista estrutural, o CAPEX pode ser decomposto em várias categorias principais, nomeadamente: turbinas, fundações/plataformas, infraestrutura elétrica, instalação e custos indiretos. Entre estas, as turbinas e a infraestrutura elétrica representam frequentemente as maiores parcelas do investimento total, especialmente em cenários com elevada distância à costa, onde os custos de cabos de exportação e subestações assumem um peso significativo.

No contexto dos projetos eólicos *offshore*, o CAPEX constitui a componente dominante do custo total, representando tipicamente entre 70% e 80% do custo global do projeto [70]. Esta elevada intensidade de capital é uma das principais características deste tipo de tecnologia, implicando a necessidade de uma análise rigorosa na fase de planeamento.

Importa ainda referir que o CAPEX apresenta uma elevada sensibilidade a vários fatores técnicos e geográficos, tais como a profundidade da água, a distância à costa, potência instalada e escolha da tecnologia (fundação fixa vs. flutuante). Por exemplo, maiores profundidades implicam estruturas mais complexas e dispendiosas, enquanto maiores distâncias à costa aumentam significativamente os custos de transmissão e instalação. Assim, a otimização destes parâmetros é fundamental para a redução do custo total do projeto e, consequentemente, do LCOE.

A decomposição detalhada do CAPEX permite identificar os principais *cost drivers*, sendo essencial para a realização de análises de sensibilidade e otimização económica do projeto.

2.4.2 OPEX

As despesas de operação e exploração (*Operational Expenditure* – OPEX) referem-se aos custos associados à fase operacional do parque eólico, incluindo todas as atividades necessárias para garantir o seu funcionamento contínuo ao longo da vida útil. Estes custos englobam tanto as despesas operacionais correntes como os custos de manutenção, sendo fundamentais para assegurar a fiabilidade e disponibilidade dos equipamentos.

Os custos operacionais incluem encargos como os recursos humanos, seguros, impostos, monitorização e controlo do sistema, bem como despesas com logística, transporte e utilização de meios marítimos. No contexto *offshore*, estes custos são significativamente mais elevados do que em projetos *onshore*, devido à necessidade de utilização de embarcações especializadas, maior complexidade no acesso às turbinas e dependência das condições meteorológicas.

Por sua vez, os custos de exploração correspondem às atividades de manutenção preventiva e corretiva, incluindo inspeções regulares, reparações, substituição de componentes e intervenções técnicas nas turbinas, cabos e infraestruturas elétricas. A manutenção assume particular relevância em ambiente *offshore*, uma vez que as condições adversas, como a corrosão marinha e o desgaste mecânico devido ao vento e às ondas, contribuem para o aumento das taxas de falha e dos custos de operação.

De forma geral, o OPEX apresenta uma estrutura composta por duas componentes principais: manutenção e operação. A manutenção representa uma fração relevante do OPEX total, sendo influenciada pela taxa de falhas dos equipamentos, pela estratégia de manutenção adotada (preventiva, corretiva ou preditiva) e pelas condições do local. Já os custos de operação estão associados à gestão do parque, monitorização remota, seguros e custos administrativos.

No contexto dos projetos eólicos *offshore*, o OPEX representa tipicamente cerca de 20% a 30% [71] do custo total do projeto, sendo uma componente menos dominante que o CAPEX, mas com impacto significativo ao longo do tempo. Ao contrário do CAPEX, que ocorre maioritariamente na fase inicial, o OPEX é distribuído ao longo de toda a vida útil do projeto, influenciando diretamente o custo anual de produção de energia e, consequentemente, o LCOE.

É importante referir que o OPEX apresenta uma elevada sensibilidade a fatores como a distância à costa, profundidade da água e condições meteorológicas. Os parques localizados a maiores distâncias requerem maiores tempos de deslocação e custos logísticos mais elevados, enquanto

maiores profundidades podem aumentar a complexidade das operações de manutenção. Assim, a otimização do OPEX depende da definição eficiente das estratégias de operação e manutenção, bem como da escolha da localização do projeto.

Após o término da vida útil do parque eólico, surgem os custos de *Decommissioning Expenditure* (DECOM), que correspondem às despesas associadas ao desmantelamento das infraestruturas. Estes custos incluem a desmontagem das turbinas, remoção das fundações e cabos submarinos, transporte das estruturas para terra e gestão ambiental dos resíduos, bem como recuperação do fundo marinho. A inclusão do DECOM na análise económica é essencial para garantir uma avaliação completa do ciclo de vida do projeto, permitindo antecipar os encargos futuros e assegurar a sustentabilidade ambiental das operações. Para além disso, a consideração destes custos desde a fase inicial do projeto contribui para a mitigação de riscos financeiros e para o planeamento adequado dos recursos necessários ao final da vida útil da instalação [72].

2.4.3 Levelized Cost of Energy (LCOE)

O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) é um indicador importante na avaliação da viabilidade económica, uma vez que fornece uma medida do custo médio de produção de energia ao longo da vida útil de uma instalação [73]. Assim, é possível avaliar a competitividade económica das tecnologias da produção elétrica, pois integra todos os custos de investimento inicial (CAPEX), custos operacionais (OPEX), custos de desmantelamento e encargos financeiros, ponderados pela energia efetivamente produzida ao longo da vida útil [74].

Do ponto de vista conceptual, o LCOE traduz a relação entre os custos totais atualizados e a produção energética total, sendo particularmente relevante em tecnologias com elevada intensidade de capital, como a energia eólica *offshore*. Assim, o LCOE permite comparar as diferentes configurações tecnológicas e apoiar na tomada de decisão, constituindo um critério fundamental na definição da competitividade económica dos projetos energéticos.

A avaliação económica de projetos de energia eólica *offshore* através do LCOE tem sido amplamente estudada na literatura internacional. Os estudos de referência como os da IRENA, *WindEurope* e *BVG Associates* estabelecem intervalos de LCOE para tecnologia *offshore* flutuante entre os 100 e 250 €/MWh [75], refletindo a maturidade tecnológica ainda limitada e os elevados custos de instalação associados às fundações flutuantes e à instalação *offshore* [76].

Quanto menor for o LCOE, mais rentável será a fonte de energia, podendo resultar quer da redução de custos, quer do aumento da produção energética [74].

No caso da energia eólica *offshore*, a evolução deste indicador tem revelado uma redução particularmente significativa nos últimos anos, verificando-se uma evolução sólida no setor tecnológico e consolidação das cadeias de abastecimento e o aumento em escala dos projetos desenvolvidos nos principais mercados internacionais [77].

2.4.4 Impacto no LCOE

Neste contexto, os fatores determinantes no LCOE são a condição do local, evolução da cadeia de abastecimento e desenvolvimento tecnológico.

Relativamente à condição do local, os projetos realizados em águas mais profundas requerem fundações mais caras, tendo custos de instalação mais elevados. Adicionalmente, os projetos mais distantes da costa exigem maior tempo de acesso, o que aumenta os custos e o tempo de inatividade, reduzindo, a produção de energia [78]. A cerca de 60 km da costa, pode ser mais rentável utilizar uma embarcação de apoio operacional que esteja presente mais tempo no mar para manutenção e acesso às turbinas, o que leva ao aumento do LCOE [79]. Para além disto, as condições do solo, se forem ideais, como areia densa e rígida com reduzidos rochedos, é uma vantagem em termos de custo. A velocidade média do vento se for elevada, aumenta a produção de energia, sendo uma mais-valia para o LCOE [80].

O setor do desenvolvimento das novas tecnologias proporciona uma redução do LCOE. Há 20 anos, nos projetos, a potência unitária das turbinas era de 2 MW e atualmente é de 15 MW. As turbinas maiores ajudam a reduzir o custo por MW de fundações, instalação e operação, e atingem alturas de *hub* mais elevadas, aumentando a produção de energia por MW instalado [81].

A redução do LCOE pode resultar na diminuição de custos, aumento da produção de energia ou de alterações no financiamento e na vida útil do projeto. Esta redução pode ser causada através de mudanças nos processos ou na tecnologia durante as fases de fabricação, instalação ou operação. O aumento da produção de energia pode ser resultado da tecnologia ou da redução das perdas de energia por meio de processos operacionais mais eficientes. A redução do risco do projeto é a principal forma de influenciar o custo do financiamento [79].

A Figura 14 ilustra as contribuições do custo principal dos elementos para o LCOE. O custo é composto por despesas de capital, incluindo as despesas DEVEX, CAPEX, OPEX e DECOM. Como se pode verificar, o LCOE na Europa varia em cada projeto (parte azul), mas mesmo assim continua a diminuir ao longo do tempo. Para o cálculo destas percentagens, o LCOE foi calculado com base em pressupostos dos valores de receita e custos de transmissão ao longo da vida útil do projeto, quando aplicável, bem como o preço do leilão [75].

Apesar do crescimento significativo da eólica *offshore*, persistem desafios técnicos e económicos relevantes, nomeadamente os custos de instalação, a complexidade das operações em ambiente marítimo e a necessidade de adaptação das infraestruturas elétricas. Estes desafios justificam a necessidade de estudos detalhados de viabilidade, como o desenvolvido no presente trabalho.

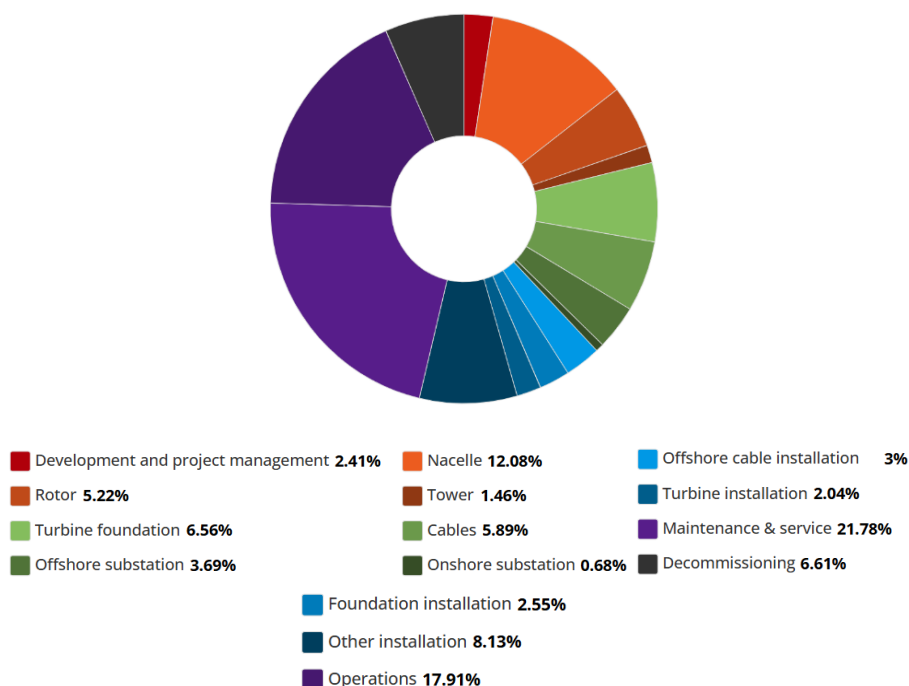


Figura 14 – Contribuição de cada elemento para o LCOE

2.4.5 Perspetivas para o cálculo do LCOE

Após este enquadramento teórico, é objetivo desenvolver uma metodologia de cálculo do LCOE para a eólica *offshore*, integrando dados reais de mercado e tendências tecnológicas e recorrendo ao estudo de casos reais ou em fase de desenvolvimento, de forma a avaliar os diferentes cenários operacionais e condições de mercado.

A abordagem preconizada possibilita uma análise comparativa dos custos e potencial de mercado, contribuindo para o estabelecimento de orientações estratégicas e recomendações para o setor. Também será pretendido analisar a estrutura dos custos CAPEX e OPEX, incluindo variáveis financeiras e a influência no custo final da energia produzida.

Para tal, é necessário utilizar softwares comerciais para simulação e comparação. Para cumprir com os objetivos as ferramentas que se destacam são as seguintes: *HOMER Pro*, *System Advisor Model* (SAM, NREL), *WindPro* (EMD International) e *OWE-GIS* (*Offshore Wind Energy Geographic Information System*).

A Tabela 2 sintetiza as funcionalidades de cada *software*.

Tabela 2 – Funcionalidades de cada *software*

Características	<i>HOMER Pro</i>	<i>SAM</i>	<i>WindPro</i>	<i>OWE-GIS</i>
Avaliação do recurso eólico	×	✓	✓	✓
Simulação de parques eólicos <i>offshore</i>	+/-	✓	✓	+/-
Análise técnico-económica	✓	✓	✓	×
Cálculo do LCOE	✓	✓	✓	×
Planeamento espacial <i>offshore</i>	×	×	+/-	✓
Integração de Sistemas de Informação Geográfica	×	×	✓	✓
Análise de restrições ambientais	×	×	✓	✓
Estudos preliminares de viabilidade	✓	✓	✓	✓
Fácil utilização	✓	+/-	+/-	✓
Necessário pagar para utilizar	Não. 21 dias gratuito	Não	Sim	Não

O *HOMER Pro* é um *software* de simulação para otimização de sistemas energéticos. No âmbito da energia eólica offshore, este permite avaliar a integração da produção eólica com outras fontes de energia e com sistemas de armazenamento. Este considera parâmetros técnicos, económicos e ambientais, incluindo custos de investimento, operação e manutenção, bem como a análise do desempenho do sistema ao longo do ciclo de vida [82].

O SAM constitui uma ferramenta de simulação técnico-económica e para parques eólicos offshore, permite estimar a produção anual da energia com base em dados meteorológicos, características das turbinas e perdas associadas ao sistema. Paralelamente, integra modelos económicos detalhados que permitem avaliar a viabilidade financeira do projeto através do cálculo de indicadores como o LCOE, receitas e fluxos de caixa [83].

O *WindPro* é direcionado para projetos de parques eólicos *onshore* e *offshore*. Este *software* possibilita uma análise detalhada do recurso eólico, definição do *layout* ótimo do parque e avaliação dos efeitos de esteira entre aerogeradores, fatores determinantes na estimativa da produção energética [84].

Por último, o OWE-GIS consiste num sistema de informação geográfica para apoiar o planeamento espacial de projetos de energia eólica *offshore*, contribuindo para um planeamento mais eficiente e sustentável do espaço marítimo. Esta ferramenta permite a integração e análise de dados como a profundidade da água, condições do solo marinho, características do vento, rotas de navegação, áreas ambientalmente sensíveis e infraestruturas existentes [85].

Para além da utilização de um destes programas será desenvolvido um ficheiro *Excel*, como ferramenta principal de estudo, de forma a calcular o LCOE e comparar com os resultados obtidos nas simulações.

Após a conclusão das simulações, será realizada uma análise de resultados e recomendações para maior eficiência e competitividade do setor renovável *offshore*.

3 Metodologia de Cálculo do LCOE para Eólica *Offshore*

O presente trabalho desenvolve uma metodologia para avaliar o LCOE de parques eólicos *offshore* flutuantes em diferentes cenários de expansão.

O objetivo desta metodologia é desenvolver um modelo paramétrico capaz de quantificar o impacto isolado de variáveis técnicas e geográficas no LCOE, garantindo comparabilidade entre cenários.

O cálculo foi implementado na ferramenta principal de trabalho, *Microsoft Excel*, com base num modelo de Fluxo de Caixa Descontado (*Discounted Cash Flow* – DCF) que incorpora os principais elementos do ciclo de vida do projeto: custos de investimento (CAPEX), custos operacionais (OPEX), Produção Anual de Energia (AEP) e parâmetros financeiros. Posteriormente, estes resultados foram comparados com o *software* SAM.

Para isolar o efeito dos principais fatores técnicos e geográficos, construíram-se três modelos de sensibilidade independentes, cada um variando um único parâmetro, distância à costa, profundidade da água e potência instalada, com os restantes fixos nos valores de referência. Esta abordagem garante que o impacto individual de cada variável no LCOE seja identificado sem interferências cruzadas.

Importa referir que os resultados apresentados baseiam-se numa abordagem determinística, assumindo valores constantes para diversos parâmetros ao longo do ciclo de vida do projeto.

Em particular, o modelo considera os custos operacionais constantes e não incorpora explicitamente a incerteza associada a variáveis económicas e técnicas.

Assim, os valores obtidos devem ser interpretados como estimativas representativas de um cenário médio, podendo variar em função das condições reais de mercado, evolução tecnológica e características específicas de cada projeto.

Esta limitação é parcialmente mitigada através de uma análise de sensibilidade complementar, apresentada na secção 4.5, que testa o efeito de uma variação anual do OPEX, assim como do WACC, do CAPEX e do preço da eletricidade, sobre os resultados de referência.

Os resultados obtidos, CAPEX, OPEX, AEP e LCOE para cada cenário, são apresentados no capítulo seguinte (Casos de Estudo).

3.1 *Levelized Cost of Energy (LCOE): conceitos e métodos de cálculo*

Após a apresentação teórica do conceito de LCOE, procede-se à descrição da aplicação no modelo desenvolvido, com base na metodologia de Fluxo de Caixa Descontado.

A definição de LCOE é representada pela Equação (1), que traduz o preço por unidade de energia (€/MWh) ao qual um projeto atinge o seu ponto de equilíbrio, recuperando exatamente o investimento inicial e os custos operacionais ao longo da sua vida útil [75]. Esta formulação corresponde à forma geral do LCOE, amplamente utilizada na literatura. No modelo desenvolvido, os termos I_t e M_t são distribuídos de acordo com a estrutura temporal detalhada do projeto (desenvolvimento, construção, operação e desmantelamento), apresentada na secção 3.5.3.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Cada parâmetro diz respeito ao seguinte:

- I_t – Despesas de investimento no ano t ;

- M_t – Despesas de operação, manutenção e serviço no ano t ;
- E_t – Geração de energia nos anos t ;
- r – Taxa de desconto (WACC);
- n – Vida útil do projeto em anos.

No presente trabalho, o LCOE foi determinado como o quociente entre o valor atualizado dos custos totais e o valor atualizado da energia produzida. A utilização da abordagem DCF justifica-se pela elevada intensidade de capital dos projetos *offshore*, onde o investimento inicial é significativo e as receitas são distribuídas ao longo do tempo, sendo importante considerar o valor temporal do dinheiro [86].

Esta formulação permite ainda decompor o LCOE nas suas componentes individuais. Para tal, cada categoria de custo (por exemplo, DEVEX, turbina, fundação ou OPEX) é tratada como um numerador próprio, correspondendo ao seu valor atualizado ao longo da vida útil do projeto, sendo dividida pelo mesmo denominador, o valor atualizado da energia total produzida (E_t), como demonstra o Anexo A: Decomposição do LCOE. Esta abordagem permite isolar a contribuição de cada componente de custo para o LCOE final, expressa em €/MWh, possibilitando identificar quais os elementos com maior peso na estrutura de custos do projeto, tal como será apresentado no Capítulo 4.

