

Estudo sobre a Economia Azul no âmbito das Energias Renováveis Oceânicas



Adene
Agência para a Energia

Estudo sobre a Economia Azul no âmbito das Energias Renováveis Oceânicas

Desenvolvido em colaboração com WavEC Offshore Renewables

Relatório Final 29/07/2026



Nota de responsabilidade

O WavEC é uma associação empresarial sem fins lucrativos que promove o desenvolvimento e a implementação das energias renováveis offshore, com particular destaque para a energia eólica flutuante e a energia das ondas, atendendo ao seu potencial contributo socioeconómico e ambiental.

No desenvolvimento da sua atividade, o WavEC reúne entidades e empresas que reconhecem neste setor emergente uma oportunidade estratégica para o desenvolvimento do país, prosseguindo objetivos de capacitação técnica, desenvolvimento de competências, dinamização de projetos e consolidação do posicionamento de Portugal no domínio das energias renováveis oceânicas.

Neste contexto, o WavEC declara que desenvolve, participa ou pretende vir a participar em iniciativas, projetos, infraestruturas ou atividades relacionadas com a demonstração, teste, validação ou aceleração de tecnologias de energias renováveis oceânicas.

Não obstante, o presente estudo foi desenvolvido com base em critérios técnicos, científicos e na informação disponível à data, em conformidade com os princípios de independência, transparência e objetividade que caracterizam a atuação do WavEC. A atividade do WavEC assenta numa abordagem tecnologicamente agnóstica, suportada na avaliação fundamentada de diferentes soluções e modelos de desenvolvimento no domínio das energias renováveis oceânicas. As conclusões do estudo devem, por conseguinte, ser apreciadas à luz deste enquadramento institucional, sem que tal constitua, em qualquer caso, uma tomada de posição vinculativa sobre opções de política pública, decisões administrativas ou processos de planeamento territorial.

A presente nota de responsabilidade não afeta a titularidade, os direitos de utilização, divulgação e exploração institucional do estudo pela ADENE, tal como definidos contratualmente, nem prejudica a sua utilização para efeitos de apoio à decisão pública, planeamento, regulação ou outros fins de interesse público.



Conteúdo

CONTEÚDO	4
LISTA DE FIGURAS	7
LISTA DE TABELAS	10
LISTA DE ABREVIACÕES.....	12
SUMÁRIO EXECUTIVO	15
1. INTRODUÇÃO	20
2. CARACTERIZAÇÃO DO ESTADO DA ARTE	24
2.1. CONCEITO DE ENERGIA RENOVÁVEL OCEÂNICA E ENQUADRAMENTO LEGISLATIVO	24
2.1.1. <i>Enquadramento legislativo europeu</i>	<i>25</i>
2.1.2. <i>Enquadramento legislativo nacional</i>	<i>28</i>
2.2. RELEVÂNCIA DO SETOR DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS OCEÂNICAS NO CUMPRIMENTO DOS COMPROMISSOS NACIONAIS DE DESCARBONIZAÇÃO	31
2.3. TENDÊNCIAS INTERNACIONAIS	33
2.3.1. <i>Energia eólica offshore: consolidação internacional e evolução do flutuante</i>	<i>34</i>
2.3.2. <i>Energia das ondas: progressos emergentes</i>	<i>40</i>
2.3.3. <i>Tendências políticas e regulatórias</i>	<i>41</i>
2.3.4. <i>Tendências tecnológicas.....</i>	<i>43</i>
2.4. PONTO DE SITUAÇÃO EM PORTUGAL	44
2.4.1. <i>Projetos anteriores</i>	<i>44</i>
2.4.2. <i>Infraestrutura elétrica</i>	<i>46</i>
2.4.3. <i>Infraestrutura portuária</i>	<i>50</i>
2.4.4. <i>Licenciamento de projetos de energias renováveis oceânicas</i>	<i>54</i>
2.4.5. <i>Principais intervenientes.....</i>	<i>62</i>
3. IDENTIFICAÇÃO DE OPORTUNIDADES E DESAFIOS.....	64
3.1. TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS NO SETOR EÓLICO OFFSHORE E NÍVEL DE MATURIDADE.....	64
3.1.1. <i>Turbina eólica</i>	<i>64</i>
3.1.2. <i>Plataforma flutuante.....</i>	<i>67</i>
3.1.3. <i>Âncoras e amarrações</i>	<i>70</i>
3.1.4. <i>Equipamento elétrico</i>	<i>72</i>
3.2. VIABILIDADE DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE FLUTUANTE ENQUANTO FONTE PRIMÁRIA DE ELETRICIDADE EM PORTUGAL.....	73
3.2.1. <i>Recurso de vento e ondas.....</i>	<i>73</i>
3.2.2. <i>Condições do ambiente marinho</i>	<i>75</i>
3.2.3. <i>Adequação das diferentes tecnologias de plataforma e sistemas de amarração ao contexto nacional ..</i>	<i>77</i>
3.3. CADEIA DE VALOR DA ENERGIA RENOVÁVEL OCEÂNICA.....	79
3.3.1. <i>Planeamento, desenvolvimento e gestão do projeto</i>	<i>79</i>
3.3.2. <i>Fabrico e fornecimento.....</i>	<i>82</i>
3.3.3. <i>Logística e pré-instalação.....</i>	<i>83</i>