Com base nos pressupostos utilizados pela *International Energy Agency* (IEA) para as tecnologias eólicas *offshore*, considerou-se uma vida útil do projeto de 25 anos, sendo o horizonte económico típico de operação destes projetos, bem como a durabilidade esperada dos equipamentos e da fase operacional do projeto [87].

O modelo desenvolvido considerou de forma estruturada a Produção Anual de Energia (AEP), custos de investimento (CAPEX, incluindo o DEVEX) e custos operacionais (OPEX), que foram depois considerados no modelo DCF para o cálculo do LCOE.

A par disso, o modelo considerou os custos de desmantelamento (DECOM), que correspondem às despesas associadas à remoção das infraestruturas no final da vida útil do projeto. Estes custos foram incluídos como um fluxo de caixa negativo no último ano de operação no modelo DCF, para garantir uma avaliação completa do ciclo de vida do parque eólico *offshore*.

3.2 Custos CAPEX: turbinas, fundações e subestações

A estrutura da decomposição do CAPEX adotada neste trabalho baseou-se num modelo paramétrico desenvolvido em *Microsoft Excel* e os custos foram estimados em função dos parâmetros técnicos e físicos fundamentais do projeto, de modo a avaliar a influência dos mesmos, nomeadamente a distância à costa, profundidade e potência instalada [88].

No modelo adotado, o CAPEX total resultou da soma das diferentes componentes de custo das turbinas, plataformas flutuantes e infraestrutura elétrica, tal como demonstra a Equação (2) [75].

$$\text{CAPEX} = \sum_{i=1}^n C_i \quad (2)$$

Sendo,

- C_i – Componente de custo de capital, tal como fundações; cabos *inter-array*; cabos de exportação e instalação de turbinas;
- n – Número total das categorias do CAPEX.

O CAPEX incluiu os custos de desenvolvimento (DEVEX), ou seja, os custos que englobam os estudos de viabilidade técnica e económica, caracterização do recurso eólico, análises geotécnicas e geofísicas, avaliações do impacto ambiental e processos de licenciamento [89]. No modelo implementado, o DEVEX foi considerado como parte integrante do CAPEX total, sendo incluído no investimento inicial do projeto [90].

A metodologia foi a mesma para todos os cenários analisados, variando apenas o parâmetro em estudo (distância, profundidade ou capacidade), o que permitiu realizar uma análise de sensibilidade consistente.

No modelo desenvolvido, o CAPEX foi organizado em oito categorias principais:

- Estudos de desenvolvimento do projeto (*Environmental Impact Assessment* - EIA, engenharia básica e de detalhe, e estudo em impacto ambiental);
- Fornecimento das turbinas (consulta, análise e compra);

- Plataformas flutuantes;
- Sistema de amarração;
- Construção e montagem *offshore*;
- Subestação *offshore*;
- Cablagem (*inter-array* e exportação);
- Subestação *onshore* (construção e montagem e interligação à rede elétrica);
- Outros custos, tal como custos indiretos, seguros, gestão de projeto e contingência.

Alguns destes parâmetros apresentaram componentes dependentes da distância à costa, profundidade da água e potência instalada. Esta desagregação permitiu identificar quais foram as componentes mais sensíveis às variáveis analisadas nos cenários de estudo. Por exemplo, a distância à costa influenciou sobretudo os custos do cabo de exportação, instalação e transmissão. A profundidade influenciou as plataformas flutuantes, os sistemas de amarração e parte da instalação. Já a potência instalada afetou o número de turbinas, as fundações, os cabos *inter-array* e a escala global do projeto.

3.2.1 Turbinas

O custo das turbinas eólicas constituiu um dos essenciais elementos do CAPEX e foi calculado em função da potência instalada do parque, ou em termo equivalente, do número de turbinas.

No modelo desenvolvido, o custo total das turbinas do parque foi calculado através de uma abordagem proporcional, de acordo com a Equação (3) [91].

$$C_{\text{turbinas}} = c_{\text{turbina}} * N_{\text{turbinas}} \quad (3)$$

Sendo,

- c_{turbina} – Custos específicos de cada componente da turbina;
- N_{turbinas} – Número de turbinas.

O custo específico incluiu os principais componentes das turbinas, especificamente a nacela, o rotor, as pás, a torre e os sistemas elétricos internos. Este custo dependeu das características técnicas adotadas, particularmente a potência nominal, o diâmetro do rotor e as condições *offshore*, podendo variar de cenário para cenário tecnológico.

Apesar de ter sido adotada uma relação proporcional, na prática podem ocorrer economias de escala que conduzem a uma diminuição do custo específico para os parques de maior dimensão.

3.2.2 Plataformas flutuantes e sistema de amarração

Para o estudo em causa, usou-se a plataforma flutuante, pois é a mais adequada para locais marítimos de maior profundidade, onde as soluções de fundação fixa se tornam tecnicamente mais exigentes e economicamente menos competitivas.

Os custos das plataformas flutuantes e dos sistemas de amarração, foram definidos com base na profundidade da água, devido à complexidade estrutural.

Os custos das plataformas flutuantes e amarrações foram calculados através da Equação (4).

$$C = N_{\text{turbinas}} * (C_{\text{base}} + c_{\text{profundidade}} * h) \quad (4)$$

Sendo,

- N_{turbinas} – Número de turbinas;
- C_{base} – Custo base por turbina da plataforma (ou amarração), independente da profundidade;
- $c_{\text{profundidade}}$ – Custo incremental por metro;
- h – Profundidade da água em metros.

Esta formulação representa o aumento significativo dos custos estruturais com o aumento da profundidade, devido à necessidade de sistemas mais robustos e maior complexidade de instalação.

Os custos das plataformas flutuantes incluíram a estrutura principal, sistemas de estabilidade, proteção contra corrosão e operações de montagem e integração. Estes valores foram definidos

com base em custos unitários por MW, sendo influenciados pela profundidade no modelo de sensibilidade correspondente. O custo da plataforma flutuante associada à subestação *offshore* foi estimado como uma fração do custo das plataformas das turbinas, assumindo-se aproximadamente 65% deste valor, devido à subestação incluir equipamentos elétricos complexos (transformadores, sistemas de proteção e controlo).

Adicionalmente, o sistema de amarração incluiu linhas de amarração, âncoras e sistemas de ancoragem no fundo marinho. O custo total deste foi dividido em três componentes: linhas de amarração, âncoras e estacas de sucção, e sistema de ligação. A repartição adotada foi de 45 % para as linhas de amarração, 35 % para as âncoras e estacas de sucção e 20 % para o sistema de ligação [92], com base em referências de engenharia para os sistemas de amarração catenária para águas profundas, onde as linhas constituíram a maior parcela devido ao comprimento e custo unitário do aço [93].

3.2.3 Infraestrutura elétrica *offshore*

Para a infraestrutura elétrica *offshore* considerou-se cabos *inter-array* a 66 kV, cabos de exportação a 220 kV e uma secção de cabo de exportação de 1000 mm² [62].

Para representar um comprimento real do cabo de exportação, considerou-se um fator de rota do cabo de exportação. Este fator representa quanto o comprimento real do cabo é maior do que a distância em linha reta entre o parque eólico *offshore* e a costa (*onshore*), dado que existem desvios no mar.

Assim, o comprimento efetivo do cabo de exportação foi calculado com base na Equação (5).

$$\text{Comprimento do cabo de exportação} = \text{Distância até à costa} * \text{fator de rota} \quad (5)$$

Os custos dos cabos de exportação foram calculados em função do seu comprimento, como indica a Equação (6).

$$C_{\text{cabos}} = c_{\text{km}} * L \quad (6)$$

Sendo,

- L – Comprimento total dos cabos, dependente da distância à costa e de fatores de traçado;
- c_{km} – Custo incremental por quilômetro.

O custo da subestação *offshore*, foi parametrizado para estar associado à distância do parque à costa, como demonstra a Equação (7).

$$C_{\text{subestação}} = C_{\text{base}} + c_{\text{distância}} * D \quad (7)$$

Sendo,

- C_{base} – Custo fixo da subestação *offshore*, independente da distância à costa;
- $c_{\text{distância}}$ – Custo incremental associado à distância;
- D – Distância à costa.

Esta metodologia traduz o aumento dos custos de fornecimento, transporte e instalação das infraestruturas elétricas em função da distância do parque à rede.

3.2.4 Custos de instalação

Os custos de instalação *offshore* compreenderam as operações associadas à montagem, ao transporte, ao posicionamento e ao comissionamento dos equipamentos, sendo particularmente relevantes devido à complexidade das operações em ambiente marítimo.

No modelo adotado, estes custos representaram uma combinação de componente fixa e termos dependentes da distância e da profundidade, de acordo com a Equação (8).

$$C_{\text{instalação}} = C_{\text{base}} + c_{\text{distância}} * D + c_{\text{profundidade}} * h \quad (8)$$

Este procedimento possibilitou refletir o incremento dos preços associado a maiores distâncias (logística e transporte) e maiores profundidades (complexidade de instalação).

O transporte e o reboque das plataformas são uma fase fundamental, particularmente no caso dos sistemas flutuantes, onde os componentes podem ser parcialmente montados em porto e posteriormente transferidos até ao local de instalação. Este processo envolve o uso de embarcações especializadas e está sujeito a restrições operacionais, como condições meteorológicas e períodos favoráveis de instalação.

A maior parte dos custos de instalação foram considerados proporcional à distância à costa, traduzindo o aumento do tempo de mobilização e operação das embarcações.

O comissionamento final englobou os testes elétricos, verificação de sistemas e entrada em operação do parque.

3.2.5 Outros custos

Para além dos custos diretamente associados aos principais componentes do parque eólico, foram considerados custos adicionais, associados à ligação à rede em terra e custos indiretos, que têm um impacto significativo para o CAPEX total. Estes custos abrangeram os custos de desenvolvimento, ligação à rede *onshore*, seguros, gestão de projeto e contingência, sendo definidos como percentagens do investimento total na folha de cálculo.

A ligação à rede *onshore* foi composta pela construção e instalação de infraestruturas em terra, como subestações, linhas de transporte e obras civis associadas. Este custo dependeu da distância ao ponto de ligação à rede elétrica e da capacidade instalada do parque, podendo representar uma parte importante do investimento total. Esta ligação foi modelada como função da potência instalada, Equação (9), na qual incluiu subestações em terra, infraestruturas elétricas e obras civis necessárias à integração do sistema na rede elétrica.

A margem de contingência teve como intuito assegurar as incertezas da fase de construção do projeto, como por exemplo variações de custos, imprevistos técnicos e riscos de instalação e operacionais. Esta componente é particularmente relevante em projetos de eólica *offshore* flutuante, onde ainda existe algum grau de incerteza tecnológica.

Neste plano, estas componentes dependeram sobretudo da potência instalada e do valor global do investimento, ajustando-se proporcionalmente ao tamanho do projeto.

$$C_{\text{onshore}} = c_{\text{MW}} * P_{\text{instalada}} \quad (9)$$

Sendo,

- c_{MW} – Custo incremental por potência.

Por sua vez, os custos indiretos foram modelados como uma fração do CAPEX direto, como indica a Equação (10).

$$C_{\text{indiretos}} = r * C_{\text{direto}} \quad (10)$$

Sendo,

- r – Fração do CAPEX direto correspondente aos custos indiretos.

Para além da variação dos parâmetros técnicos e de localização, foram realizadas duas análises de sensibilidade aos pressupostos de custo, na qual se duplicou os custos unitários e variou-se o WACC, CAPEX, OPEX e preço da eletricidade.

O primeiro caso foi adotado para simular um caso-limite, correspondendo a um fator de agravamento de duas vezes aplicado a todos os custos de CAPEX e OPEX. Este contexto de análise foi extremo, mas é metodologicamente coerente com as práticas de análise de sensibilidade paramétrica em projetos de infraestrutura de grande escala, não tendo tido como objetivo idealizar um cenário provável, mas sim estabelecer o espaço de viabilidade económica do projeto e quantificar a sua exposição máxima ao risco de custo. Os parâmetros técnicos, financeiros e o recurso eólico não se alteraram, de forma a isolar o efeito exclusivo do agravamento dos custos no LCOE e na viabilidade do projeto.

Complementarmente ao cenário de custos duplicados, realizou-se mais uma análise de incertezas, ou seja, aumentou-se o WACC em 2 %, o CAPEX em 20 % e considerou-se uma taxa de crescimento anual do OPEX de 2,5 %, isolada e cumulativamente. Adicionalmente, testou-se o efeito do preço da eletricidade sobre o cenário combinado, fazendo-o variar em ± 20 % em torno do valor de referência, especificamente para verificar se o LCOE seria sensível a esta variável, ao contrário do que sucede com o WACC, o CAPEX e o OPEX. Ao contrário da análise anterior, esta não pretende estabelecer um limite extremo, mas sim quantificar a robustez do LCOE a incertezas e aproximar mais à realidade.

No tópico seguinte é dado a conhecer como se calcula o OPEX no Excel.

3.3 Custos OPEX: manutenção, operação, seguros e taxas

No modelo desenvolvido, o OPEX foi representado através de um custo específico anual por unidade de potência instalada, expresso em €/MW/ano, no qual foi decomposto em OPEX do parque eólico e OPEX do sistema de transmissão, conforme definido na Equação (11) [89].

Este valor de OPEX corresponde ao termo M_t da Equação (1), sendo introduzido no numerador do LCOE em cada ano da fase de operação (anos 1 a 25).

$$\text{OPEX} = \text{OPEX}_{\text{parque}} + \text{OPEX}_{\text{transmissão}} \quad (11)$$

O OPEX dependeu diretamente da potência instalada e da distância à costa, ou seja, permitiu analisar o seu impacto nas diferentes configurações do projeto.

3.3.1 OPEX do parque eólico

No trabalho desenvolvido, o OPEX do parque eólico refletiu os custos de operação e manutenção, como inspeção, manutenção preventiva e corretiva e operação do sistema, de acordo com a Equação (12).

$$\text{OPEX}_{\text{parque}} = c_{\text{O\&M}} * P_{\text{instalada}} \quad (12)$$

Sendo,

- $c_{\text{O\&M}}$ – Custo específico anual da operação e manutenção do parque.

Na metodologia adotada, este valor específico foi introduzido como parâmetro de entrada, sendo posteriormente multiplicado pela potência instalada. Desta forma, no cenário da variação da capacidade, o OPEX do parque variou proporcionalmente com o tamanho do projeto.

3.3.2 OPEX do sistema de transmissão

Os custos de operação e manutenção de transmissão foi modelado com base em duas componentes: um custo fixo, associado à operação da infraestrutura elétrica e um termo variável dependente da distância à costa, que é expresso pela Equação (13).

$$\text{OPEX}_{\text{transmissão}} = C_{\text{base}} + c_{\text{distância}} * D \quad (13)$$

Sendo,

- C_{base} – Custos fixos de operação da subestação e infraestruturas elétricas;
- $c_{\text{distância}}$ – Custo incremental por unidade de distância.

Este método admite observar a subida dos preços de operação e manutenção dos cabos de exportação e da subestação *offshore* com o comprimento da ligação à rede elétrica.

Neste contexto, o OPEX de transmissão varia diretamente com a variação da distância à costa, enquanto o termo fixo é constante.

3.3.3 OPEX total

Ao somar as duas componentes obtém-se o OPEX total anual, sendo assumido constante ao longo da fase operacional do projeto e só é aplicado nos anos em que o parque está em funcionamento.

No modelo financeiro, o OPEX foi incorporado ao longo de toda a vida útil do projeto (25 anos), sendo considerado, na fase de operação, como um fluxo de caixa negativo anual. Este fluxo foi posteriormente utilizado no cálculo do *Free Cash Flow* (FCF), influenciando diretamente o cálculo do *Levelized Cost of Energy* (LCOE)

É fundamental ter em consideração que esta abordagem foi uma simplificação do comportamento real dos custos operacionais, dado que assumiu um valor constante ao longo do tempo, não tendo considerado explicitamente as variações associadas ao envelhecimento dos equipamentos, aumento de falhas ou mudanças nas estratégias de manutenção.

Na análise de sensibilidade apresentada no tópico 3.2.5, o OPEX foi variado ao longo dos anos através da Equação (14).

$$\text{OPEX}_t = \text{OPEX}_0 * (1 + g)^t \quad (14)$$

Sendo,

- OPEX_0 – OPEX do ano base (ano 0 de operação);
- g – Taxa de crescimento;
- t – Número de anos decorridos desde o início da operação.

3.4 Cálculo da Produção Anual de Energia (AEP)

A Produção Anual de Energia (AEP) foi calculada com base no recurso eólico e na curva da potência da turbina.

No modelo proposto, a AEP foi estimada a partir da distribuição de *Weibull*, pois foi utilizada para modelar o regime de velocidades do vento em projetos *offshore*, bem como na potência instalada do parque, no número de horas do ano, no fator de capacidade e nas perdas técnicas e operacionais [94].

A potência gerada pela turbina foi obtida a partir da curva de potência, tendo sido atualizada depois, tendo em conta, por exemplo, as perdas por disponibilidade, *wake loss*, perdas elétricas e de operação.

Posto isto, a AEP foi dividida em AEP bruta e líquida.

A produção bruta correspondente à energia produzida antes das perdas, tendo sido calculada através da Equação (15).

$$\text{AEP}_{\text{bruta}} = N * \sum P(v) * f(v) * t \quad (15)$$

Sendo,

- N – Números de turbinas do parque;
- $P(v)$ – Curva da potência da turbina;
- $f(v)$ – Número da distribuição de probabilidade do vento (*Weibull*);
- t – Horas num ano.

Desta maneira, a AEP bruta foi calculada com base na distribuição de *Weibull* para descrever a frequência das velocidades do vento ao longo do ano, associada com a curva de potência da turbina (adaptada para 15 MW), para determinar a produção energética para cada classe de velocidade. Para cada intervalo de vento, a potência correspondente foi multiplicada pelo número de horas anuais dessa ocorrência, sendo posteriormente efetuada a integração ao longo do intervalo de velocidades, resultando no valor da energia anual.

A produção líquida, ou seja, a energia realmente entregue à rede após a aplicação das perdas consideradas, foi obtida através da Equação (16).

$$AEP_{\text{líquida}} = AEP_{\text{bruta}} * \prod (1 - \text{perdas}) \quad (16)$$

Na estrutura de cálculo desenvolvida, a AEP líquida foi obtida a partir da AEP bruta, através da aplicação de um fator de energia líquida após perdas, que correspondeu à subtração entre um e as perdas. A consideração das perdas técnicas e operacionais seguiu metodologias utilizadas em estudos de previsão da produção energética para parques eólicos *offshore* [95].

As perdas principalmente consideradas foram as seguintes:

- Disponibilidade da turbina e perda de rendimento;
- *Wake losses*;
- Perdas do cabo *inter-array*;
- Perdas do cabo de exportação;
- Perdas do transformador da turbina;

- Perdas na subestação *offshore* de alta tensão;
- Perdas por limitação de produção e disponibilidade do *Balance of Plant*.

Em complemento, o modelo incorporou uma taxa de degradação anual, que traduziu, nomeadamente, as perdas dependentes ao desgaste das pás, degradação de componentes elétricos e aumento das perdas de disponibilidade com o envelhecimento do equipamento.

A AEP constitui um dos parâmetros mais críticos no cálculo do LCOE, visto que o aumento da produção energética permite diluir os custos totais do projeto, reduzindo o custo por unidade de energia.

A extrapolação da velocidade do vento para a altura do *hub* foi realizada com base na lei de potência da Equação (17).

$$V(z_2) = V(z_1) * \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^\alpha \quad (17)$$

Onde,

- $V(z_1)$ – Velocidade do vento à altura de referência;
- $V(z_2)$ – Velocidade do vento à altura desejada;
- z_1 – Altura de referência;
- z_2 – Altura do *hub*;
- α – Coeficiente de *wind shear*.

3.5 Parâmetros Financeiros

A avaliação financeira do projeto foi realizada com base numa estrutura de fluxos de caixa descontados. Esta metodologia permitiu considerar o momento temporal em que ocorrem os custos e a produção de energia, tornando a análise mais adequada a projetos de longa duração. Em projetos de energia renovável, esta abordagem é particularmente importante porque os

custos de investimento ocorrem maioritariamente no início do projeto, enquanto a produção de energia ocorre ao longo de vários anos de operação [96].

Os principais parâmetros financeiros considerados incluíram a taxa de desconto WACC, estrutura de capital, taxa de inflação, horizonte temporal do projeto e pressupostos de receita. Estes parâmetros foram definidos como *inputs* no modelo implementado em *Excel*, afetando diretamente o cálculo do LCOE através da atualização dos fluxos de caixa de investimento, de operação e de produção de energia.

Com isto, o modelo considerou um horizonte de análise de 25 anos, correspondente à vida útil do parque. Durante este período, foram contabilizados os custos anuais de operação e manutenção, de energia produzida e de efeitos financeiros associados ao projeto. Os custos de investimento foram considerados na fase inicial, enquanto os custos de desmantelamento foram considerados no final da vida útil. Esta estrutura permitiu avaliar o custo total do projeto ao longo do seu ciclo de vida.

Para além do LCOE, o modelo permitiu calcular indicadores financeiros complementares, como o valor atual líquido e a taxa interna de rentabilidade. Estes indicadores são úteis para avaliar a viabilidade financeira do projeto, face a um determinado preço de venda da energia. No entanto, o principal objetivo deste trabalho é a comparação entre cenários, com base no LCOE, logo a análise foca-se no Custo Nivelado da Energia e não na rentabilidade comercial do projeto.

3.5.1 Estrutura de Capital e WACC

A estrutura de capital de um projeto *offshore* é a combinação de financiamento através de capital próprio (*equity*) e dívida (*debt*), sendo esta repartição determinante para o custo global do investimento [97].

O WACC constitui a taxa de desconto utilizada na atualização dos fluxos de caixa ao longo do tempo, refletindo o risco associado ao investimento, tendo sido calculado pela Equação (18).

$$WACC = K_d * (1 - t) * \frac{D}{V} + K_e * \frac{E}{V} \quad (18)$$

Sendo:

- K_d – Custo da dívida;

- K_e – Custo do capital próprio;
- t – Taxa de imposto;
- $\frac{D}{V}$ – Rácio da dívida;
- $\frac{E}{V}$ – Rácio do capital próprio.

No modelo desenvolvido, estes parâmetros foram definidos como variáveis de entrada, permitindo analisar o impacto das diferentes estruturas financeiras na viabilidade económica do projeto. O WACC foi utilizado como taxa de desconto no modelo DCF, na qual foi aplicado à atualização dos fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto.

Dado o elevado investimento inicial associado a projetos eólicos *offshore*, o WACC assume uma influência significativa no cálculo do VAL e do LCOE, sendo um dos principais fatores de sensibilidade do modelo.

3.5.2 Indicadores financeiros de avaliação: VAL e TIR

Para além do cálculo do LCOE, a metodologia adotada permitiu obter indicadores financeiros complementares que forneceram uma avaliação mais abrangente da viabilidade económica do projeto. Entre estes, destacam-se o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR).

O VAL corresponde ao valor presente dos fluxos de caixa líquidos do projeto ao longo da sua vida útil, sendo calculado através da atualização dos fluxos de caixa futuros para o ano base, utilizando a taxa de desconto definida pelo WACC, de acordo com a Equação (19) [98].

$$VAL = \sum_{t=0}^n \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t} \quad (19)$$

Sendo:

- FCF_t – Fluxo de caixa livre no ano t ;
- n – Vida útil do projeto.

A Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) corresponde à taxa de desconto que anula o VAL, sendo definida pela Equação (20) [99].

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{FCF_t}{(1 + TIR)^t} \quad (20)$$

Este indicador representa a taxa de rentabilidade interna do investimento do projeto, sendo frequentemente utilizado para avaliar a sua atratividade financeira. Um projeto é geralmente considerado viável quando a TIR excede o WACC.

Quando a TIR é superior ao WACC, o projeto é considerado viável, uma vez que gera uma rentabilidade acima do custo de capital. Pelo contrário, se a TIR for inferior ao WACC, o projeto não remunera adequadamente o capital investido, podendo comprometer o valor do projeto e exigir reformulação.

No modelo desenvolvido, ambos os indicadores foram obtidos com base nos fluxos de caixa descontados gerados pelo modelo DCF, garantindo consistência entre os resultados financeiros e o cálculo do LCOE.

Estes indicadores complementaram a análise baseada no LCOE, permitindo uma avaliação integrada da eficiência económica e da rentabilidade financeira dos projetos de energia eólica *offshore*.

3.5.3 Taxa de Inflação e Horizonte Temporal

A análise económica desenvolvida consistiu num modelo DCF, visto que foi considerada a evolução temporal dos custos e das receitas ao longo do ciclo de vida do projeto.

No modelo adotado, todos os valores foram expressos em termos reais (EUR constantes), tendo sido assumida uma taxa de inflação de 2%, alinhada com o objetivo do Banco Central Europeu [100]. Esta abordagem permitiu eliminar o efeito da variação geral de preços, garantindo uma maior consistência na comparação entre os custos e as receitas ao longo do tempo [101].

A distinção entre os valores nominais e os reais foi tratada diretamente no modelo *Excel*, onde os fluxos de caixa foram considerados em termos reais e descontados através do WACC real, evitando a necessidade de indexação explícita à inflação.

O horizonte temporal do projeto foi estruturado em diferentes fases, de acordo com a lógica implementada no modelo DCF. Em particular, foram consideradas quatro fases principais:

- Fase de desenvolvimento (anos -4 a -1), onde são contabilizados os custos iniciais associados a estudos, licenciamento e engenharia;
- Ano de decisão final de investimento (*Final Investment Decision* – FID, ano 0), que marca o início da fase de construção;
- Fase de construção (anos 0 a 2), durante a qual ocorre a maior parte do investimento (CAPEX);
- Fase de operação (anos 1 a 25), onde são considerados os custos de operação (OPEX) e a Produção Anual de Energia (AEP);
- Fase de descomissionamento (anos 26 a 27), onde são incluídos os custos de desmantelamento.

No modelo Excel, os investimentos foram distribuídos ao longo dos anos de construção (por exemplo, 40/ 40/ 20%), permitindo representar de forma mais realista o perfil temporal do CAPEX.

Esta estrutura temporal permitiu avaliar corretamente o impacto do valor temporal do dinheiro no cálculo do LCOE, sendo particularmente relevante em projetos *offshore*, onde o investimento inicial é elevado e os benefícios económicos são distribuídos ao longo de um período prolongado.

3.5.4 Pressupostos de Receita

A modelação das receitas considera diferentes regimes de remuneração, incluindo tarifas fixas e exposição ao mercado, de acordo com as práticas correntes na avaliação de projetos de energia renovável [96].

Neste estudo, consideraram-se três regimes de remuneração possíveis: a tarifa fixa (*feed-in tariff*), em que o produtor recebe um preço fixo por unidade de energia produzida; os regimes de mercado, com exposição direta à volatilidade dos preços da eletricidade; e os mecanismos

híbridos, como os *Contracts for Difference* (CfD), que permitem estabilizar as receitas através da compensação entre um preço contratual e o preço de mercado.

No presente trabalho, a modelação das receitas foi realizada com base num regime de remuneração faseado, integrando uma tarifa fixa do tipo *feed-in* (FIT) durante o período inicial de operação e uma transição posterior para um regime de mercado.

Atualmente, os mecanismos de remuneração da produção renovável evoluíram, sendo baseados sobretudo em leilões competitivos, contratos por diferença (CfD) e acordos bilaterais de compra de energia (PPAs), pelo que o regime de *feed-in tariffs* foi eliminado para novos projetos com a reforma do setor elétrico.

Os pressupostos de receita foram definidos com base no preço de venda da eletricidade ao longo da vida útil do projeto.

A receita anual do projeto foi calculada como o produto da AEP pelo preço da eletricidade, de acordo com a Equação (21).

$$R_t = AEP_t * p_t \quad (21)$$

Sendo:

- R_t – Receita no ano t ;
- AEP_t – Produção energética líquida;
- p_t – Preço da eletricidade.

A receita nivelada foi calculada com base nos fatores de anuidade descontados $A(r, n)$, como demonstra a Equação (22).

$$R_{niv} = \frac{p_1 * A(r, n_1) + p_2 * [A(r, n) - A(r, n_1)]}{A(r, n)} \quad (22)$$

Sendo:

- R_{niv} – Receita nivelada;
- p_1 – Preço da eletricidade no primeiro período de remuneração;

- p_2 – Preço de mercado nos anos de 16 a 25 anos;
- n_1 – Duração do primeiro período (15 anos);
- n – Horizonte total do projeto (25 anos);
- r – Taxa de desconto (WACC);
- $A(r, n)$ – Fator de anuidade descontado.

O fator de anuidade foi definido pela Equação (23).

$$A(r, n) = \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r} \quad (23)$$

3.5.5 Depreciação

A depreciação dos ativos representou a distribuição do investimento inicial ao longo da vida útil do projeto, que foi um elemento relevante na determinação dos resultados financeiros e das obrigações fiscais associadas, com o objetivo de refletir a perda do valor dos equipamentos ao longo do tempo e o seu impacto na análise financeira do projeto.

No modelo desenvolvido, foi adotado o método de amortização linear (*Straight Line*), no qual o valor total do investimento foi distribuído de forma uniforme ao longo da vida útil do projeto. Esta abordagem permitiu representar de forma simples e consistente a evolução do valor contabilístico dos ativos.

A fiscalidade, nomeadamente a aplicação da taxa de imposto sobre os lucros, influenciou diretamente os fluxos de caixa líquidos do projeto, afetando a rentabilidade global e os indicadores financeiros obtidos.

A integração da depreciação e da fiscalidade no modelo DCF permitiu representar de forma mais realista o desempenho económico do projeto, na qual se considerou não apenas os custos e receitas operacionais, mas também os efeitos fiscais associados à exploração do ativo.

A consideração da depreciação foi particularmente relevante na determinação dos encargos fiscais e na modelação dos fluxos de caixa líquidos do projeto, influenciando indiretamente os indicadores económicos obtidos.

Os parâmetros financeiros descritos desempenharam um papel determinante no modelo DCF, influenciando diretamente o valor atualizado dos custos e das receitas ao longo do tempo. Desta forma, a sua correta definição é essencial para garantir a robustez da análise económica e da fiabilidade dos resultados obtidos, nomeadamente no cálculo do LCOE.

3.6 Validação de cálculo com o *software* SAM

Com base na análise dos *softwares* apresentados no Capítulo 2, concluiu-se que o *software* comercial *System Advisor Model* (SAM), desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) era o mais apropriado para complementar e validar os resultados obtidos através do modelo desenvolvido em *Excel*, dado que permitia usufruir gratuitamente, sem restrição de licenciamento para utilização académica. No presente trabalho, o SAM foi utilizado como ferramenta auxiliar de validação, permitindo comparar os valores do LCOE obtidos no modelo DCF em *Excel* com os resultados calculados por um *software* externo.

Inicialmente foi selecionado o modelo *Wind – LCOE Calculator (FCR Method)*, para calcular diretamente o LCOE com base na potência instalada, Produção Anual de Energia, custos de investimento, custos de operação e manutenção e taxa de encargo fixo. Esta abordagem revelou-se adequada para a comparação com o modelo desenvolvido em *Excel*, pois permitiu introduzir de forma agregada os principais parâmetros técnico-económicos do parque eólico *offshore* e analisar a sua influência no LCOE.

A metodologia abordada no SAM consistiu na criação de ficheiros independentes para cada grupo de análise paramétrica. Foram criados três ficheiros, um para a variação da distância à costa, outro para a variação da profundidade e outro para a variação da potência instalada. Dentro de cada ficheiro foram criados diferentes casos de simulação, correspondentes aos cenários analisados no modelo *Excel*. Esta organização permitiu manter uma estrutura clara e facilitar a comparação direta entre os resultados das duas ferramentas.

Para a caracterização técnica do parque eólico foi definida uma turbina *offshore* de 15 MW, com diâmetro de rotor de 236 m e altura do *hub* de 150 m. No cenário de referência, o parque é composto por 17 turbinas, correspondendo a uma potência instalada de 255 MW, de acordo com a Figura 15. O recurso eólico foi representado através de um ficheiro meteorológico *offshore* disponível no SAM, mantendo-se o recurso em todos os cenários, de modo a garantir que as diferenças de LCOE resultassem apenas da alteração da variável em estudo. Desta forma, a comparação entre cenários foi realizada em condições homogêneas de vento e de produção.

No separador *Wind Farm*, foi definido o número de turbinas de cada cenário e foi utilizado o modelo de *wake effects* do tipo *Constant Loss*, com uma perda interna de 9%, de acordo com o modelo desenvolvido em *Excel*. Para além das *wake effects*, foram consideradas as perdas de disponibilidade da turbina de 3%, perdas elétricas associadas à infraestrutura do parque e perdas *curtailment* de 1%, como se pode observar na Figura 16.

Nos cenários em que a distância à costa se manteve constante, as perdas elétricas foram mantidas iguais às do caso base. Nos cenários de variação da distância, essas perdas foram ajustadas de forma a representar o aumento das perdas no cabo de exportação.

Wind Turbine

☐ Select a turbine from the library
☒ Define turbine design characteristics

Rated output	15,000.00 kW
Rotor diameter	236.00 m
Hub height	150 m
Shear coefficient	0.1

User-defined rated output	15000 kW
User-defined rotor diameter	236 m
Maximum Cp	0.45
Maximum tip speed	80 m/s
Maximum tip-speed ratio	8
Cut-in wind speed	4 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s

Drive train design	3 Stage Planetary
Blade design	Advanced Design
Tower design	Advanced Design

Figura 15 – Caracterização técnica do parque eólico *offshore*

Figura 16 – Configuração do parque eólico *offshore* de referência

No separador *Financial Parameters*, foi selecionada a opção *Enter costs in \$/kW*, permitindo introduzir os custos específicos de investimento e operação em função da potência instalada, tal como na Figura 17. Esta opção foi considerada a mais adequada, uma vez que facilita a comparação com os custos unitários utilizados no modelo *Excel*. Para cada cenário foram introduzidos o *capital cost*, *fixed operating cost* e *fixed charge rate* (FCR). O custo variável de operação foi considerado nulo, pois os custos operacionais foram representados através do custo fixo anual. A vida útil do projeto foi definida como 25 anos e a taxa de inflação foi considerada 0 %, permitindo trabalhar com valores reais e aproximar a metodologia do SAM à abordagem utilizada no modelo DCF em *Excel*.

A taxa de encargo fixo (*Fixed Charge Rate*), foi utilizada como parâmetro financeiro equivalente à anualização dos custos de capital do projeto. Este parâmetro permite converter o investimento inicial num encargo anual equivalente, sendo depois dividido pela energia anual produzida para obter o LCOE. Embora o modelo *Excel* utilize uma abordagem DCF mais detalhada, com fluxos de caixa anuais descontados, o método FCR do SAM permite obter uma

aproximação robusta ao LCOE, desde que os principais pressupostos financeiros e técnicos sejam mantidos coerentes entre os dois modelos.

The screenshot shows the 'LCOE Calculator' window in the SAM software. The interface is divided into a left sidebar with navigation options and a main panel for inputting financial data.

Left Sidebar:

- Wind
 - LCOE Calculator (selected)
 - Wind Resource
 - Wind Turbine
 - Wind Farm
 - Losses
 - Uncertainties
 - Grid Limits
 - Financial Parameters

Main Panel - LCOE Calculator:

The main panel contains several sections for inputting financial data:

- Capital and Operating Costs:**
 - System capacity: 255,000.000 kW
 - Enter costs in \$ (radio button) or Enter costs in \$/kW (radio button, selected)
 - Capital cost: 27,405,000.00 \$ (radio button) or 4,779.61 \$/kW (radio button, selected)
 - Fixed operating cost (annual): 765,000.00 \$ (radio button) or 68.00 \$/kW (radio button, selected)
 - Variable operating cost: 0.0000 \$/kWh
- Financial Assumptions:**
 - Enter fixed charge rate (radio button, selected) or Calculate fixed charge rate (radio button)
 - Fixed charge rate (real): 0.0771
 - Analysis period: 25 years
 - Inflation rate: 0 %/year
 - Internal rate of return (nominal): 13 %/year
 - Project term debt: 60 % of capital cost
 - Nominal debt interest rate: 7 %/year
 - Effective tax rate: 28 %/year
 - Depreciation schedule: Edit... % of capital cost
 - Annual cost during construction: Edit... % of capital cost
 - Nominal construction interest rate: 6.5 %/year
- Reference Values:**
 - Capital recovery factor (CRF): 0.095
 - Project financing factor (PFF): 1.075
 - Construction financing factor (CFF): 1.038
 - Capital cost (CC): 1,218,800,550.00 \$
 - Fixed operating cost (FOC): 17,340,000.00 \$
 - Variable operating cost (VOC): 0.00 \$/kWh
 - WACC (for reference only): 0.082

At the bottom of the window, there are buttons for 'Simulate >', 'Parametrics', and 'Stochastic'.