3.3.4.	<i>Instalação e comissionamento</i>	85
3.3.5.	<i>Operação e manutenção</i>	86
3.3.6.	<i>Desmantelamento e fim de vida</i>	89
3.4.	CAPACIDADE INDUSTRIAL	92
3.4.1.	<i>Cadeia de fornecimento nacional para as energias renováveis offshore</i>	93
3.4.2.	<i>Experiência da cadeia de fornecimento portuguesa em projetos ORE</i>	102
3.4.3.	<i>Potencial de exportação e competitividade</i>	104
3.5.	OPORTUNIDADES EM ATIVIDADES DE I&D	106
3.5.1.	<i>Domínios estratégicos de I&D</i>	107
3.5.2.	<i>Infraestruturas, parcerias e condições para a mobilização de capital privado</i>	111
3.5.3.	<i>Capacidades nacionais de I&D para o desenvolvimento tecnológico das ORE</i>	112
3.5.4.	<i>Reforço da ligação entre I&D e indústria: relevância das infraestruturas de teste e demonstração no desenvolvimento industrial português</i>	115
3.6.	IMPACTOS ECONÓMICOS ASSOCIADOS AO SETOR DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS OCEÂNICAS	120
3.6.1.	<i>Abordagem metodológica</i>	120
3.6.2.	<i>Escalabilidade e estimativa de custos</i>	121
3.6.3.	<i>Mapeamento da cadeia de valor e conteúdo local</i>	123
3.6.4.	<i>Avaliação dos impactos macroeconómicos</i>	125
3.7.	NECESSIDADES DE FORMAÇÃO E QUALIFICAÇÃO DE RH	137
3.7.1.	<i>Perfis profissionais e oferta formativa ao longo da cadeia de valor da energia eólica offshore flutuante</i>	138
3.7.2.	<i>Recomendações para o reforço da capacitação nacional no setor da energia eólica offshore flutuante</i>	143
3.8.	ARTICULAÇÃO COM OUTRAS GEOGRAFIAS	145
3.8.1.	<i>Articulação com Espanha</i>	146
4.	FINANCIAMENTO	152
4.1.	NECESSIDADES DE FINANCIAMENTO AO LONGO DAS DIFERENTES FASES DOS PROJETOS	152
4.1.1.	<i>Síntese das várias fases de um projeto de instalação de um parque eólico offshore flutuante</i>	152
4.1.2.	<i>Prazos, financiamento e custos estimados de um parque eólico offshore flutuante</i>	155
4.2.	INSTRUMENTOS FINANCEIROS PÚBLICOS E PRIVADOS DISPONÍVEIS	158
4.2.1.	<i>Fundos públicos nacionais aplicáveis à eólica offshore</i>	158
4.2.2.	<i>Instrumentos europeus com aplicação direta</i>	161
4.2.3.	<i>Apoios indiretos operados via entidades públicas</i>	162
4.2.4.	<i>Adequação dos instrumentos ao setor eólico offshore</i>	163
4.2.5.	<i>Instrumentos financeiros privados e de mercado</i>	163
4.3.	ESTRATÉGIAS PARA A ATRAÇÃO DE INVESTIMENTO PRIVADO	164
4.3.1.	<i>Quadro regulatório e previsibilidade dos leilões</i>	164
4.3.2.	<i>Preparação técnica e administrativa das áreas de concessão</i>	166
4.3.3.	<i>Transição para a maturidade tecnológica na eólica offshore flutuante</i>	167
4.3.4.	<i>Capacidade industrial e resiliência da cadeia de valor</i>	167
4.3.5.	<i>Capacitação e qualificação de recursos humanos</i>	168
4.3.6.	<i>Experiências internacionais em mecanismos de atribuição de capacidade</i>	168



4.3.7.	<i>Escala e integração como condição para o investimento</i>	170
4.4.	FONTES DE FINANCIAMENTO ALTERNATIVAS	170
4.4.1.	<i>Fundos europeus e multilaterais</i>	170
4.4.2.	<i>Mercado de créditos de carbono e biodiversidade</i>	171
4.4.3.	<i>Financiamento misto (blended finance)</i>	173
4.4.4.	<i>Outros instrumentos inovadores</i>	174
5.	ECONOMIA CIRCULAR	177
5.1.	ESTRATÉGIAS PARA A UTILIZAÇÃO DE MATERIAIS SUSTENTÁVEIS	177
5.1.1.	<i>Dependência de matérias-primas críticas e vulnerabilidade geopolítica</i>	177
5.1.2.	<i>Impacto dos materiais de base</i>	178
5.1.3.	<i>Materiais compósitos e o desafio do fim de vida</i>	180
5.1.4.	<i>Substâncias críticas em revestimentos</i>	182
5.1.5.	<i>Processos industriais e logística</i>	182
5.1.6.	<i>Benefícios económicos e ambientais da incorporação da circularidade na fase de fabrico</i>	183
5.2.	PROMOVENDO A CIRCULARIDADE ATRAVÉS DE ESTRATÉGIAS DE MANUTENÇÃO	185
5.2.1.	<i>Conceção orientada à manutenção</i>	185
5.2.2.	<i>Estratégias de manutenção preditiva e baseada em condição</i>	186
5.2.3.	<i>Digitalização e automação das operações de O&M offshore</i>	188
5.3.	ESTRATÉGIAS PARA O FIM DA VIDA DOS EQUIPAMENTOS	192
5.3.1.	<i>Enquadramento regulatório e normativo</i>	192
5.3.2.	<i>Estratégias de fim de vida e os seus desafios</i>	194
5.3.3.	<i>Práticas atuais e tendências emergentes</i>	198
5.3.4.	<i>Oportunidades de desenvolvimento</i>	200
6.	RECOMENDAÇÕES ESTRATÉGICAS	203
7.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	207
8.	ANEXOS	211
8.1.	CADEIA DE FORNECIMENTO NACIONAL	211
8.1.1.	<i>Energia eólica offshore flutuante</i>	211
8.1.2.	<i>Energia de ondas</i>	218
8.2.	MODELO INPUT-OUTPUT	223
8.3.	FUNDAMENTAÇÃO DO FATOR DE ESCALA E DA TAXA DE APRENDIZAGEM	225
8.4.	PERFIS PROFISSIONAIS ENVOLVIDOS NA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE FLUTUANTE	226
8.5.	SÍNTESE DOS INSTRUMENTOS FINANCEIROS EUROPEUS COM APLICAÇÃO DIRETA	235
8.6.	SÍNTESE DAS PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS DE FIM DE VIDA DOS ATIVOS EÓLICOS	236