Figura 17 – Parâmetros financeiros

Para a análise da variação da distância à costa, foram simulados os cenários de 20 km, 60 km e 100 km. Neste caso, a potência instalada, profundidade, número de turbinas e recurso eólico foram mantidos constantes, sendo alterados principalmente os custos associados à infraestrutura elétrica, instalação *offshore*, operação e manutenção e perdas elétricas.

Para a análise da variação da profundidade, foram simulados os cenários de 60 m, 100 m e 150 m. Nesta parte, a distância à costa foi mantida fixa e foram ajustados os custos associados às fundações flutuantes, sistemas de amarração e instalação *offshore*.

Para a análise da variação da potência instalada, foram simulados os cenários de 100 MW, 500 MW e 1000 MW. Como a turbina considerada possui uma potência nominal de 15 MW, foi necessário utilizar um número inteiro de turbinas no SAM, resultando em potências simuladas ligeiramente diferentes das potências nominais do *Excel*. Por isso, foram utilizados parques com 7 turbinas, 33 turbinas e 67 turbinas, correspondendo a 105 MW, 495 MW e 1005 MW,

respetivamente. Esta aproximação foi considerada aceitável, uma vez que o objetivo principal da simulação era validar a tendência económica associada ao aumento da escala do projeto.

Após a realização das simulações, os valores de LCOE obtidos no SAM foram convertidos de c\$/kWh para €/MWh, considerando que 1 c/kWh corresponde aproximadamente a 10 €/MWh. Esta conversão permitiu comparar diretamente os resultados do SAM com os valores apresentados no modelo *Excel*. Para cada grupo de análise, foi construída uma tabela comparativa com os valores obtidos em ambas as ferramentas e com os respetivos desvios, no capítulo que se segue.

4 Casos de estudo

O presente capítulo aplica a metodologia desenvolvida ao longo do trabalho, avaliando o impacto dos principais parâmetros técnicos e económicos no Custo Nivelado da Energia de um parque eólico *offshore* flutuante.

Este capítulo apresenta a aplicação prática da metodologia descrita no Capítulo 3, de um parque eólico *offshore* flutuante de referência com 255 MW de capacidade instalada. São descritas as configurações do parque e os resultados do LCOE obtidos para os três cenários de sensibilidade. Também são comparados os valores calculados no Excel, com os resultados obtidos no *software* SAM. Por fim, apresenta-se uma discussão crítica dos mesmos.

4.1 Caracterização do parque eólico *offshore*

O parque de referência tem 255 MW de capacidade instalada, com 17 turbinas de 15 MW cada, situado a 100 m de profundidade e a 20 km da costa, garantindo um compromisso entre a disponibilidade do recurso eólico, da minimização de impactos visuais e das limitações técnicas associadas à ligação elétrica à rede. Estas condições foram escolhidas por serem representativas das zonas identificadas no PAER, onde a batimetria impõe a tecnologia flutuante. A opção por turbinas de 15 MW segue a tendência atual do setor, que favorece equipamentos de maior porte para reduzir o custo específico por MW e maximizar a produção energética.

Estes parâmetros condicionam diretamente a AEP, o CAPEX e o OPEX, que por sua vez determinam o LCOE calculado nas secções seguintes.

A Tabela 3 apresenta os principais parâmetros adotados para a caracterização do parque eólico *offshore* em estudo.

Para além do cenário de referência, são posteriormente analisadas as variações destes parâmetros, nos cenários de sensibilidade.

Tabela 3 – Caracterização do parque eólico *offshore*

Categoria	Parâmetro	Valor considerado	Unidade
Parque	Vida útil do projeto	25	anos
	Potência instalada do parque	255	MW
	Número de turbinas	17	-
	Fator de capacidade bruto	49,5	%
	Fator de capacidade líquido	41,6	%
Turbina	Potência nominal da turbina	15	MW
	Diâmetro do rotor	236	m
	Altura do <i>hub</i>	150	m
Localização	Profundidade de referência	100	m
	Distância à costa	20	km
	Tipo de fundação	Flutuante	-
Infraestrutura elétrica	Tensão dos cabos <i>inter-array</i>	66	kV
	Tensão do cabo de exportação	220	kV
	Secção do cabo de exportação	1000	mm ²
	Fator de rota do cabo de exportação	1,1	-
	Comprimento do cabo de exportação	22	km
	Número de cabos de exportação	1	-

4.2 Análise dos dados: recursos eólicos, CAPEX, OPEX e financiamentos

A análise dos dados constitui uma etapa fundamental na avaliação do desempenho técnico e económico do parque eólico *offshore*, permitindo compreender a influência dos principais parâmetros no cálculo do LCOE.

Neste contexto, são analisados os principais *inputs* do modelo, nomeadamente o recurso eólico, a estrutura de investimento (CAPEX), os custos operacionais (OPEX) e os parâmetros financeiros, que suportam a estimativa da produção de energia e dos custos associados ao projeto.

4.2.1 Recursos eólicos

Para o presente estudo, considerou-se uma velocidade média do vento de 8,5 m/s a uma altura de 100 m, valor representativo das condições *offshore*. Esta velocidade foi posteriormente extrapolada para a altura do *hub* (150 m), utilizando a lei de potência e um coeficiente de *wind shear* de 0,1, típico de ambientes marítimos, resultando numa velocidade média aproximada de 8,85 m/s.

A variabilidade do vento foi modelada através de uma distribuição de *Weibull*, caracterizada por um fator de forma $k = 2,4$, adequado a regimes de vento relativamente estáveis, como os verificados em contexto *offshore*.

Estes parâmetros permitiram descrever a frequência de ocorrência das diferentes velocidades do vento, constituindo a base para o cálculo da produção energética, apresentado na secção seguinte (4.3).

4.2.2 CAPEX

Em termos económicos, o CAPEX total do projeto foi estimado em aproximadamente 1 218,8 M€, correspondendo a um custo específico de cerca de 4,78 M€/MW, tal como apresentado na Tabela 4.

As subcategorias que foram consideradas para os custos são especificadas no Anexo B: Input do CAPEX.

Tabela 4 – Decomposição do CAPEX do parque de referência

Componente CAPEX	Custo total (M€)	Específico (M€/MW)
DEVEX	42,00	0,17
Fornecimento das turbinas	320,00	1,26
Plataforma flutuante	168,00	0,66
Sistema de amarração	100,00	0,39
Instalação <i>offshore</i>	96,00	0,38
Infraestrutura elétrica <i>offshore</i>	267,00	1,05
Ligação à rede <i>onshore</i>	115,00	0,45
Outros CAPEX	110,80	0,44
CAPEX total	1 218,80	4,78

Com a Tabela 4 e Figura 18, a decomposição do CAPEX evidencia que o fornecimento das turbinas eólicas representou 26 % do investimento total, sendo a maior componente do investimento, seguido da infraestrutura elétrica *offshore* (22%) e das plataformas flutuantes (14%), enquanto as restantes componentes, como a instalação *offshore* (8%), os sistema de amarração (8%), a ligação à rede (9%), os custos de desenvolvimento (4%) e os outros CAPEX (9%), apresentam contributos mais reduzidos na estrutura global de custos.

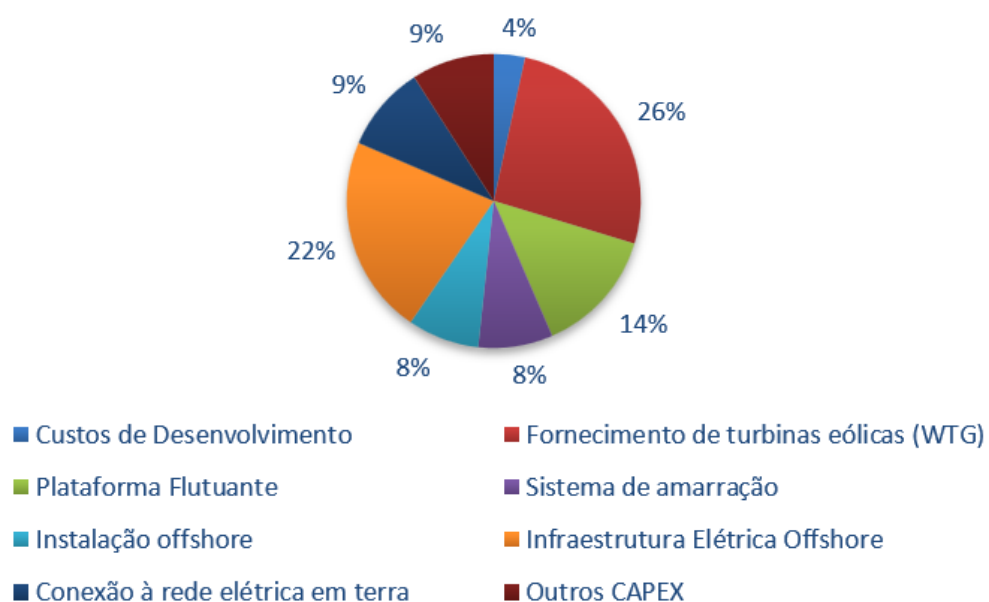


Figura 18 – Decomposição percentual do CAPEX do parque de referência

4.2.3 OPEX

O OPEX do parque eólico cobre a manutenção preventiva e corretiva, operação, seguros e logística marítima. Para os sistemas flutuantes, estes custos são superiores aos das fundações fixas, pelo que se adotou um custo específico de 60 000 €/MW/ano, acima dos 40 000 a 50 000 €/MW/ano típicos da fundação fixa. Para os 255 MW de referência, resulta em 15,3 M€/ano.

Adicionalmente, o OPEX de transmissão tem duas componentes: uma fixa de 1,82 M€/ano (aproximadamente 1% do CAPEX de transmissão) e uma variável de 0,01 M€/ano por km de cabo. Para o cenário base de 20 km (comprimento efetivo de 22 km), o OPEX de transmissão foi de 2,04 M€/ano, perfazendo um OPEX total de 17,34 M€/ano (68 000 €/MW/ano).

A Tabela 5 detalha esta estrutura.

Tabela 5 – Decomposição do OPEX do parque de referência

Componente OPEX	Custo total (M€)	Específico (M€/MW/ano)
OPEX do parque eólico	15,30	0,06
OPEX da transmissão: fixo	1,82	0,007
OPEX da transmissão: variável	0,22	0,00086
OPEX da transmissão: total	2,04	0,008
OPEX total	17,34	0,068
DECOM (65 % dos custos de instalação)	62,40	0,245 M€/MW

O OPEX do parque eólico (15,3 M€/ano) domina face ao OPEX de transmissão (2,04 M€/ano), embora este último cresça com a distância à costa, como se vê nas secções seguintes.

O DECOM não é um custo anual, ocorre apenas no final dos 25 anos de operação, pelo que é tratado separadamente na Tabela 5. Adotou-se 65% dos custos de instalação *offshore* como estimativa [93], que aponta um intervalo entre 50% e 80% consoante a profundidade e a complexidade das infraestruturas a remover.

4.2.4 Parâmetros financeiros e financiamento

No âmbito dos casos de estudo analisados, os parâmetros financeiros adotados correspondem aos valores definidos no modelo económico implementado em *Microsoft Excel*, representando condições típicas de financiamento para projetos de energia eólica *offshore* flutuante.

Foi considerada uma taxa de custo médio ponderado do capital (WACC) de 5,5%, em termos reais pós-impostos, refletindo uma estrutura de financiamento composta por 70% de dívida e 30% de capital próprio, com custos associados de 4,5% (custo da dívida, K_d) e 8,5% (custo do capital próprio, K_e), respetivamente, como se pode observar na Figura 19.

O valor de 5,5% resulta da aplicação da fórmula WACC apresentada na metodologia, resultando de um valor de 4,91 %. No entanto, foi adotado um WACC ajustado de 5,5 %, incorporando um prémio de risco adicional associado à maturidade tecnológica da eólica flutuante.

A avaliação económica foi realizada com base numa abordagem de Fluxo de Caixa Descontado, sendo considerados, para cada cenário analisado, os fluxos de caixa associados ao investimento inicial (CAPEX), custos operacionais anuais (OPEX), receitas da venda de energia e custos de desmantelamento. Estes fluxos foram atualizados ao ano base através da taxa WACC, permitindo calcular o valor presente dos custos e da energia produzida.

Relativamente à estrutura de receitas, foi assumido um regime de remuneração faseado, com uma tarifa fixa do tipo *feed-in* de 60 €/MWh durante os primeiros 15 anos de operação, seguida de um regime de mercado com um preço da eletricidade de 50 €/MWh até ao final da vida útil do projeto. O valor de 60 €/MWh reflete um cenário de apoio à produção, estando alinhado com valores típicos de leilões europeus para tecnologias *offshore* emergentes, enquanto o preço de 50 €/MWh representa um valor médio aproximado do mercado grossista de eletricidade.

A receita nivelada equivalente, isto é, o preço constante em €/MWh que, descontado ao WACC de 5,5%, gera o mesmo valor presente das receitas faseadas, foi calculada através da expressão apresentada no capítulo da metodologia (3.5.4). Ao substituir os valores, obtém-se o seguinte:

$$R_{niv} = \frac{60 * A(5,5 \%, 15) + 50 * [A(5,5 \%, 25) - A(5,5 \%, 15)]}{A(5,5 \%, 25)} = 57,29 \text{ €/MWh}$$

Para além disto, o modelo utiliza o EUR como moeda de referência, sendo o ano da Decisão Final de Investimento (FID) definido como o Ano 0 da linha temporal do projeto. Todos os valores de entrada e saída são expressos em termos reais (EUR constantes), ou seja, líquidos do efeito da inflação a partir desse ano base.

Adicionalmente, foi considerada uma taxa de inflação de 2 % e uma taxa efetiva de imposto sobre os lucros de 25 %. O horizonte temporal do projeto foi definido como 25 anos de operação, incluindo uma fase de desenvolvimento, construção e desmantelamento, permitindo capturar adequadamente a evolução dos custos e das receitas ao longo do ciclo de vida.

Estes parâmetros financeiros podem ser observados na Figura 19, na qual influenciam diretamente os resultados dos casos de estudo, nomeadamente o valor do LCOE, uma vez que afetam o custo do capital e o valor temporal do dinheiro, assumindo uma particular relevância em projetos caracterizados por elevados investimentos iniciais.

General Inputs	
Currency	EUR
FID Year	Year 0 in project timeline
Input Terms (EUR)	Real EUR in FID Year
Output Terms (EUR)	Real EUR in FID Year
Inflation rate %	2.00%
Operational Years	25
Capital Structure (Project Finance)	
Debt	70.00%
Equity	30.00%
Debt-to-Equity Ratio	2.33
Debt rate	4.50%
Equity rate	8.50%
Effective Corporate Tax Rate	25.00%
WACC	
WACC (Real Post-tax)	5.50%
Windfarm Earnings Assumptions	
Subsidy	60.00 (EUR/MWh)
Subsidy Period	15 (Years)
Electricity Price	50 (EUR/MWh)

Figura 19 – Parâmetros financeiros do modelo *Excel*

4.3 Cálculo da Produção Anual de Energia (AEP)

A estimativa da AEP constitui uma etapa fundamental na avaliação do desempenho técnico e económico do parque eólico *offshore*, uma vez que determina a quantidade de energia efetivamente produzida e influencia diretamente o LCOE.

No presente trabalho, a AEP foi calculada com base na caracterização do recurso eólico apresentada na secção anterior, na curva de potência da turbina selecionada e na consideração das principais perdas técnicas e operacionais do sistema.

O recurso eólico foi modelado através de uma distribuição de *Weibull*, com parâmetro de forma $k = 2,4$, valor característico dos locais *offshore* com regime de vento relativamente estável. A velocidade média do vento considerada foi de 8,5 m/s a 100 m de altura, tendo sido posteriormente extrapolada para a altura do *hub* (150 m) através da lei de potência, resultando numa velocidade média de aproximadamente 8,85 m/s.

A curva de potência da turbina considerada (15 MW) constitui um elemento essencial no cálculo da produção de energia, estabelecendo a relação entre a velocidade do vento e a potência elétrica produzida, como demonstra a Figura 20.

Assim, abaixo da velocidade de *cut-in* (4 m/s), a energia cinética do vento é insuficiente para superar os momentos resistentes do rotor, pelo que a turbina permanece em repouso e a potência produzida é nula.

Entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal (13 m/s), a turbina opera em regime parcial, sendo que a potência gerada aumenta com o cubo da velocidade do vento, refletindo o aumento da energia disponível na massa de ar incidente.

A partir da velocidade nominal, o sistema de controlo da turbina, nomeadamente através do ajuste do passo das pás, limita a potência ao valor nominal de 15 MW, independentemente do aumento da velocidade do vento. Este regime garante a proteção dos componentes mecânicos e elétricos, evitando esforços excessivos.

Acima da velocidade de *cut-out* (25 m/s), a turbina entra em modo de paragem de segurança, sendo interrompida a produção de energia e a potência é reduzida abruptamente para zero, de forma a prevenir danos estruturais provocados pelas cargas aerodinâmicas elevadas.

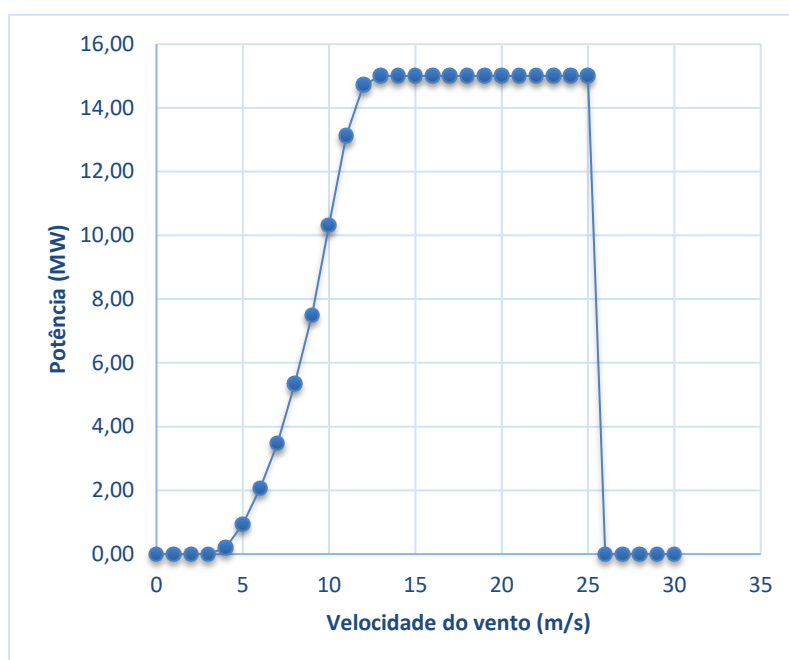


Figura 20 – Curva de potência da turbina de 15 MW

A partir deste processo, obteve-se uma Produção Anual de Energia bruta, de aproximadamente 1 105,8 GWh/ano, correspondente a um fator de capacidade bruto de cerca de 49,5 %.