Lista de Figuras

Figura 1-1. Custo nivelado de energia (LCOE) médio para energia eólica flutuante em função da capacidade instalada acumulada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	20
Figura 1-2. Metas para energias renováveis <i>offshore</i> 2030-2050 em Portugal e na União Europeia e capacidade instalada de energia eólica flutuante em 2024. Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de PNEC 2030, EU-COM(2023) 668 final e GWEC.	22
Figura 2-1. Objetivos da UE de capacidade instalada de energia ao largo (em GW). Fonte: EU-COM(2023) 668 final.	26
Figura 2-2. Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia oceânica em Portugal no horizonte 2040. Fonte: PNEC.	29
Figura 2-3. Evolução de novas instalações de energia eólica <i>offshore</i> (MW) na Europa, China e Resto do Mundo. Fonte: (GWEC, 2025).	35
Figura 2-4. Comparação da evolução da capacidade instalada acumulada nas fases iniciais de desenvolvimento da energia eólica <i>offshore</i> com fundações fixas (1994–2004; de 7 a 634 MW) e da energia eólica <i>offshore</i> flutuante (2016–2026; de 9 a 562 MW), incluindo a representação de curvas exponenciais que refletem a tendência de evolução. Fonte: WavEC (elaboração própria) com base em dados da base de dados 4C Offshore.	37
Figura 2-5. Capacidade instalada de energia eólica <i>offshore</i> flutuante em operação por país em 2025. Fonte: WavEC (elaboração própria).	37
Figura 2-6. Evolução do tamanho das turbinas eólicas <i>offshore</i> instaladas entre 1980-2030.	43
Figura 2-7. Diferentes fases do projeto WFA, incluindo construção e reboque da plataforma, montagem da turbina no cais e após instalação. Fonte: https://www.windfloat-atlantic.com/the-wind-farm/#history	46
Figura 2-8. Mapa da zona costeira da ZLT de Viana do Castelo, incluindo a localização do cabo de transmissão. Fonte: adaptado de (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).	48
Figura 2-9. Pontos para a ligação à RNT em terra. Fonte: adaptado de (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).	49
Figura 2-10. Sumário de capacidades portuárias nacionais considerando diferentes fases de projetos de eólico offshore e características principais das áreas definidas pelo PAER para energias renováveis oceânicas. Fonte: WavEC (elaboração própria).	54
Figura 3-1. Ilustração dos principais componentes de Aerogeradores. Fonte: adaptado de (Hau, 2025).	65
Figura 3-2. Turbina eólica flutuante com rotor a jusante (downwind) desenvolvido pela X1Wind.	66
Figura 3-3. Topologias de plataformas flutuantes para energia eólica <i>offshore</i> . Fonte: Acteon.	68
Figura 3-4. Projeto Hywind Tampen. Fonte: Equinor.	69
Figura 3-5. Exemplos de plataformas tipo barça. Fonte: BW Ideol, Saitec.	70
Figura 3-6. Diferentes tipos de amarração e fixações ao solo.	72
Figura 3-7. Distribuição geográfica da velocidade média do vento a uma altura de 100 m na costa continental portuguesa, com as áreas espacializadas sobrepostas (linhas brancas tracejadas). Fonte: adaptada de https://globalwindatlas.info/en/	74
Figura 3-8. Caracterização do tipo de solo na costa continental portuguesa, com as áreas espacializadas para o desenvolvimento de energia eólica <i>offshore</i> sobrepostas (linhas brancas tracejadas). Fonte: adaptada de https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/	78
Figura 3-9. Ilustração de uma sonda multifeixe para mapeamento da morfologia do fundo marinho com elevada precisão. Fonte: British Antarctic Survey.	81



Figura 3-10. Brave Tern, uma embarcação do tipo <i>Jack-up</i> a instalar pás de turbina eólica no parque <i>offshore</i> fixo de Block Island em Taiwan, 2016. Fonte: Recharge News.....	87
Figura 3-11. Substituição de uma caixa de velocidades numa turbina eólica <i>offshore</i> fixa utilizando a grua de nova geração da Liftra. Fonte: Liftra	88
Figura 3-12. Análise SWOT da capacidade da indústria portuguesa na área da eólica <i>offshore</i> flutuante. Fonte: WavEC (elaboração própria).....	106
Figura 3-13. Valor acrescentado bruto (M€) distribuídos entre direto, indireto e induzido. (a) Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, (b) Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	127
Figura 3-14. Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) distribuídos entre direto, indireto e induzido. (a) Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, (b) Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	128
Figura 3-15 Impacto dos setores da economia do mar na economia nacional 2016-2018 (% PIB e % Emprego nacional). Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2018).	129
Figura 3-16. Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) diretos por setores agregados da indústria. Distribuição dos empregos diretos gerados pela implementação de um parque eólico de 2 GW no Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, com evidência dos setores industriais mais diretamente estimulados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	131
Figura 3-17 Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) diretos por setores agregados da indústria. Distribuição dos empregos diretos gerados pela implementação de um parque eólico de 2 GW no Cenário 2 – Integração Industrial Limitada, com evidência dos setores industriais mais diretamente estimulados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	132
Figura 3-18 Valor acrescentado bruto (M€) por fases de projeto. As colunas em preenchimento cheio representam o Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, enquanto as colunas tracejadas correspondem ao Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	133
Figura 3-19 Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) por fases de projeto. As colunas em preenchimento cheio representam o Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, enquanto as colunas tracejadas correspondem ao Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	134
Figura 3-20. Contribuição fiscal incidente sobre a remuneração (contribuições sociais, IRS e impostos sobre a produção). Fonte: WavEC (elaboração própria).	136
Figura 3-21. Contribuição fiscal incidente sobre produtos (IVA+OI-S). Fonte: WavEC (elaboração própria)..	136
Figura 3-22. Concentração esquemática das capacidades instaladas de energia eólica <i>offshore</i> na Europa. Fonte: (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024).....	137
Figura 3-23. Empregos (ETC) no setor da eólica <i>offshore</i> na UE entre 2011-2024. Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de (European Commission, 2025).	138
Figura 3-24. Número máximo anual de emprego (ETC) para o Cenário 2, distribuídos pelas diferentes fases da cadeia de valor da energia eólica <i>offshore</i> flutuante, duração estimada de cada fase e principais perfis profissionais envolvidos em etapa. Fonte: WavEC (elaboração própria).	142
Figura 4-1. Esquema do mecanismo para reduzir ou compensar os impactos negativos de um projeto ou da atividade de uma empresa através de créditos de carbono. Fonte: WavEC (elaboração própria).	172
Figura 4-2 - Esquema simplificado do modelo de financiamento misto (<i>blended finance</i>). Fonte: adaptado de Convergence: Blended Finance.....	174



Figura 5-1. Número médio mensal de visitas a turbinas eólicas <i>offshore</i> fixas no Reino Unido, por ano, e taxa de acidentes pessoais. Fonte: Relatório Sparta (2021).....	189
Figura 8-1. Estratégias e processos de fim de vida. Fonte: adaptada de contributos do grupo de trabalho “Sustainability”, WindEurope (2025) (informação interna).	236



Lista de Tabelas

Tabela 0-1. Principais riscos e condições a assegurar para a implementação do programa de energia eólica offshore de 2GW até 2030 – 10 GW até 2050. Fonte: WavEC (elaboração própria).	17
Tabela 2-1. Sumário das zonas de ligação previstas. Fonte: WavEC (elaboração própria).	49
Tabela 2-2. Requisitos portuários para desenvolvimento de projetos de energia eólica offshore.	51
Tabela 2-3. Características portuárias nacionais. Fonte: (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).	52
Tabela 2-4 Lista de licenças a considerar no licenciamento de projetos de energias renováveis marinhas em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).	55
Tabela 2-5. Sumário de licenças necessárias por escala / tipologia do projeto de energias renováveis oceânicas. Fonte: WavEC (elaboração própria).	57
Tabela 2-6. Principais intervenientes no desenvolvimento das energias renováveis <i>offshore</i> em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).	63
Tabela 3-1. Exemplos de modelos de turbinas de eixo horizontal instalados em eólico <i>offshore</i> . Fonte: WavEC (elaboração própria).	66
Tabela 3-2. Valores característicos do recurso eólico para as áreas consideradas. Fontes: (i) (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023), Ondas: LNEG e Alday M (2024).	73
Tabela 3-3. Custo aproximado dos estudos necessários na fase de licenciamento ambiental de parques eólicos <i>offshore</i> . Fonte: WavEC (elaboração própria).	82
Tabela 3-4. Domínios estratégicos de I&D para as energias renováveis <i>offshore</i> e exemplos de projetos e iniciativas relacionados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	107
Tabela 3-5. Entidades destacadas com capacidade nos domínios prioritários de I&D e experiência prévia em pesquisas ou projetos aplicados às energias renováveis <i>offshore</i> . Fonte: WavEC (elaboração própria).	113
Tabela 3-6. Impacto económico dos projetos realizados na Aguçadoura. Fonte: adaptado de (República Portuguesa, 2016).	118
Tabela 3-7. Custos totais por fase, ajustados ao cenário de 2 GW de capacidade instalada.	122
Tabela 3-8. Conteúdo local: Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional. Fonte: WavEC (elaboração própria).	124
Tabela 3-9. Conteúdo local: Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	124
Tabela 3-10. Impacto económico total ao longo da vida útil de um parque eólico de 2 GW - Cenário 1: Expansão Industrial Nacional. Fonte: WavEC (elaboração própria).	126
Tabela 3-11. Impacto económico total ao longo da vida útil de um parque eólico de 2 GW - Cenário 2: Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).	126
Tabela 3-12. Categorias, níveis de formação e capacidades associadas da oferta formativa nacional existente para o desenvolvimento das competências necessárias ao longo da cadeia de valor. Fonte: WavEC (elaboração própria).	140
Tabela 4-1. Duração, tipo de financiamento e custos típicos das diferentes fases de um projeto de instalação de um parque eólico <i>offshore</i> flutuante. Fonte WavEC (elaboração própria).	156
Tabela 4-2. Programas Regionais do Portugal 2030: dotações financeiras e eixos estratégicos principais. Fonte: portugal2030.pt e websites dos Programas Regionais.	159
Tabela 5-1. Principais desafios e estratégias para implementação de materiais e processos sustentáveis, considerando prazos, custos e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	184
Tabela 5-2. Principais desafios e estratégias para implementação manutenção para durabilidade de ativos, considerando prazos, custos e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	190