Contudo, a produção efetiva do parque é inferior à produção bruta, devido a um conjunto de perdas associadas à operação do sistema, incluindo perdas aerodinâmicas, elétricas e operacionais.

Adicionalmente, a combinação da curva de potência com a distribuição de *Weibull* permite converter o recurso eólico em produção energética ao longo do tempo, constituindo a base do cálculo da AEP.

A Figura 21 apresenta a distribuição da velocidade do vento modelada através da função de *Weibull*, bem como a produção de energia associada a cada intervalo de velocidade. Observou-se que a maior frequência de ocorrência das velocidades do vento se concentrava entre aproximadamente 6 e 10 m/s, atingindo um valor máximo em torno dos 8 e 9 m/s. Esta distribuição reflete o regime de vento característico das zonas *offshore*, onde predominam as velocidades intermédias relativamente estáveis.

No entanto, verificou-se que a produção de energia apresentava um comportamento distinto, atingindo o seu máximo para velocidades mais elevadas, aproximadamente entre 11 e 12 m/s.

Este desfasamento entre a frequência de ocorrência e a produção energética deve-se à relação não linear entre a velocidade do vento e a potência gerada pela turbina, sendo esta proporcional ao cubo da velocidade do vento. Por exemplo, uma duplicação da velocidade do vento traduz-se num aumento de oito vezes da potência gerada, o que explica por que os intervalos de vento mais fortes, apesar de menos frequentes, dominam a produção total de energia.

Desta forma, concluiu-se que as velocidades intermédias e altas desempenharam um papel determinante no desempenho energético do parque eólico, sendo responsáveis pela maior parte da Produção Anual de Energia. Este comportamento evidencia a importância de uma correta caracterização do recurso eólico e da curva de potência da turbina na estimativa da AEP, com impacto direto no cálculo do LCOE e na viabilidade económica do projeto.

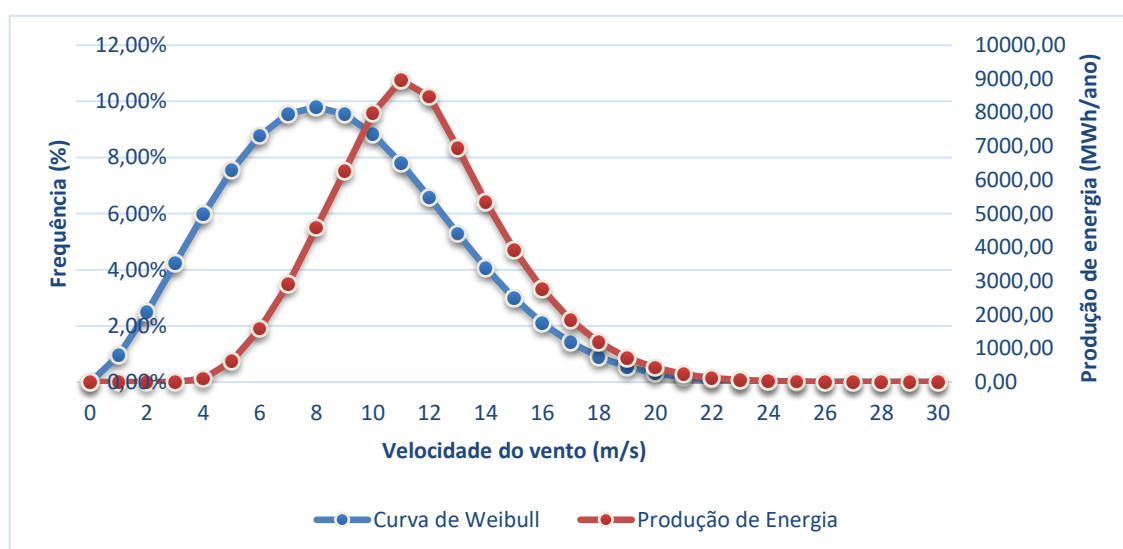


Figura 21 – Curva de *Weibull* e produção de energia

A Tabela 6 apresenta os principais parâmetros do recurso eólico e as perdas consideradas no cálculo da AEP.

O detalhe completo deste cálculo, incluindo os pressupostos utilizados e a produção de energia por classe de velocidade do vento, é apresentado no Anexo C: Cálculo da AEP.

Como se observou, as perdas totais consideradas no modelo ascenderam a aproximadamente 15,87 %, resultando numa eficiência global do sistema de cerca de 84,13 %. Entre as principais componentes, destacaram-se as *wake losses*, associadas à interação aerodinâmica entre as turbinas e as perdas elétricas ao longo da infraestrutura de transmissão.

Após a consideração destas perdas, obteve-se uma AEP líquida de 930,26 GWh/ano, correspondente a um fator de capacidade líquido de cerca de 41,6 %, sendo um valor consistente para os projetos eólicos *offshore* de grande escala com elevado potencial de recurso eólico.

Para além das perdas técnicas fixas consideradas, o modelo incorporou ainda a variabilidade interanual do recurso eólico e a disponibilidade operacional ao longo da vida útil do projeto, permitindo uma representação mais realista da produção energética ao longo do tempo.

A AEP líquida de 930,26 GWh/ano entra no denominador do LCOE. Um desvio de 1% neste valor propaga-se diretamente para o custo final em cerca de 1,3 €/MWh no cenário de referência, o que justifica o cuidado na definição das perdas e da distribuição de *Weibull*.

Tabela 6 – Parâmetros do recurso eólico, perdas e AEP do parque de referência

Fator de Perda / Parâmetro	Valor	Descrição
Fator de capacidade bruto	49,50 %	Antes de perdas
Perdas de disponibilidade	3,00 %	Manutenção e avarias
Perdas de esteira (<i>wake losses</i>)	9,00 %	Típico para <i>array</i> de 17 turbinas
Perdas cabos <i>inter-array</i>	2,00 %	Sistema 66 kV
Perdas cabo de exportação	0,775 %	220 kV, 22 km efetivos (0,5 % fixo + 0,0125 %/km * 22 km)
Perdas transformador turbina	0,50 %	-
Perdas subestação <i>offshore</i> (OHVS)	0,50 %	-
<i>Curtailment</i> e auxiliares	1,00 %	-
Eficiência líquida total	84,13 %	Produto de todos (1 – perda)
AEP bruta	1 105,77 GWh/ano	255 MW × 8.760 h × 49,50%
AEP líquido	930,26 GWh/ano	AEP bruta × 84,13%
Degradação anual	0,50%/ano	Aplicada ao longo de 25 anos

Com base na AEP obtida, procede-se na secção seguinte à avaliação económica do projeto, através do cálculo do LCOE.

4.4 Resultados do LCOE para os casos de estudo

Nesta secção apresentam-se os resultados dos três cenários de sensibilidade. Em cada modelo, apenas um parâmetro variou, distância, profundidade ou potência, tendo mantido os restantes fixos nos valores de referência. Antecipando os resultados: a distância dominou com variações superiores a 40 €/MWh, a profundidade teve um impacto moderado (aproximadamente 11 €/MWh) e o aumento de escala reduziu o LCOE em aproximadamente 17 €/MWh.

4.4.1 Variação da distância do parque à costa

No primeiro cenário, a distância do parque à costa foi variada entre 20 km e 100 km, em incrementos de 20 km, mantendo constante a profundidade de 100 m e a potência instalada de 255 MW.

Os resultados obtidos na Tabela 7, evidenciam um aumento médio de cerca de 10 €/MWh por cada 20 km adicionais, refletindo o impacto significativo do comprimento e custos do cabo de exportação e instalação *offshore*, bem como o OPEX de transmissão e as perdas elétricas. A distância à costa constitui, assim, um dos principais *drivers* de custo do sistema, influenciando diretamente o CAPEX e LCOE.

Ao analisar a Tabela 7, verifica-se que a infraestrutura elétrica é o principal responsável pelo aumento do LCOE, verificando-se um crescimento significativo desta componente entre os diferentes cenários, passando de cerca de 24,56 €/MWh para 58,31 €/MWh. Este aumento é diretamente proporcional ao comprimento do cabo de exportação, cujo custo cresce linearmente com a distância, conforme modelado no CAPEX.

Assim, maiores distâncias implicam maior complexidade de instalação e maior tempo de operação das embarcações, contribuindo para o aumento dos custos logísticos.

O LCOE aumentou de 130,22 €/MWh para 171,80 €/MWh, correspondendo a um acréscimo total superior a 40 €/MWh.

Tabela 7 – Decomposição do LCOE: variação da distância do parque à costa

Componente LCOE	20 km (€/MWh)	60 km (€/MWh)	100 km (€/MWh)
DEVEX	4,32	4,34	4,37
Turbinas	29,43	29,59	29,76
Fundações flutuantes	15,45	15,54	15,62
Instalação <i>offshore</i>	8,83	10,36	11,90
Infraestrutura elétrica	24,56	41,34	58,31
Outros CAPEX	10,19	12,06	13,95
CAPEX (Total)	103,77	123,47	143,39
OPEX	20,28	20,91	21,54
DECOM	1,86	2,18	2,50
LCOE Total	130,22	150,89	171,80

A Figura 22 confirma a relação linear entre a distância e o LCOE, com um declive aproximado de 0,52 €/MWh/km. Isto apresenta relevância no contexto europeu, onde a expansão da eólica *offshore* tende a ocorrer progressivamente a maiores distâncias da costa, aumentando assim a importância da otimização dos custos de transmissão. Para as zonas do PAER português, maioritariamente entre os 20 e 60 km da costa, este declive corresponde a um intervalo de 130 a 150 €/MWh.

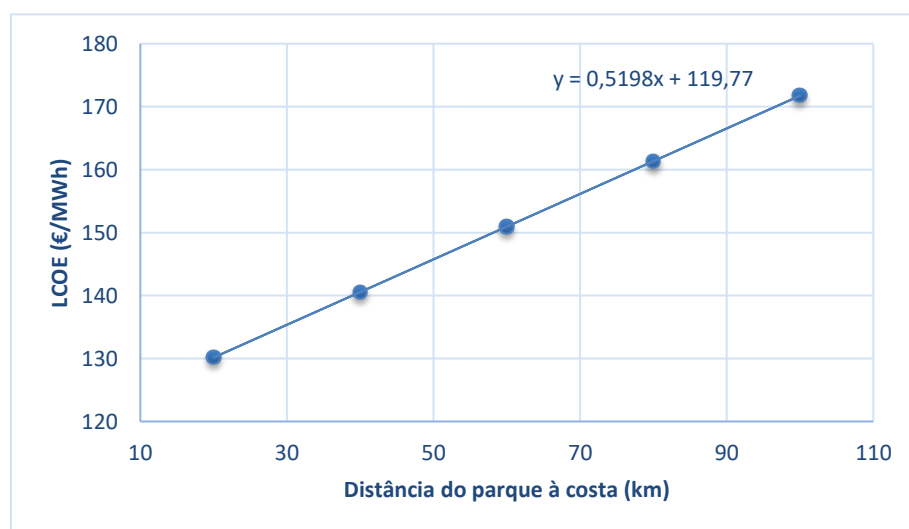


Figura 22 – Evolução do LCOE: variação da distância do parque à costa

4.4.2 Variação da profundidade

No segundo cenário fixou-se a distância (20 km) e a potência (255 MW) e variou-se a profundidade entre 60 e 150 m. Na costa portuguesa, a maioria das zonas do PAER já começa em profundidades superiores a 50 m, pelo que este intervalo é diretamente aplicável. Os componentes sensíveis à profundidade são as plataformas, o sistema de amarração e parte dos custos de instalação.

A Tabela 8 mostra a decomposição do LCOE para os cenários de variação da profundidade da água. O LCOE aumentou de 136,35 €/MWh para 147,42 €/MWh entre 60 m e 150 m, correspondendo a um acréscimo de aproximadamente 11 €/MWh.

Ao observar os dados, o componente que contribui mais para esta subida foram as fundações flutuantes, aumentando de 25,02 €/MWh para 32,05 €/MWh. Os restantes componentes variam pouco. Comparando com o cenário da distância, o LCOE variou mais de 40 €/MWh, sendo notório que a profundidade tem um peso inferior na estrutura dos custos.

Tabela 8 – Decomposição do LCOE: variação da profundidade

Componente LCOE	60 m (€/MWh)	100 m (€/MWh)	150 m (€/MWh)
DEVEX	4,32	4,32	4,32
Turbinas	29,43	29,43	29,43
Fundações flutuantes	25,02	28,14	32,05
Instalação <i>offshore</i>	9,05	9,20	9,38
Infraestrutura elétrica	24,56	24,56	24,56
Outros CAPEX	10,75	11,20	11,77
CAPEX (Total)	109,67	114,44	120,41
OPEX	20,46	20,57	20,72
DECOM	1,90	1,93	1,97
LCOE Total	136,35	141,27	147,42

Com base na Figura 23, o aumento da profundidade conduziu a um crescimento aproximadamente linear do LCOE, resultante da combinação de múltiplos subsistemas (plataformas, ancoragem e instalação), que respondem de forma distinta ao aumento da profundidade. Adicionalmente, a profundidade influencia os custos operacionais, devido à maior complexidade das operações de manutenção e acessibilidade.

O aumento dos custos de investimento deve-se à necessidade de estruturas mais robustas e de sistemas de amarração mais complexos em águas profundas, o que implica um maior consumo de materiais, soluções de engenharia mais exigentes e operações de instalação mais especializadas.

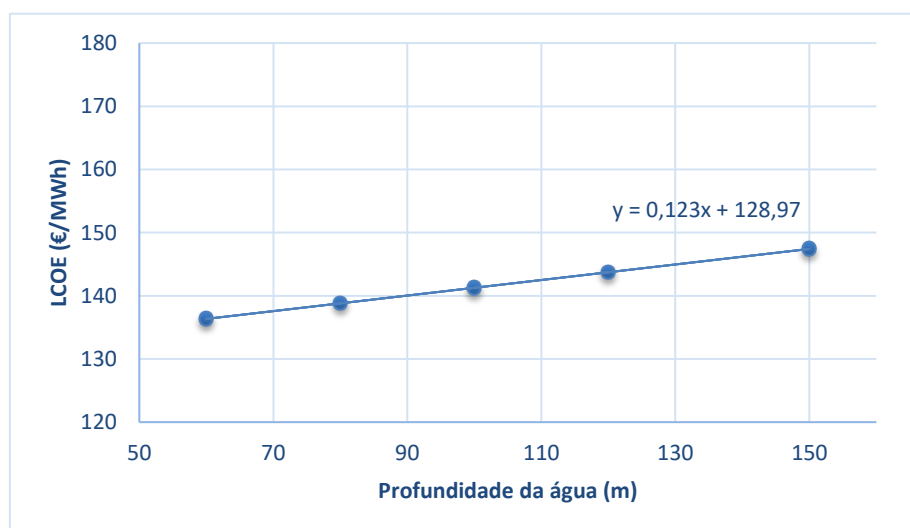


Figura 23 – Evolução do LCOE: variação da profundidade

4.4.3 Variação da potência instalada

No terceiro cenário, a localização manteve-se fixa (20 km, 100 m) e a capacidade variou entre 100 e 1000 MW. O mecanismo de escala é simples: o DEVEX foi de 42 M€ fixos, a subestação e a ligação à rede dividiram-se por uma energia produzida progressivamente maior, reduzindo o seu peso no LCOE.

Com a Tabela 9 constata-se uma redução progressiva do LCOE com o aumento da potência instalada, embora com ganhos marginais decrescentes para as capacidades superiores. O LCOE reduziu de 142,82 €/MWh para 125,53 €/MWh, representando uma diminuição de cerca de 17 €/MWh.

A redução significativa do DEVEX por MWh resulta da diluição dos custos de desenvolvimento, que são maioritariamente fixos, por uma produção energética superior. Já a componente das turbinas permanece constante, uma vez que o custo específico por MW foi assumido constante no modelo. Para além disto, a redução do OPEX por MWh resulta do aumento da produção energética, mantendo-se os custos aproximadamente proporcionais à potência instalada.

Tabela 9 – Decomposição do LCOE: variação da potência instalada

Componente LCOE	100 MW (€/MWh)	500 MW (€/MWh)	1000 MW (€/MWh)
DEVEX	11,01	2,20	1,01
Turbinas	29,43	29,43	29,43
Fundações flutuantes	21,06	21,06	21,06
Instalação <i>offshore</i>	9,49	8,74	8,65
Infraestrutura elétrica	24,56	24,56	24,56
Outros CAPEX	10,90	10,04	9,93
CAPEX (Total)	105,55	104,00	103,81
OPEX	24,27	19,41	18,80
DECOM	2,00	1,84	1,82
LCOE Total	142,82	127,45	125,53

A Figura 24 confirma visualmente esta tendência, evidenciando uma curva com declive decrescente que se acentua entre os 100 e os 250 MW e se aproxima de um patamar a partir dos 500 MW.

Ao contrário da distância e da profundidade, cuja relação com o LCOE é aproximadamente linear, a redução do LCOE com a potência instalada segue um padrão de retornos decrescentes, típico de efeitos de economia de escala, pelo que se ajustou uma linha de tendência do tipo potência ($y = 181,75x^{-0,055}$) em vez de uma reta.