Tabela 5-3. Principais desafios e estratégias na fase de fim de vida de componentes, considerando custos, prazos, e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).	200
Tabela 6-1. Indicadores relativos aos vários sectores da Economia Azul em 2023 na União Europeia. Fonte: WavEC a partir de dados de (European Commission, 2025).	203
Tabela 6-2. Quadro de síntese das ações recomendadas para o desenvolvimento sustentável da energia eólica <i>offshore</i> em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).	206
Tabela 8-1. Pressupostos e condições assumidas para o cálculo de custos de um parque eólico flutuante <i>offshore</i> considerados no estudo “Guide to a Floating Offshore Wind Farm”. Fonte: Adaptado de (BVG Associates, 2025).	213
Tabela 8-2. Cadeia de fornecimento nacional e matriz de sensibilidade referindo o nível de maturidade para energia eólica offshore flutuante, com valores associados a cada fornecimento para um parque de 1 GW. Fonte: WavEC (elaboração própria) com dados de (BVG Associates, 2025).	214
Tabela 8-3. Cadeia de fornecimento nacional atual e matriz de sensibilidade referindo o nível de maturidade para energia de ondas, com valores associados a cada fornecimento com frações do LCOE. Fonte: WavEC (elaboração própria) com dados de (Baca, Philip, & Greene, 2022).	219
Tabela 8-4. Perfis ocupacionais envolvidos na cadeia de valor da energia eólica <i>offshore</i> flutuante, principais competências e programas de capacitação em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria) integrando dados de (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024).	226
Tabela 8-5. Síntese dos programas de financiamento da EU para energias renováveis offshore. Fonte: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/eu-funding-offshore-renewables_en.....	235



Lista de Abreviações

AAE	Avaliação Ambiental Estratégica
ACC	Análise Caso a Caso
ACV	Análises de Ciclo de Vida
AEP	Produção Anual de Energia (Annual Energy Production)
AlncA	Avaliação de Incidências Ambientais
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
ARH	Administração da Região Hidrográfica
AUV	Veículo Subaquático Autônomo (Autonomous Underwater Vehicle)
BEI	Banco Europeu de Investimento (European Investment Bank)
BERD	Banco Europeu para a Reconstrução e Desenvolvimento (European Bank for Reconstruction and Dev.)
BiMEP	Biscay Marine Energy Platform
BMar	Plataforma eletrónica da DGRM
BoP	Infraestruturas “não-turbina”: fundação/flutuador, cabos, subestações, etc. (Balance of Plant)
BPF	Banco Português de Fomento
BPR	Regulamento de Produtos Biocidas
CAPEX	Despesa de Capital (Capital Expenditure)
CBAM	Mecanismo de Ajuste Carbónico Fronteiriço (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCDR	Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional
CCDRs	Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
CCfDs	Contratos de carbono por diferença
CDOs	Obrigações de Dívida Colateralizada (Collateralized Debt Obligations)
CE	Comissão Europeia
CfDs	Contratos por Diferença (Contract for Difference)
CMS	Sistema de Monitorização de Condição (Condition Monitoring System)
COD	Data de Entrada em Operação Comercial (<i>Commercial Operation Date</i>)
CoLAB	Laboratórios Colaborativos
CTI	Centro de Tecnologia e Inovação
DanWEC	Danish Wave Energy Center
DEVEX	Fases de planeamento e desenvolvimento de projetos (Development Expenditure)
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DGRM	Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos
DIA	Declaração de Impacto Ambiental
DIncA	Declaração de Incidências Ambientais
DL	Decreto-Lei
DPH	Domínio Público Hídrico
DSO	Operador da Rede de Distribuição (Distribution System Operator)
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EIB	Banco Europeu de Investimento (European Investment Bank)
EI-ERO	Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas
EMEC	European Marine Energy Centre
EMER 2030	Estrutura de Missão para as Energias Renováveis 2030
ENM 2030	Estratégia Nacional para o Mar 2030



EPCI	Engenharia, Aquisição, Construção e Instalação (Engineering, Procurement, Construction and Installation)
EPD	Declarações Ambientais de Produto
ESCO	Empresa de Serviços de Energia (Energy Service Company)
ESG	Ambiental, Social e de Governança (Environmental, Social and Governance)
ESPR	Ecodesign de Produtos Sustentáveis (Regulamento Futuro)
ETC	Emprego Equivalentes a Tempo Completo
EU	União Europeia (European Union)
EU ETS	Sistema Europeu de Comércio de Licenças de Emissão
EVA	Estudo de Viabilidade Ambiental
FEED	Engenharia de detalhe preliminar (Front-End Engineering Design)
FID	Decisão Final de Investimento (Final Investment Decision)
GCA	Acordo de Ligação à Rede (Grid Connection Agreement)
GEE	Gases com Efeito de Estufa
HOTO	Transferência Formal para Operação (Handover to Operations)
HSE	Segurança, Saúde e Ambiente (Health, Safety and Environment)
HVDC	Corrente Contínua de Alta Tensão (High Voltage Direct Current)
I&D	Investigação e Desenvolvimento
ICNF	Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas
IEA	Agência Internacional de Energia (International Energy Agency)
IMO	Organização Marítima Internacional (International Maritime Organization)
ISCED	Classificação Internacional Normalizada da Educação (International Standard Classification of Education)
LCA	Avaliação do Ciclo de Vida (Life Cycle Assessment)
LCOE	Custo Nivelado da Energia (Levelized Cost of Energy)
LUA	Licenciamento Único Ambiental
METCentre	Marine Energy Test Centre
ML	Aprendizagem Automática (Machine Learning)
MSP	Ordenamento do Espaço Marítimo (Maritime Spatial Planning)
NTP	Autorização/Ordem de Início de Trabalhos (Notice to Proceed)
NZIA	Regulamento da Indústria de Impacto Zero (Net Zero Industry Act)
O&M	Operação e Manutenção
OEMs	Fabricantes de Equipamentos Originais (Original Equipment Manufacturers)
OFTOs	Proprietários de Transmissão Offshore (Offshore Transmission Owners)
ONGs	Organizações Não Governamentais
OPEX	Despesas Operacionais (Operational Expenditure)
OTEC	Conversão de Energia Térmica dos Oceanos (Ocean Thermal Energy Conversion)
P&G	Petróleo e Gás (Petroleum & Gas)
P50/P90	Probabilidades de Excedência de Produção (mediana vs. cenário conservador)
PAC	Certificado de Aceitação Provisória (Provisional Acceptance Certificate)
PAEC	Plano de Ação para a Economia Circular
PAER	Plano de Afetação de Espaço de Referência
PDP	Passaportes Digitais de Produto
PLOCAN	Plataforma Oceânica das Canárias
PNEC 2030	Plano Nacional Energia e Clima 2030
PPA	Contrato de Aquisição de Energia (Power Purchase Agreement)
PPI	Principal Power (empresa desenvolvedora de projetos de energia)



PPP	Parcerias Público-Privadas
PRR	Plano de Recuperação e Resiliência
PSOEM	Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo
RCM	Resolução do Conselho de Ministros
REACH	Regulamento de Registo, Avaliação, Autorização e Restrição de Substâncias Químicas
RECAPE	Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RJAIA	Regime Jurídico de Avaliação de Impactes Ambientais
RJUE	Regime Jurídico da Urbanização e da Edificação
RNC 2050	Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050
RNT	Rede Nacional de Transporte (alta tensão)
ROV	Veículo Operado Remotamente (Remotely Operated Vehicle)
SCADA	Sistema de Supervisão, Controlo e Aquisição de Dados (Supervisory Control and Data Acquisition)
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SILiAmb	Sistema Integrado de Licenciamento do Ambiente
SPMTs	Transportadores Modulares Autopropulsados (Self-Propelled Modular Transporters)
STEM	Ciência, Tecnologia, Engenharia e Matemática (Science, Technology, Engineering and Mathematics)
SWOT	Análise de Forças, Fraquezas, Oportunidades e Ameaças (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats)
TGR	Taxa de Gestão de Resíduos
TLP	Plataforma com Cabos Tensionados (Tension Leg Platform)
TOC	Certificado de Entrega de Obra (Take-over Certificate)
TRC	Título de Reserva de Capacidade
TRL	Nível de Maturidade Tecnológica (Technology Readiness Level)
TSA	Contrato de Fornecimento de Turbinas (Turbine Supply Agreement)
TSO	Operador da Rede de Transporte (Transmission System Operator)
TUA	Título Único Ambiental
TUPEM	Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo
TURH	Título de Utilização dos Recursos Hídricos
UAV	Veículo Aéreo Não Tripulado (Unmanned Aerial Vehicle)
UE	União Europeia
UNCLOS	Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (United Nations Convention on the Law of the Sea)
WAAM	Fabrico Aditivo por Arco com Fio Metálico (Wire Arc Additive Manufacturing)
WFA	WindFloat Atlantic
ZLT	Zona Livre Tecnológica

Sumário Executivo

O presente estudo analisa o papel das energias renováveis oceânicas, com foco na energia eólica *offshore* flutuante, no contexto da transição energética e da Economia Azul em Portugal. O trabalho enquadra-se nas metas nacionais de descarbonização e crescimento sustentável definidas no Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) e na Estratégia Nacional para o Mar 2021–2030, avaliando o potencial económico, industrial e ambiental de um setor em rápida transformação.