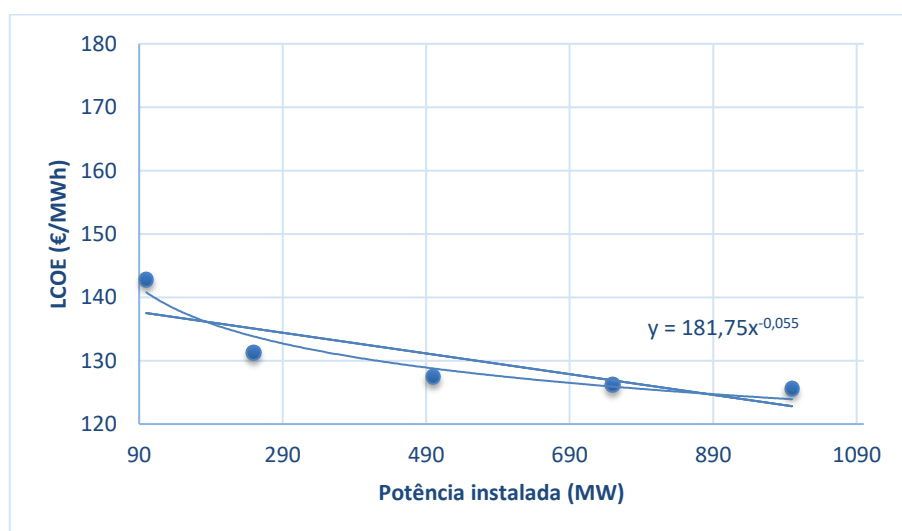


Figura 24 – Evolução do LCOE: variação da potência instalada

Em termos globais, a análise dos cenários evidencia que a distância à costa apresenta um maior impacto no LCOE, com variações superiores a 40 €/MWh, enquanto a profundidade conduz a aumentos mais moderados, aproximadamente 10 €/MWh. Por outro lado, o aumento da potência instalada permitiu reduções entre 15 e 17 €/MWh, evidenciando o papel determinante das economias de escala na viabilidade económica dos projetos eólicos *offshore*.

4.5 Análise de sensibilidade aos custos

Após registar e analisar os dados do LCOE, são apresentadas as duas análises de sensibilidade aos custos. Uma consistiu na duplicação dos custos unitários e a outra na variação do WACC, CAPEX, OPEX e preço da eletricidade.

4.5.1 Duplicação dos custos unitários

Para complementar os cenários de sensibilidade paramétrica, realizou-se uma análise de sensibilidade extrema aos custos do projeto, duplicando todos os custos unitários definidos no modelo DCF, tal como descrito na secção 3.2.5. Esta operação propaga-se diretamente ao CAPEX total e ao OPEX anual, mantendo inalterados os parâmetros técnicos, financeiros e o recurso eólico. O objetivo desta análise não é representar um cenário provável, mas sim estabelecer um limite superior do custo que permita avaliar a robustez económica do projeto face às condições de mercado adversas.

A comparação com o cenário de referência (255 MW, 20 km, 100 m) permite quantificar o impacto direto de um agravamento generalizado dos custos no LCOE e na viabilidade económica do projeto.

No cenário de referência (20 km), o LCOE passou de 130,22 €/MWh para 243,44 €/MWh, representando um aumento de 87 % face ao cenário base. No extremo da sensibilidade (100 km), o LCOE atingiu 326,40 €/MWh.

A relação entre o LCOE e a distância manteve-se linear, e o declive duplicou de 0,52 €/MWh/km para 1,04 €/MWh/km, um comportamento esperado, uma vez que os custos elétricos por quilómetro foram diretamente duplicados.

A receita nivelada permaneceu em 57,29 €/MWh em todos os cenários, uma vez que os pressupostos de receita não foram alterados. O diferencial entre o LCOE e a receita nivelada, que no cenário base era de 72,93 €/MWh a 20 km, passou a ser de 186,15 €/MWh, e de 269,11 €/MWh a 100 km. Este agravamento evidencia que, num contexto de duplicação dos custos unitários, a viabilidade económica do projeto torna-se ainda mais dependente dos mecanismos de apoio robustos, como os Contratos por Diferença (CfD), com prémios significativamente superiores aos valores atualmente praticados no mercado europeu.

Com a duplicação de todos os custos unitários no modelo da profundidade, o LCOE aumentou de forma aproximadamente linear, de 254,80 €/MWh a 60 metros para 276,95 €/MWh a 150 metros, com uma taxa de agravamento de cerca de 0,25 €/MWh por metro adicional de profundidade.

Para o cenário de referência de 100 metros de profundidade, o LCOE atingiu 264,64 €/MWh, distribuídos entre CAPEX (228,88 €/MWh), OPEX (23,26 €/MWh), DECOM (3,87 €/MWh) e DEVEX (8,64 €/MWh). Dentro do CAPEX, os componentes com maior peso foram a turbina (58,86 €/MWh), seguida das fundações flutuantes (56,28 €/MWh) e da infraestrutura elétrica offshore (49,11 €/MWh). A receita nivelada manteve-se em 57,29 €/MWh, o prejuízo no caso de referência ascende a cerca de 207 €/MWh. Logo, com os custos duplicados, nenhuma das profundidades avaliadas permite a viabilidade económica do projeto.

Com a duplicação de todos os custos unitários no modelo de variação da potência instalada, o LCOE variou de 247,15 €/MWh a 100 MW para 217,44 €/MWh a 1 000 MW, com uma taxa de redução de aproximadamente 0,033 €/MWh por *megawatt* adicional instalado. A decomposição para o cenário de menor escala (100 MW) distribuiu-se entre o CAPEX (196,24 €/MWh), o OPEX (24,93 €/MWh) e o DECOM (3,97 €/MWh), sendo a turbina (58,86 €/MWh) e as fundações flutuantes (42,12 €/MWh) os principais contribuintes do CAPEX. Já o DEVEX representou 22,01 €/MWh a 100 MW, um valor proporcionalmente mais elevado do que nos cenários de maior capacidade, dado que os custos de desenvolvimento são fixos e diluem-se por uma produção de energia menor.

A redução do LCOE com o aumento da capacidade é marcadamente não linear: o maior ganho ocorre entre os 100 MW e os 250 MW (cerca de 20 €/MWh), enquanto acima dos 500 MW a curva estabiliza progressivamente, com diferenças inferiores a 4 €/MWh para duplicar a capacidade de 500 para 1 000 MW. Também neste caso a receita nivelada de 57,29 €/MWh

manteve-se muito abaixo do LCOE, com o prejuízo a situar-se entre os 160 €/MWh a 1 000 MW e os 190 €/MWh a 100 MW, confirmando que mesmo a maior escala considerada não é suficiente para aproximar o projeto da viabilidade económica em condições do duplo custo.

4.5.2 Variação do WACC, CAPEX, OPEX e preço da eletricidade

Para além do cenário de sensibilidade extrema apresentado anteriormente, analisou-se o contributo individual e conjunto de quatro variáveis identificadas como críticas: o WACC, o CAPEX, o OPEX e o preço da eletricidade.

Isolando um aumento do WACC de 2 % (de 5,5% para 7,5%), mantendo os restantes parâmetros do caso de referência, o LCOE aumentou de 130,22 €/MWh para 151,99 €/MWh (+ 16,7 %). Este efeito explica-se pelo facto do aumento do custo de capital penalizar mais fortemente o valor presente da energia produzida ao longo dos 25 anos de operação do que o CAPEX inicial, que ocorre maioritariamente nos primeiros anos e é pouco afetado pelo desconto adicional.

Combinando um aumento de 20% no CAPEX com um aumento anual do OPEX de 2,5% (mantendo o WACC de referência), o LCOE aumentou para 157,45 €/MWh (+ 20,9 %), um efeito ligeiramente superior ao do WACC isolado, refletindo o peso dominante do CAPEX na estrutura de custos do projeto.

Após isto, combinou-se em simultâneo um aumento do WACC de 2 % (de 5,5% para 7,5%), um aumento de 20% no CAPEX total do projeto e uma subida anual do OPEX a uma taxa de 2,5% ao ano, em substituição do pressuposto do OPEX constante ao longo dos 25 anos de operação. Este cenário resultou num LCOE de 183,09 €/MWh, um aumento de cerca de 40,6% face aos 130,22 €/MWh do caso de referência. Este valor é superior à soma dos dois efeitos isolados (16,7 % + 20,9 % = 37,6 %), evidenciando um efeito de interação, sendo que o aumento do WACC penaliza de forma mais que proporcional os custos já agravados pelo CAPEX e OPEX mais elevados.

A consideração do crescimento do OPEX ao longo dos anos, devido à maior necessidade de manutenção e falhas, é apresentada no Anexo D: Variação do OPEX.

Testou-se ainda o efeito do preço da eletricidade sobre este cenário, variando-o entre 40 €/MWh (- 20 %) e 60 €/MWh (+ 20 %). Em todos os casos o LCOE manteve-se inalterado, em

183,09 €/MWh, confirmando que o preço não influencia o custo nivelado de energia. A receita nivelada, essa sim, varia entre 55,48 €/MWh (a 40 €/MWh) e 60,00 €/MWh (a 60 €/MWh), traduzindo-se num prejuízo entre 127,61 €/MWh e 123,09 €/MWh. Em nenhum dos casos o projeto se torna viável nestas condições de custo agravadas.

A comparação da composição do LCOE entre o caso de referência e o cenário combinado revela um resultado que contraria a expectativa inicial. O CAPEX total aumenta de 103,77 €/MWh para 149,91 €/MWh, passando de 79,7 % para 81,9 % do LCOE. O OPEX aumenta em termos absolutos, de 20,28 €/MWh para 25,22 €/MWh, mas o seu peso relativo desce de 15,6 % para 13,8 %, apesar do aumento anual aplicado. O DEVEX sobe de 4,32 €/MWh para 6,58 €/MWh (3,3 % para 3,6 %), enquanto o DECOM desce de 1,86 €/MWh para 1,38 €/MWh, reduzindo o seu peso de 1,4 % para 0,8 %.

Este comportamento explica-se pelo efeito do WACC: ao penalizar mais os fluxos de caixa distantes do que o CAPEX inicial (concentrado nos primeiros anos e pouco descontado), o aumento do WACC reduz o peso relativo dos custos futuros como o OPEX e, sobretudo, o DECOM, mesmo quando esses custos aumentam em termos absolutos, como acontece com o OPEX devido ao aumento de 2,5 % ao ano.

4.6 Validação dos resultados com o *software* SAM

A validação dos resultados do modelo DCF foi realizada com o recurso do *software* SAM.

Os resultados obtidos no modelo desenvolvido em *Microsoft Excel* e na simulação realizada no SAM evidenciam uma elevada coerência entre as duas abordagens, confirmando a robustez da metodologia aplicada às análises das variações da distância do parque eólico *offshore* à costa, da profundidade da água e da potência instalada.

Relativamente à variação da distância do parque à costa, no modelo *Microsoft Excel*, o LCOE aumentou de 130,22 €/MWh para 150,89 €/MWh e 171,80 €/MWh nos cenários de 20 km, 60 km e 100 km, respetivamente. A simulação realizada no SAM apresentou valores muito próximos, nomeadamente 130,20 €/MWh, 150,80 €/MWh e 171,00 €/MWh para os mesmos cenários, como se pode observar na Tabela 10. Os desvios obtidos são inferiores a 1%, demonstrando uma elevada concordância entre as duas ferramentas. Assim, conclui-se que o

SAM valida a tendência obtida no modelo DCF em *Excel*, confirmando que o aumento da distância à costa conduz a um crescimento quase linear do LCOE.

Tabela 10 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da distância do parque à costa

LCOE	20 km	60 km	100 km
LCOE Excel (€/MWh)	130,22	150,89	171,80
LCOE SAM (€/MWh)	130,20	150,80	171,00
Diferença (SAM – Excel)	- 0,02	- 0,09	- 0,80

Os resultados obtidos na Tabela 11, relativamente à variação da profundidade evidenciam uma boa concordância entre o modelo desenvolvido em *Excel* e a simulação realizada no SAM. No Excel, o LCOE aumentou de 136,35 €/MWh para 141,27 €/MWh e 147,42 €/MWh nos cenários de 60 m, 100 m e 150 m, respetivamente. No SAM, os valores obtidos foram muito próximos dos resultados do *Excel*: 136,40 €/MWh, 141,60 €/MWh e 147,50 €/MWh. As diferenças registadas foram reduzidas, correspondendo a 0,05 €/MWh, 0,33 €/MWh e 0,08 €/MWh, todas inferiores a 1%. Estes resultados confirmam que o SAM reproduz de forma consistente a tendência do modelo *Excel*, validando o crescimento do LCOE com a profundidade, ainda que de forma menos acentuada do que no caso da distância à costa.

Tabela 11 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da profundidade

LCOE	60 m	100 m	150 m
LCOE Excel (€/MWh)	136,35	141,27	147,42
LCOE SAM (€/MWh)	136,40	141,60	147,50
Diferença (SAM – Excel)	0,05	0,33	0,08

Os resultados obtidos da Tabela 12 para a variação da potência instalada mostram coerência entre o modelo desenvolvido em *Excel* e a simulação realizada no SAM. No Excel, o LCOE diminuiu de 142,82 €/MWh para 127,45 €/MWh e 125,53 €/MWh nos cenários de 100 MW, 500 MW e 1000 MW, respetivamente. No SAM, os valores obtidos foram muito próximos dos resultados do *Excel*: 142,70 €/MWh, 127,00 €/MWh e 126,30 €/MWh. As diferenças registadas foram reduzidas, correspondendo a -0,12 €/MWh, -0,45 €/MWh e 0,77 €/MWh, todas inferiores a 1%. O SAM corrobora a tendência identificada no modelo *Excel*: o aumento da potência instalada reduz o LCOE, com uma descida mais acentuada entre 100 MW e 500 MW e mais moderada entre 500 MW e 1000 MW.

Tabela 12 – Valores de LCOE do Excel e SAM: variação da potência instalada

LCOE	100 MW	500 MW	1000 MW
LCOE Excel (€/MWh)	142,82	127,45	125,53
LCOE SAM (€/MWh)	142,70	127,00	126,30
Diferença (SAM – Excel)	- 0,12	- 0,45	0,77

De forma geral, observou-se que os resultados do *Excel* são muito próximos dos valores simulados no SAM. Assim, as diferenças observadas resultam essencialmente das metodologias distintas utilizadas: o *Excel* aplica um modelo DCF detalhado, enquanto o SAM usa uma abordagem agregada baseada no *Fixed Charge Rate*. Estes pequenos desvios podem ainda resultar do tratamento das perdas, dos arredondamentos e do cálculo da Produção Anual de Energia.

4.7 Análise de cenários de operação

Ao contrário das secções anteriores, que analisaram cada parâmetro de forma isolada, esta secção foca-se na interação entre a distância à costa, a profundidade da água e a potência instalada, avaliando de que forma os seus efeitos se podem combinar ou compensar no mesmo projeto. Como visto, a distância à costa destacou-se como o parâmetro dominante, mas a profundidade e a potência instalada atuaram em sentidos opostos, podendo parcialmente compensar-se: um parque de maior escala instalado em águas mais profundas pode apresentar um LCOE semelhante ao de um parque mais pequeno em águas rasas, uma vez que o efeito redutor das economias de escala neutraliza, ainda que só em parte, o agravamento associado à profundidade.

Em termos de magnitude, a profundidade elevou o LCOE em cerca de 11 €/MWh entre os extremos analisados (60 m e 150 m), enquanto a potência instalada reduziu-o em cerca de 17 €/MWh entre 100 MW e 1000 MW. Sendo o efeito redutor da potência instalada de ordem de grandeza semelhante, ou até superior, ao efeito agravante da profundidade, é plausível que as duas variações se compensem mutuamente num mesmo projeto, ainda que o modelo desenvolvido não tenha testado explicitamente cenários combinados destas duas variáveis em simultâneo.

Esta lógica de compensação manteve-se mesmo no cenário de sensibilidade extrema, com custos unitários duplicados (secção 4.5.1): o LCOE aumentou cerca de 22 €/MWh entre os 60 m e os 150 m de profundidade, mas reduziu-se cerca de 30 €/MWh entre os 100 MW e os 1000 MW de potência instalada. A consistência da direção destes efeitos, independentemente do nível de custos considerado, reforça a robustez da lógica da compensação identificada.

Numa perspetiva da taxa de variação por unidade, a distância à costa manteve-se o parâmetro mais penalizador (cerca de 0,52 €/MWh por km), seguida da profundidade (cerca de 0,12 a 0,25 €/MWh por metro, consoante o nível de custos considerado) e da potência instalada, cujo efeito redutor variou entre 0,016 e 0,033 €/MWh por MW adicional. Esta hierarquia de sensibilidades reforça a distância como o critério prioritário na seleção de locais, seguido de uma análise conjunta entre a profundidade e a potência para otimizar o custo final.

Esta interação tem implicações diretas para o planeamento de projetos: a seleção de um local não deve depender de um único parâmetro isolado, mas sim de uma análise conjunta que pondere a distância à costa, a profundidade e a potência instalada em simultâneo. Por exemplo, um local com maior profundidade, mas mais próximo da costa, pode ser preferível a um local em águas rasas, mas mais afastado, caso essa diferença de distância seja suficientemente grande para compensar o agravamento associado à profundidade. Esta lógica de compensação reforça a importância de uma abordagem integrada na priorização, por exemplo das zonas do PAER, tirando partido da combinação mais favorável entre os três parâmetros, em vez de otimizar cada um isoladamente.

4.8 Discussão dos resultados obtidos

A análise detalhada dos resultados obtidos permitiu identificar de forma clara os principais fatores que influenciam o Custo Nivelado da Energia em projetos eólicos *offshore* flutuantes, evidenciando uma elevada sensibilidade a parâmetros técnicos, geográficos e de escala.

Entre os parâmetros analisados, a distância à costa destacou-se como o principal fator do aumento do LCOE. Verificou-se que o custo da energia pode aumentar em mais de 40 €/MWh entre os cenários extremos analisados, resultado do crescimento significativo da infraestrutura elétrica *offshore*, em particular dos cabos de exportação, cujo custo aumenta proporcionalmente com a distância. Para além disso, maiores distâncias implicam custos

adicionais de instalação, logística e operação, reforçando o impacto global desta variável no CAPEX e, consequentemente, no LCOE.

A profundidade da água apresentou também um impacto relevante, embora inferior ao da distância à costa, conduzindo a variações do LCOE da ordem dos 10 €/MWh. Este comportamento aproximadamente linear resultou da combinação de diferentes subsistemas do projeto, nomeadamente as fundações, as amarrações e a instalação *offshore*, cujos custos aumentaram de forma consistente com a profundidade dentro do intervalo analisado.

Por outro lado, o aumento da potência instalada evidenciou um efeito benéfico na redução do LCOE, permitindo diminuições de cerca de 15 a 17 €/MWh nos cenários analisados. Este resultado demonstra claramente o efeito das economias de escala, em que os custos fixos de desenvolvimento, ligação à rede e parte da infraestrutura elétrica são diluídos por uma maior produção energética. No entanto, verifica-se que os ganhos marginais diminuíram à medida que a capacidade instalada aumentou, evidenciando um comportamento assintótico típico deste tipo de projetos.

A análise comparativa dos três cenários permite estabelecer um *ranking* claro da influência dos parâmetros no LCOE:

- Distância à costa – maior impacto, associado à infraestrutura elétrica e aos custos logísticos;
- Profundidade da água – impacto moderado, relacionado com as estruturas flutuantes e as amarrações;
- Potência instalada – efeito redutor do LCOE, associado com as economias de escala.