Em 2023, a Comissão Europeia reforçou significativamente as metas para as energias renováveis *offshore*, prevendo 111 GW de capacidade instalada até 2030 e 317 GW até 2050, face aos 60 e 300 GW definidos em 2020. O novo Regulamento Indústria de Impacto Zero (2024/1735) estabelece que 40% da procura europeia por tecnologias limpas deverá ser satisfeita por produção interna até 2030, criando zonas de aceleração industrial e simplificando o licenciamento. Estas medidas consolidam o papel estratégico da energia eólica *offshore* como pilar da soberania energética, da inovação industrial e da competitividade europeia. Em Portugal, estas orientações encontram tradução direta nas metas e medidas do PNEC 2030, que incorporam as prioridades europeias para a aceleração da energia eólica *offshore* e para o reforço da autonomia industrial.

A análise económica evidencia que as energias renováveis *offshore* apresentam um dos rácios de produtividade mais elevados da Economia Azul. Em 2023, o Valor Acrescentado Bruto (VAB) por trabalhador ultrapassou os 300 mil euros anuais na União Europeia, refletindo uma relação VAB por trabalhador / vencimento médio superior a 4. Nos setores do turismo costeiro e marítimo, das atividades portuárias e da pesca e aquacultura, essa proporção situa-se entre 1,4 e 1,7. Esta diferença confirma a elevada intensidade de valor do setor *offshore*, associada à incorporação tecnológica, à especialização da mão de obra e à sua capacidade de gerar retornos fiscais e económicos significativos.

Portugal reúne, em particular, condições naturais excecionais para o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante, incluindo um regime de ventos consistente e uma plataforma continental favorável. A concretização desse potencial depende, contudo, de fatores estruturantes: estabilidade regulatória, capacidade industrial, rede elétrica adequada, portos preparados e disponibilidade de recursos humanos qualificados.

O contexto nacional é marcado por um conjunto de avanços regulatórios e institucionais. O Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER), aprovado em fevereiro de 2025, definiu as zonas prioritárias para leilões de capacidade junto à costa norte e centro, enquanto o Despacho n.º 4752/2025 estabeleceu o modelo centralizado sequencial e a meta de 2 GW de capacidade instalada até 2030. Estes passos criam as bases para um novo ciclo de investimento, embora o sucesso dependa de estabilidade regulatória, previsibilidade de calendário e clareza sobre as condições de remuneração e ligação à rede.

Do ponto de vista económico, o setor apresenta forte potencial de criação de valor e emprego, condicionado pelo nível de conteúdo local atingido. Para um programa de 2 GW de capacidade instalada, estima-se um impacto económico acumulado significativo ao longo do ciclo de vida dos projetos. Quando expresso em termos médios anuais, o VAB gerado corresponde aproximadamente a 0,08% e 0,04% do PIB nacional de 2024, nos cenários de Expansão Industrial Nacional (Cenário 1) e Integração Industrial Limitada (Cenário 2), respetivamente. Em termos de emprego qualificado prevê-se mais de 200 000 empregos a tempo completo (ETC) para o Cenário 1 e mais de 100 000 para o Cenário 2 ao longo do período de análise, correspondendo ao volume total de emprego gerado ou sustentado durante todo o ciclo de vida dos projetos. O pico de atividade económica deverá ocorrer durante as fases de fabrico, instalação e comissionamento, enquanto os efeitos de longo prazo se distribuem durante os 25 anos de operação. Estes resultados traduzem o papel estruturante da energia eólica *offshore* na dinamização da Economia Azul e na consolidação de uma base industrial nacional associada a setores como metalomecânica pesada, construção naval, sector elétrico, cablagem submarina, serviços marítimos e investigação aplicada. Em paralelo, estima-se que o programa de 2 GW gere entre 1 200



e 2 500 M€ em receitas fiscais diretas acumuladas, resultantes de contribuições sociais e impostos sobre o rendimento e a produção. Somam-se ainda cerca de 150 a 300 M€ em receitas adicionais ligadas ao consumo, impulsionadas pelo aumento do rendimento das famílias e pela dinamização da economia local. O alinhamento entre política industrial, inovação tecnológica e financiamento público e privado será determinante para a materialização deste potencial.

A cadeia de valor industrial portuguesa parte de uma base ainda limitada, resultado de décadas de desinvestimento na indústria naval e metalomecânica pesada. Contudo, a experiência adquirida com os projetos WindFloat Atlantic e Demowfloat confere a Portugal um posicionamento pioneiro na tecnologia flutuante. O desafio reside agora em transformar essa vantagem tecnológica em capacidade produtiva. Para isso, o relatório recomenda a integração de políticas industriais, portuárias e energéticas, de modo a criar um ecossistema de produção capaz de sustentar projetos de grande escala.