Os valores obtidos entre 125 e 170 €/MWh nos cenários base ficaram muito acima do preço do mercado atual (aproximado de 50 €/MWh), o que significa que nenhum dos cenários analisados é economicamente autossustentável sem apoio público. Os mecanismos como os CfD são, por isso, uma condição necessária para viabilizar estes projetos nas condições dos custos atuais.

Complementarmente às três variáveis paramétricas analisadas, a secção 4.5.1 avaliou um cenário de sensibilidade extrema, através da duplicação de todos os custos unitários do projeto (CAPEX e OPEX), mantendo inalterados os parâmetros técnicos, financeiros e o recurso eólico.

Este exercício não pretendeu representar um cenário de mercado provável, mas sim estabelecer um limite superior do custo, tendo permitido avaliar a robustez económica do projeto perante as condições adversas extremas. No cenário de referência (20 km, 100 m, 255 MW), o LCOE praticamente duplicou, passando de 130,22 €/MWh para 243,44 €/MWh, um aumento de 87%, podendo atingir 326,40 €/MWh no cenário mais desfavorável de distância (100 km), com o declive da relação entre o LCOE e a distância a duplicar de 0,52 para cerca de 1,04 €/MWh/km.

O mesmo padrão de agravamento repetiu-se nos modelos da profundidade e da potência instalada: com os custos duplicados, o LCOE variou entre 254,80 e 276,95 €/MWh no primeiro caso, e entre 217,44 e 247,15 €/MWh no segundo, mantendo-se sempre acima da receita nivelada de 57,29 €/MWh, que não foi afetada pelo exercício, uma vez que os pressupostos de receita permaneceram inalterados. O diferencial entre o LCOE e a receita, que no cenário base rondou os 73 €/MWh, ultrapassou os 269 €/MWh no cenário mais penalizador (100 km, custos duplicados). Estes resultados reforçaram que a viabilidade económica destes projetos depende, de forma estrutural, de mecanismos de apoio robustos, como os CfD, sendo esta dependência ainda mais acentuada perante cenários de agravamento de custos.

Para além dos parâmetros técnicos e geográficos, a análise de sensibilidade aos custos financeiros (secção 4.5.2) mostrou que o WACC é, por unidade de esforço, a variável isolada mais sensível a curto prazo: um agravamento de apenas 2 % (de 5,5 % para 7,5 %) elevou o LCOE em 16,7%. Quando combinado com um aumento de 20% no CAPEX e um aumento anual do OPEX de 2,5%, o LCOE atingiu 183,09 €/MWh, um aumento de 40,6% face ao caso de referência, superior à soma dos efeitos isolados, o que evidencia um efeito de interação entre o custo de capital e a estrutura de custos do projeto.

Verificou-se ainda que o preço da eletricidade não influencia o LCOE, uma vez que este depende exclusivamente dos custos e da produção de energia, afetando apenas a receita e a rentabilidade do projeto. Este resultado reforça a distinção entre o custo de produção e o resultado económico, sendo relevante para o desenho de mecanismos de apoio como os CfD, cuja eficácia depende de garantir um *strike price* suficientemente acima do LCOE calculado, independentemente das variações do preço de mercado.

Estes resultados são coerentes com a literatura: estudos recentes apontam um LCOE acima de 100 €/MWh para eólica flutuante [102]. A redução deste valor ao longo do tempo dependerá

principalmente do aumento, da potência, das turbinas e da maturação da cadeia de fornecimento, sendo dois fatores que ainda estão numa fase inicial para a tecnologia flutuante.

De todos os parâmetros analisados, a localização é a mais impactante: passar de 20 km para 100 km de distância à costa aumenta o LCOE em mais de 40 €/MWh, um efeito maior do que dobrar a capacidade instalada.

5 Conclusão

5.1 Análise conclusiva

Com base nos resultados obtidos, é possível determinar o preço mínimo de venda de eletricidade necessário para garantir a viabilidade económica do projeto (*break-even*).

No cenário base, este valor corresponde aproximadamente ao LCOE calculado (130 €/MWh), o que contrasta significativamente com o preço médio considerado no modelo (aproximadamente 57 €/MWh). Esta diferença evidencia a necessidade de mecanismos de apoio, como os contratos por diferença (CfD), ou de reduções substanciais nos custos do investimento e operação, para que os projetos desta natureza se tornem competitivos no mercado. A análise do *break-even* constitui um indicador fundamental para a definição das políticas energéticas e estratégias de investimento no setor *offshore*.

Dos três parâmetros estudados, a distância à costa foi o fator dominante: as variações entre 20 e 100 km traduziram-se em mais de 40 €/MWh de acréscimo no LCOE, principalmente por via dos cabos de exportação e dos custos logísticos de instalação. A profundidade teve um efeito mais contido, cerca de 11 €/MWh entre 60 e 150 m, e esteve ligada sobretudo ao custo das plataformas e dos sistemas de amarração. A potência instalada foi o único parâmetro com efeito redutor: aumentar a capacidade de 100 para 1000 MW baixou o LCOE em 17 €/MWh, embora os ganhos se tenham tornado cada vez menores acima dos 500 MW.

A análise de sensibilidade aos custos financeiros acrescentou uma dimensão adicional a esta leitura: o risco financeiro, e não apenas os parâmetros técnicos, condicionou de forma

significativa a viabilidade do projeto, sendo o WACC a variável de maior sensibilidade por unidade de esforço, como detalhado na secção 4.8. O facto do LCOE se ter mantido insensível ao preço da eletricidade reforça ainda que a via para a viabilidade destes projetos passa por reduzir custos e risco de financiamento, e não por contar com uma eventual subida do preço de mercado.

Mesmo com uma tarifa *feed-in* de 60 €/MWh nos primeiros 15 anos, o LCOE manteve-se muito acima das receitas, reforçando a necessidade dos mecanismos de apoio já referidos nas condições de custo atuais.

O contributo principal deste trabalho é um modelo DCF parametrizado, calibrado com os dados da turbina IEA 15 MW e adaptado ao contexto europeu, nomeadamente às zonas do PAER. Ao contrário de estudos internacionais que usam intervalos de custo genéricos, este modelo permite isolar o efeito de cada variável individualmente. Os resultados situam-se no intervalo entre os 100 e 250 €/MWh, reportado pela literatura para a tecnologia flutuante pré-comercial, o que valida a coerência da metodologia.

O modelo tem limitações concretas, pois o caso de referência assume o OPEX constante ao longo dos 25 anos, mas esta limitação foi explorada na análise de sensibilidade adicional apresentada anteriormente, através de um aumento anual do OPEX de 2,5%.

A viabilidade futura da eólica flutuante passa sobretudo por dois fatores: reduzir os custos das fundações flutuantes, que representam entre 25 e 32 €/MWh consoante a profundidade, e desenvolver uma cadeia de fornecimento dedicada que reduza a dependência de navios de instalação escassos e caros. Enquanto estes dois fatores não amadurecerem, o apoio público continuará a ser condição necessária.

5.2 Recomendações para o mercado

Com base nos resultados obtidos, identificaram-se cinco recomendações para o desenvolvimento da eólica *offshore* em Portugal.

A distância à costa revelou-se o parâmetro mais penalizador, com um acréscimo de cerca de 10 €/MWh por cada 20 km. As zonas do PAER a menos de 40 km da costa devem ser prioritárias, desde que o recurso eólico e a batimetria o permitam.

O LCOE mínimo calculado foi de 125,53 €/MWh para 1000 MW, ou seja, mais do dobro do preço de mercado atual em Portugal (aproximadamente 50 €/MWh). Neste contexto, os leilões com CfD e *strike price* entre os 80 e 110 €/MWh são o mecanismo mais adequado para os primeiros projetos comerciais, em linha com o que já se pratica no Reino Unido e nos Países Baixos.

Acima de 500 MW, a redução do LCOE torna-se residual, descendo apenas de 127,45 para 125,53 €/MWh entre os 500 e os 1000 MW, pelo que os projetos devem visar esta escala desde o planeamento inicial para aproveitarem a diluição dos custos fixos.

Em quarto lugar, as fundações flutuantes representam entre os 25 e 32 €/MWh consoante a profundidade. Assim, reduzir este custo via I&D e normalização é a principal alavanca para tornar a tecnologia competitiva sem apoios a médio prazo.

Por fim, dado que o WACC demonstrou ser a variável financeira de maior sensibilidade a curto prazo, um agravamento de apenas 2 % eleva o LCOE em 16,7%, recomenda-se a adoção de mecanismos de mitigação do risco financeiro, como garantias públicas, financiamento concecional ou instrumentos de partilha de risco, que permitam reduzir o custo de capital exigido pelos investidores, sobretudo durante a fase de maturação da tecnologia flutuante.

5.3 Perspetivas futuras

A presente dissertação suscita várias perspetivas para a investigação futura, com vista ao aprofundamento da modelação económica de projetos eólicos *offshore* flutuantes.

Em primeiro lugar, sugere-se a incorporação de dados reais do recurso eólico para as localizações específicas da costa portuguesa, nomeadamente nas zonas previstas no PAER (Viana do Castelo, Leixões, Figueira da Foz e Sines), o que permitirá uma estimativa mais rigorosa da AEP e reduzirá a incerteza associada ao cálculo do LCOE.

Em segundo lugar, tendo em conta que a análise de sensibilidade realizada (secção 4.5.2) avaliou de forma estática o efeito do WACC, do CAPEX, do OPEX e do preço da eletricidade, propõe-se estender o modelo a uma abordagem dinâmica e estocástica, nomeadamente através de simulação de Monte Carlo, que permita quantificar a incerteza conjunta destes parâmetros ao longo da vida útil do projeto. Esta abordagem poderia ainda ser alargada ao

custo das fundações flutuantes e ao fator de capacidade, tornando a avaliação mais robusta face a cenários de mercado incertos.

Em terceiro lugar, seria relevante comparar tecnologias de fundação flutuante (*semi-submersible*, *spar* e TLP) com curvas de custo específicas em função da profundidade e das condições do local, de forma a identificar a solução mais adequada para cada cenário.

Por fim, seria interessante analisar cenários híbridos, eólica *offshore* combinada com hidrogénio verde ou armazenamento em baterias, pois é uma área de crescente importância estratégica, com um impacto direto na gestão da variabilidade e no valor económico da energia produzida.

A aposta no desenvolvimento desta investigação consolidará os modelos de avaliação, reduzirá a incerteza dos projetos *offshore* e apoiará a tomada de decisão no contexto da transição energética.

Referências

- [1] ENEL, “Transição energética: O que é a transição energética,” 2025. [Online]. Available: <https://www.enel.com/pt/learning-hub/transicao-energetica>.
- [2] ZERO, “Amanhã é o Dia Mundial da Terra – Mais energia renovável e evitar de um retrocesso nas políticas ambientais,” 21 abril 2025. [Online]. Available: <https://zero.org/noticias/amanha-e-o-dia-mundial-da-terra-mais-energia-renovavel-e-evitar-de-um-retrocesso-nas-politicas-ambientais/>.
- [3] IEA, “Executive summary: Global renewables growth set to outpace current government goals for 2030,” 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024/executive-summary>.
- [4] COMPETE 2030, “Energias renováveis com crescimento recorde em 2023,” 13 janeiro 2025. [Online]. Available: <https://www3.compete2030.gov.pt/comunicacao/noticias-pt-informacao/energias-renovaveis-com-crescimento-recorde-em-2023/>.
- [5] S. Dias, “Renováveis batem recordes a nível mundial com crescimento desigual,” Jornal de Negócios, 27 março 2024. [Online]. Available: <https://www.jornaldenegocios.pt/sustentabilidade/ambiental/detalhe/renovaveis-batem-recordes-a-nivel-mundial-com-crescimento-desigual>.
- [6] IRENA, “Delivering on the UAE Consensus: Tracking progress toward tripling renewable energy capacity and doubling energy efficiency by 2030,” outubro 2024. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Oct/IRENA_UAE_Consensus_2030_trippling_renewables_doubling_efficiency_2024.pdf.
- [7] IRENA, “Perspetivas das Transições Energéticas Mundiais 2024,” 2024. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Nov/IRENA_OUT_World_energy_transitions_outlook_Summary_PT.pdf.

- [8] P. Verdelho, “Desafios Regulatórios da Integração de Energias Renováveis,” ERSE, 13 novembro 2024. [Online]. Available: https://www.erse.pt/media/faieivum/20241113_feup_pv_final.pdf.
- [9] ENEL, “Da descarbonização às energias renováveis: o caminho para um futuro com emissões zero,” 2025. [Online]. Available: <https://www.enel.com/pt/learning-hub/transicao-energetica/descarbonizacao>.
- [10] Agência Portuguesa do Ambiente, “Plano Nacional Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030),” 1 outubro 2024. [Online]. Available: https://apambiente.pt/sites/default/files/_Clima/Planeamento/20241030_pnec2030_maen.pdf.
- [11] EDP, “Papel das renováveis no caminho para a descarbonização,” 9 fevereiro 2022. [Online]. Available: <https://edp.com/pt/media/historias-edp/papel-das-renovaveis-no-caminho-para-descarbonizacao>.
- [12] Iberdrola, “Armazenamento de energia: baterias vs. térmico,” 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/armazenamento-energia/bess-vs-armazenamento-termico>.
- [13] Repsol, “Energia eólica offshore: como é produzida e as suas vantagens,” 22 junho 2023. [Online]. Available: <https://www.repsol.pt/particulares/assessoramento/energia-eolica-offshore-vantagens/>.
- [14] Engie, “Offshore wind power: A key sector to the energy transition,” 7 setembro 2022. [Online]. Available: <https://www.engie.com/en/news/interview-offshore-wind-energy-key>.
- [15] Gold Energy, “Parques eólicos offshore,” 2021. [Online]. Available: <https://goldenergy.pt/blog/energia-verde/parques-eolicos-offshore/>.
- [16] EEA Grants Portugal, “Projeto BEHYOND reforça potencial de produção de hidrogénio verde em alto mar,” 2024. [Online]. Available:

<https://www.eeagrants.gov.pt/pt/programas-mfeee-2014-2021/crescimento-azul/noticias/projeto-behyond-reforca-potencial-de-producao-de-hidrogenio-verde-em-alto-mar/>.

- [17] Parlamento Europeu, “De que forma a UE impulsiona as energias renováveis?,” 12 junho 2024. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/topics/pt/article/20221128STO58001/como-esta-a-ue-a-impulsionar-as-energias-renovaveis>.
- [18] European Union, “Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions – An EU Strategy,” 2020. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2020:741:FIN&qid=1605792629666>.
- [19] Wind Europe, “History of Europe's wind industry,” 2021. [Online]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/history/?category=market>.
- [20] European Comission, “Offshore energy - Denmark,” 2025. [Online]. Available: <https://audiovisual.ec.europa.eu/en/media/photo/P-051395>.
- [21] Windfloat Atlantic, “O parque eólico,” 2025. [Online]. Available: <https://windfloat-atlantic.com/pt-pt/o-parque-eolico/>.
- [22] SHOREWINNER , “Needs and Trends in the Southern European Offshore Wind Energy Sector,” 14 junho 2025. [Online]. Available: https://shorewinner.eu/wp-content/uploads/2025/06/SHOREWINNER_D2.1_FINAL_V2.pdf.
- [23] Agência Internacional de Energia (AIE), “Renewable Energy Progress Tracker,” 7 outubro 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker>.
- [24] L. Fernández, “Cumulative offshore wind power capacity in Europe in 2024, by country (in megawatts),” Statista, 28 novembro 2025. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/1454808/offshore-wind-capacity-by-country-europe/>.

- [25] M. Kul, "Offshore wind installed capacity reaches 83 GW as new report finds 2024 a record year for," 27 julho 2025. [Online]. Available: <https://www.ruzgarenerjisi.com.tr/en/offshore-wind-installed-capacity-reaches-83-gw-as-new-report-finds-2024-a-record-year-for/>.
- [26] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, "Global Wind Report 2025," 2025. [Online]. Available: <https://26973329.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26973329/2.%20Reports/Global%20Wind%20Report/GWEC%20Global%20Wind%20Report%202025.pdf>.
- [27] Windtech International, "Global offshore wind capacity reaches 83 GW despite short-term challenges," 25 junho 2025. [Online]. Available: <https://www.windtech-international.com/industry-news/global-offshore-wind-capacity-reaches-83-gw-despite-short-term-challenges>.
- [28] A. Jouanne, E. Agamloh e A. Yokochi, "A Review of Offshore Renewable Energy for Advancing the Clean Energy Transition," 8 setembro 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/18/18/4798>.
- [29] D. Loctier, "Europa aposta na energia eólica offshore e na tecnologia inteligente para reduzir custos energéticos," The European Commission, 27 maio 2025. [Online]. Available: <https://pt.euronews.com/green/2025/05/27/europa-aposta-na-energia-eolica-offshore-e-na-tecnologia-inteligente-para-reduzir-custos-e>.
- [30] NOCTULA, "APREN organiza conferência dedicada às energias renováveis offshore em Portugal," 2024. [Online]. Available: <https://noctula.pt/energias-renovaveis-offshore-em-portugal/>.
- [31] Menon Economics, "Scaling Floating Offshore Wind," 2024. [Online]. Available: https://www.menon.no/wp-content/uploads/Menon-Economics_Floating-offshore-wind_why-scale-matters_6.2.24.pdf.
- [32] Parlamento Europeu, "Energia renovável," 29 janeiro 2024. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/pt/sheet/70/renewable-energy>.

- [33] Conselho Europeu, “Pacto Ecológico Europeu,” 2025. [Online]. Available: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/european-green-deal/>.
- [34] Comissão Europeia, “REPowerEU,” 2025. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_pt.
- [35] Tribunal de contas Europeu, “Energia marítima renovável,” 2023. [Online]. Available: https://www.eca.europa.eu/ECAPublications/SR-2023-22/SR-2023-22_PT.pdf.
- [36] Renewables Grid Initiative, “Aligning offshore wind and grid expansion with nature conservation through integrated and strategic planning,” 6 novembro 2025. [Online]. Available: <https://renewables-grid.eu/news/aligning-offshore-wind-and-grid-expansion-with-nature-conservation-through-integrated-and-strategic-planning/>.
- [37] Diário da República, “Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore,” 2025. [Online]. Available: <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/resolucao-conselho-ministros/2025-914195020>.
- [38] Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional, “Plano de Afetação para Energias Renováveis Offshore,” 2025. [Online]. Available: <https://www.psoem.pt/plano-de-afetacao-para-energias-renovaveis-offshore/>.
- [39] European Commission, “EU funding for offshore renewables,” abril 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/eu-funding-offshore-renewables_en.
- [40] European Commission, “In focus: Wind energy powering the clean transition,” 17 março 2025. [Online]. Available: https://energy.ec.europa.eu/news/focus-wind-energy-powering-clean-transition-2025-03-17_en.
- [41] Comissão Europeia, “Pacto da Indústria Limpa,” 2025. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/topics/competitiveness/clean-industrial-deal_pt.

- [42] Ørsted, "Offshore wind energy," 2025. [Online]. Available: <https://orsted.com/en/what-we-do/renewable-energy-solutions/offshore-wind>.
- [43] Vestas, "Offshore wind turbines," 2025. [Online]. Available: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines>.
- [44] Agência para o Investimento e Comércio Externo em Portugal, "Energias Renováveis," 2025. [Online]. Available: <https://www.portugalglobal.pt/investimento/principais-setores/energias-renovaveis/>.
- [45] Iberdrola, "Eólica offshore: Líderes eólicos, também no mar," 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-eolica-offshore>.
- [46] Victoria, "What is offshore wind energy?," 2025. [Online]. Available: <https://www.energy.vic.gov.au/renewable-energy/offshore-wind-energy/what-is-offshore-wind-energy>.
- [47] H. Díaz e G. C. Soares, "Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms," *Ocean Engineering*, vol. 209, p. 21, 2020.
- [48] R. Brandão, "Estruturas de fixação de aerogeradores. Instalações offshore," 2012. [Online]. Available: <https://recipp.ipp.pt/entities/publication/1a04e1a1-1494-4855-acd0-9d0ef9be7962>.
- [49] Leite, Orlando, "Review of Design Procedures for monopile offshore wind structures STRUCTURES," junho 2015. [Online]. Available: <https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/79780/2/36046.pdf>.
- [50] C. Silva, "RoadMap para as Energias Renováveis Offshore em Portugal," 2020.
- [51] X. M. Meng, J. O. Lian, H. Wang, H. Zhao e R. Liu, "Research Progress on Offshore Wind Turbine Foundation Structures and Installation Technologies," 2025.

- [52] A. Du, “Semi-Submersible, Spar and TLP – How to select floating wind foundation types?,” 2025. [Online]. Available: <https://www.empireengineering.co.uk/semi-submersible-spar-and-tlp-floating-wind-foundations/>.
- [53] eSubsea, “Floating Offshore Wind Foundations,” 2025. [Online]. Available: <https://www.esubsea.com/floating-offshore-wind-foundations/>.
- [54] Iberdrola, “Onde instalar parques eólicos 'offshore',” 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-eolica-offshore/onde-instalar-parques-eolicos-offshore>.
- [55] Iberdrola, “Como é feita a escolha do local de um parque eólico 'offshore'?,” 2025. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/energia-eolica-offshore/onde-instalar-parques-eolicos-offshore>.
- [56] Maersk Training, “How Is Electricity from Offshore Wind Transmitted to the Shore?,” 2025. [Online]. Available: <https://www.maersktraining.com/news-and-insights/industry-insights-blog/how-is-electricity-from-offshore-wind-transmitted-to-the-shore>.
- [57] Ørsted, “How do offshore wind turbines work?,” 2025. [Online]. Available: <https://us.orsed.com/renewable-energy-solutions/offshore-wind/what-is-offshore-wind-power/how-do-offshore-wind-turbines-work>.
- [58] A. Roy, “Submarine Cable – A Critical Component of Offshore Wind Project,” 3 janeiro 2023. [Online]. Available: <https://www.tataconsultingengineers.com/blogs/submarine-cable-a-critical-component-of-offshore-wind-project/>.
- [59] Leadvent Group, “Dynamic Cables for Floating Offshore Wind Applications,” 25 novembro 2022. [Online]. Available: <https://www.leadventgrp.com/blog/dynamic-cables-for-floating-offshore-wind-applications>.

- [60] Green Tech, “Development and project management,” 2025. [Online]. Available: <https://offshore-wind.ie/guide/2-manufacturing-overview/2-2-cables/2-2-1-array-cables/>.
- [61] GeoSEAS, “Offshore Wind - Export Cable Corridors (Proposed),” 5 agosto 2025. [Online]. Available: <https://boem-metaport-boem.hub.arcgis.com/datasets/BOEM::offshore-wind-export-cable-corridors-proposed/about>.
- [62] BVG Associates, “Guide to a Floating Offshore Wind Farm,” 2023. [Online]. Available: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-1-cables/>.
- [63] France Energies Marines, “Dynamic cable,” 2025. [Online]. Available: <https://www.france-energies-marines.org/en/ore-engineering/dynamic-cable/>.
- [64] Voltimum, “Energia no mar: Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias,” novembro 2016. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/catalogos-pdf/relatorio-energia-no-mar-estrategia?page=1>.
- [65] ABB, “HVDC technology for offshore wind is maturing,” 24 outubro 2018. [Online]. Available: <https://new.abb.com/news/detail/8270/hvdc-technology-for-offshore-wind-is-maturing>.
- [66] República Portuguesa, “Energia no Mar: Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias,” novembro 2016. [Online].
- [67] C. Zhichu, A. M. Koondhar, S. G. Kaloi, Z. M. Yousaf, A. Ali, M. Z. Alaas, B. A. M. A. Bouallegue e A. Y. Abdelmoty, “Offshore wind farms interfacing using HVAC-HVDC schemes: A review,” vol. 120, 2024.
- [68] Ørsted, “Wind of change: Shaping the future of offshore wind,” fevereiro 2023. [Online]. Available: <https://www.casecompetition.com/wp-content/uploads/2023/03/GLOBAL-case-2023.pdf?media=1727716353>.

- [69] DeepWind, “Offshore Wind Cost Structure and Economics: A Structural Guide for Japan,” 11 janeiro 2025. [Online]. Available: <https://deepwind.jp/en/cost-analysis-en/offshore-wind-cost-structure-economics/>.
- [70] eFinancialModels, “What Is the Cost Structure of Wind Energy Projects?,” 22 dezembro 2024. [Online]. Available: <https://www.efinancialmodels.com/knowledge-base/fundraising/capital-structure/what-is-the-cost-structure-of-wind-energy-projects/>.
- [71] Trimble, “How to reduce the total cost of ownership with asset lifecycle management,” 8 julho 2025. [Online]. Available: <https://assetlifecycle.trimble.com/blog/en-US/article/how-to-reduce-the-total-cost-of-ownership-with-asset-lifecycle-management>.
- [72] C. Milne, S. Jalili e A. Maheri, “Decommissioning cost modelling for offshore wind farms: A bottom-up approach,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 48, dezembro 2021.
- [73] A. Martinez e I. G., “Levelized cost of energy to evaluate the economic viability of floating offshore wind in the European Atlantic and Mediterranean,” *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy*, vol. 8, junho 2024.
- [74] GreenPower, “Como o LCOE pode ajudar a escolher as melhores fontes de energia renovável para as empresas,” 2025. [Online]. Available: <https://greenpower.pt/como-o-lcoe-pode-ajudar-a-escolher-as-melhores-fontes-de-energia-renovavel-para-as-empresas/>.
- [75] BVGAssociates, “Wind farm costs,” 2025. [Online]. Available: <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs/>.
- [76] IRENA, “Floating Offshore wind outlook,” 2024. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Jul/IRENA_G7_Floating_offshore_wind_outlook_2024.pdf.

- [77] IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2023," 2023. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf.
- [78] M. A. e G. Iglesias, "Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the European Atlantic," vol. 154, 2022.
- [79] Z. Ren, V. A. Verma, Y. Le, E. J. J. Teuwen e Z. J. Jiang, "Offshore wind turbine operations and maintenance: A state-of-the-art review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 144, julho 2021.
- [80] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Ågotnes e A. T. Nygaard, "Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective," *Renewable Energy*, vol. 66, pp. 714-728, 2014.
- [81] S. Santhakumar, C. Heuberger-Austin, H. Hans Meerman e A. F. Faaij, "Technological learning potential of offshore wind technology and underlying cost drivers," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 60, dezembro 2023.
- [82] HOMER , "HOMER Pro," 2025. [Online]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- [83] NREL, "System Advisor Model (SAM)," 2025. [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [84] windPRO, "Unleash the power of wind & solar with windPRO," 2025. [Online]. Available: <https://www.emd-international.com/software/windpro>.
- [85] Cavazzi, S.; Dutton, G. A. , "An Offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential," vol. 87, pp. 212-228, 2016.
- [86] IRENA, "Renewable energy technologies: cost analysis series," junho 2012. [Online]. Available: <https://www.irena.org/>

/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf.

- [87] Offshore Renewable Energy Catapult, “End-of-life planning in offshore wind,” abril 2021. [Online]. Available: https://cms.ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/04/End-of-Life-decision-planning-in-offshore-wind_FINAL_AS-1.pdf.
- [88] Frazer Nash Consultancy, “Review of Technical Assumptions and Generation Costs Floating Offshore Wind Levelised Cost of Energy Review,” março 2023. [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/media/655371f7019bd600149f1ffa/floating-offshore-wind-lcoe-report_.pdf.
- [89] P. Rosalesa, J. Rodríguez e B. Gamero, “Comparative cost study between bottom-fixed and floating wind farms. Case applied to Fuerteventura Island,” junho 2023. [Online]. Available: https://ecos2023.com/wp-content/uploads/gravity_forms/6-2afe07d5263fbacfb3c7166646e8ad9/2023/06/Full-Paper.pdf?gv-iframe=true.
- [90] IRENA, “Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,” 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf.
- [91] T. Stehly e P. Duffy, “2020 Cost of Wind Energy Review,” 28 dezembro 2021. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1838135>.
- [92] Carbon Trust, “Floating offshore wind market technology review,” junho 2015. [Online]. Available: <https://www.carbontrust.com/our-work-and-impact/guides-reports-and-tools/floating-offshore-wind-market-technology-review>.
- [93] Guide to a Floating Offshore Wind Farm, “Mooring system,” 2019. [Online]. Available: <https://guidetofloatingoffshorewind.com/guide/b-balance-of-plant/b-3-mooring-system/>.
- [94] T. Oliveira e J. Torres, “Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments,” 31 julho 2020. [Online]. Available:

https://energy.ec.europa.eu/document/download/012b89c7-d98b-4dc6-89c4-2941828a84ad_en?filename=final_report_levelised_costs.pdf.

- [95] A. Bulut e O. Bingol, "Weibull parameter estimation methods on wind energy applications - a review of recent developments," 1 outubro 2024. [Online]. Available: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00704-024-05184-2>.
- [96] IEA, "Levelised Cost of Electricity Calculator," 9 dezembro 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/levelised-cost-of-electricity-calculator>.
- [97] Y. Zhuang e T. Chen, "A Comprehensive LCOE Estimation Method for Wind Power based on Weibull Distribution," 2023. [Online].
- [98] CFI Team, "Net Present Value (NPV)," 2018. [Online]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/net-present-value-npv/>.
- [99] CFI Team, "Internal Rate of Return (IRR)," 2020. [Online]. Available: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/internal-rate-return-irr/>.
- [100] European Central Bank, "Two per cent inflation target," 2026. [Online]. Available: <https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.en.html>.
- [101] IRENA, "Renewable power generation costs in 2019," 2019. [Online]. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_EN.pdf?la=en.
- [102] WindEurope, "All the Market Intelligence you need in one place," 2023. [Online]. Available: <https://windeurope.org/data/>.
- [103] National Grid, "The history of wind energy," 2025. [Online]. Available: <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/history-wind-energy>.

Anexo A: Decomposição do LCOE

LCOE (Real Post-Tax)			
	EUR/MWh	Numerator	Denominator
DEVEX	4,32	46,94	10,87
Turbine	29,43	320,00	10,87
Foundation	15,45	168,00	10,87
Installation	8,83	96,00	10,87
Electrical	24,56	267,00	10,87
Other CAPEX	10,19	110,80	10,87
CAPEX (Total)	103,77	1128,36	10,87
OPEX	20,28	220,47	10,87
DECOM	1,86	20,20	10,87
Tax Payments	0,00	0,00	10,87
LCOE	130,22	1415,97	10,87

Anexo B: Input do CAPEX

Cost Categories	Total Cost (mil.EUR)	Specific Cost (mil.EUR/MW)	%
Development Costs	42,00	0,16	3,45%
Metocean and geotechnical surveys	8,00	0,03	
Permitting and licensing	10,00	0,04	
Environmental Impact Assessment (EIA)	7,00	0,03	
FEED and preliminary engineering	10,00	0,04	
Project development activities	4,00	0,02	
Grid connection studies	3,00	0,01	
Wind Turbine Supply (WTG)	320,00	1,25	26,26%
Nacelle and drivetrain	140,00	0,55	
Rotor and blades	90,00	0,35	
Tower	60,00	0,24	
Internal electrical systems	30,00	0,12	
Floating Platform Wind Turbine	168,00	0,66	13,78%
Main steel structure	95,00	0,37	
Secondary steel structures	22,00	0,09	
Ballast and stability systems	15,00	0,06	
Corrosion protection systems	8,00	0,03	
Access systems	5,00	0,02	
Port assembly	8,00	0,03	
Structural integration	10,00	0,04	
Commissioning preparation	5,00	0,02	
Mooring System	100,00	0,39	
Mooring lines	45,00	0,18	
Anchors and suction piles	35,00	0,14	
Mooring connection and hook-up system	20,00	0,08	
Offshore Installation	96,00	0,38	7,88%
Distance-based installation cost	4,00		
Tow-out operations	18,00	0,07	
Offshore hook-up	15,00	0,06	
Turbine installation	15,00	0,06	
Offshore commissioning	10,00	0,04	
Heavy marine operations	24,00	0,09	
Cable laying operations	10,00	0,04	
Offshore Electrical Infrastructure	267,00	1,05	21,91%
Dynamic inter-array cable supply	45,00	0,18	
Dynamic inter-array cable installation	15,00	0,06	
Export cable supply	55,00	0,22	
Export cable installation	33,00	0,13	
Offshore substation installation	37,00	0,15	
Offshore substation supply	82,00	0,32	
Onshore Grid Connection	115,00	0,45	
Onshore substation	25,00	0,10	
Grid connection and reinforcement	10,00	0,04	
Onshore installation civil works	20,00	0,08	
Onshore electrical installation	60,00	0,24	
Other CAPEX	110,80	0,43	
Construction insurance	11,08	0,04	
Project management	22,16	0,09	
Owner's costs	16,62	0,07	
Legal and advisory services	5,54	0,02	
Contingency	55,40	0,22	
Total CAPEX	1 218,80	4,78	100,00%
DECOM (65% of the installation cost)	62,40	0,24	

Anexo C: Cálculo da AEP

Weibull Distribution & AEP calculation						
Mean Wind Speed						
@100m height		8,50		(m/s)		
Wind Shear		0,10	(Exponent for open waters)			
@ Hub height		8,85		(m/s)		
Weibull Assumptions						
Shape Factor		2,40				
Mean Wind Speed		8,85		(m/s)		
Scale Parameter		9,99				
Reference Turbine		10,00		(MW)		
Selected Turbine		15,00		(MW)		
Scaling Factor		1,50				
Total Hours (hrs)		8760				
Average PBA (availability)		97,00%				
Loss Factor Assumptions						
Turbine Availability & Performance loss		3,00%				
Wake Loss		9,00%				
Array Cable loss		2,00%				
Export cable loss		0,78%				
Turbine Transformer Loss		0,50%				
OHVS loss		0,50%				
Curtailment & BOP availability		1,00%				
Net Energy Factor - after losses (%)		84,13%				
Wind Speed	PDF	Hours	Power Curve Values (KW) - Reference	Power Curve Values (KW) - Scaled	Power Curve Values (MW)	Energy Production
0	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,96%	83,66	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,48%	217,04	0,00	0,00	0,00	0,00
3	4,22%	369,82	0,00	0,00	0,00	0,00
4	5,97%	523,36	131,25	196,88	0,20	103,04
5	7,55%	661,06	625,00	937,50	0,94	619,74
6	8,78%	768,71	1375,00	2062,50	2,06	1585,46
7	9,54%	836,04	2312,50	3468,75	3,47	2900,02
8	9,79%	857,95	3562,50	5343,75	5,34	4584,69
9	9,53%	835,09	5000,00	7500,00	7,50	6263,21
10	8,83%	773,42	6875,00	10312,50	10,31	7975,94
11	7,80%	682,89	8750,00	13125,00	13,13	8962,89
12	6,57%	575,47	9812,50	14718,75	14,72	8470,19
13	5,29%	463,14	10000,00	15000,00	15,00	6947,05
14	4,06%	356,06	10000,00	15000,00	15,00	5340,93
15	2,99%	261,50	10000,00	15000,00	15,00	3922,57
16	2,09%	183,44	10000,00	15000,00	15,00	2751,66
17	1,40%	122,88	10000,00	15000,00	15,00	1843,18
18	0,90%	78,57	10000,00	15000,00	15,00	1178,50
19	0,55%	47,93	10000,00	15000,00	15,00	718,93
20	0,32%	27,88	10000,00	15000,00	15,00	418,24
21	0,18%	15,46	10000,00	15000,00	15,00	231,91
22	0,09%	8,17	10000,00	15000,00	15,00	122,50
23	0,05%	4,11	10000,00	15000,00	15,00	61,60
24	0,02%	1,97	10000,00	15000,00	15,00	29,48
25	0,01%	0,89	10000,00	15000,00	15,00	13,41
26	0,00%	0,39	0,00	0,00	0,00	0,00
27	0,00%	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00
28	0,00%	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00
29	0,00%	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
30	0,00%	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
Total AEP (from Power Curve)					65 045,15 (MWh)	
AEP (After all losses)					54 721,32 (MWh)	
Max Energy (from windspeed)					131 400,00 (MWh)	
Effective CF (%)					41,64%	
Power Curve CF					49,50%	

Anexo D: Variação do OPEX

Specific OPEX (EUR/MW/year)	60000											
OPEX Assumptions												
OPEX (Offshore windfarm)	0,00 (mil.EUR/Year)											
OPEX (transmission)	2,04 (mil.EUR/Year)											
Total OPEX Cost	2,04 (mil.EUR/Year)											
g (taxa de crescimento)	2,50%											
	(mil.EUR)											
	(Development)				(FID)		(Operation)					
Project Life Cycle (Year)	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	
Wind Farm Operation (1/0)	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	
Annual OPEX Expenditure	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,04	2,09	2,14	2,20	2,25	

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 24 de julho de 2026

Assinado por: **Mafalda Francisca Fonseca Dias de**

Jesus

Num. de Identificação: 30108792

Data: 2026.07.25 14:15:06+01'00'