Portugal conta com mais de 40 entidades com competências de investigação e desenvolvimento aplicadas às energias renováveis oceânicas, abrangendo áreas críticas para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* flutuante como materiais duráveis para ambientes marinhos, monitorização ambiental, operação e manutenção digitalizada, armazenamento energético e modelação preditiva. O sistema nacional de I&D demonstra uma integração efetiva entre centros científicos e indústria, participando em projetos europeus de demonstração tecnológica e desenvolvimento industrial. Esta dinâmica reflete um ecossistema tecnicamente maduro e orientado para a aplicação, capaz de acelerar a transição de soluções inovadoras para fases comerciais e de reforçar a competitividade nacional no setor *offshore*.

A adaptação dos portos constitui um dos principais nós críticos desta cadeia de valor. A montagem e integração de turbinas flutuantes requerem áreas logísticas de grande capacidade, fundos profundos e equipamentos especializados. Países como a Escócia e a Noruega demonstraram o valor de investimentos antecipados em portos dedicados, como Nigg ou Stord, que se tornaram polos de competitividade industrial. Em Portugal, a mobilização de instrumentos públicos e privados, incluindo parcerias público-privadas (PPP) e cofinanciamento através do Banco Português de Fomento, será determinante para viabilizar infraestruturas adequadas e atrair investidores internacionais.

No domínio tecnológico, o setor da eólica *offshore* flutuante encontra-se numa fase de transição para a maturidade comercial. A diversidade de conceitos de flutuadores e o aumento da dimensão das turbinas introduzem volatilidade tecnológica e dificultam a padronização. O relatório sublinha a importância de promover uma fase de estabilização tecnológica que permita consolidar modelos industriais, reduzir custos unitários e criar condições de confiança para o investimento. Experiências internacionais, como o FloatLab na Dinamarca e o Fukushima Forward no Japão, demonstram que programas de teste e certificação prévia reduzem substancialmente o risco e aumentam a atratividade do financiamento privado.

O estudo discute um conjunto diversificado de instrumentos de apoio, incluindo o PRR, o Portugal 2030, o Innovation Fund, o Horizon Europe e o Connecting Europe Facility, bem como incentivos fiscais (SIFIDE II, RFAI, DLRR) e mecanismos de partilha de risco, como os *Contracts for Difference* (CfD) e os *Power Purchase Agreements* (PPA). Estes instrumentos podem reduzir o custo de capital e criar previsibilidade de receitas, condição essencial para a mobilização de investimento privado.

Ainda assim, subsistem barreiras que limitam o acesso ao financiamento, especialmente para pequenas e médias empresas. A simplificação de procedimentos, a inclusão explícita de tecnologias flutuantes nos critérios de elegibilidade e o reforço da capacidade técnica das entidades gestoras são prioridades claras. A criação de linhas específicas para portos e infraestruturas logísticas, bem como mecanismos híbridos de financiamento (garantias, seguros de crédito, parcerias público-privadas), poderá acelerar a entrada de novos atores e reduzir riscos de investimento.

A nível institucional, o Banco Português de Fomento (BPF) poderá desempenhar um papel estratégico ao estruturar produtos financeiros de cofinanciamento e garantia, combinando capital público e privado. A adoção de normas internacionais de segurança, ambiente e saúde (EHS) e a integração de princípios ambientais, sociais e de governação (ESG) no financiamento reforçarão a credibilidade e o acesso a capitais internacionais.

Para além da caracterização do potencial e dos impactos esperados, é crítico explicitar, de forma sintética e operacional, o que pode efetivamente bloquear a concretização das metas nacionais e o que tem de estar assegurado para o setor avançar com previsibilidade. Em particular, a experiência recente mostra que a estabilidade regulatória, a previsibilidade do calendário e a clareza sobre o modelo de remuneração e ligação à rede são determinantes para a bancabilidade e para a mobilização atempada de investimento, sobretudo na transição do objetivo de 2 GW até 2030 para uma escala de cerca de 10 GW até 2050. Assim, a Tabela 0-1 sistematiza, por dimensão, os principais riscos e as condições obrigatórias a assegurar, indicando também a entidade líder proposta para a respetiva operacionalização e acompanhamento, como instrumento de apoio à governação do programa e à monitorização do progresso.

Tabela 0-1. Principais riscos e condições a assegurar para a implementação do programa de energia eólica offshore de 2GW até 2030 – 10 GW até 2050. Fonte: WavEC (elaboração própria).

4	Principais riscos	Condições a assegurar	Entidade responsável/líder	Criticidade 2 GW até 2030	Criticidade 10 GW até 2050
Política pública e governação do programa	Atrasos na definição de políticas públicas para implementação do programa de 2 GW; ausência de previsibilidade com impacto na capacidade de atração de investimento.	Estratégia nacional específica para eólica <i>offshore</i> com metas 2030/2050.	Governo (tutelas do mar e energia), com coordenação interministerial.	Alta	Alta
Modelo concorrencial e cronograma (leilões)	Calendário volátil; enquadramento regulatório pouco transparente; risco acrescido de não bancabilidade.	Cronograma previsível para realização dos leilões, regras claras e critérios de adjudicação objetivos.	DGEG (com tutela governamental)	Alta	Muito alta
Licenciamento, ordenamento e segurança no espaço marítimo	Licenciamento moroso e complexo; ausência de caracterização das áreas pré-definidas; conflitos com outras utilizações do espaço marinho.	Áreas pré-caracterizadas/ZLT; compatibilização de usos marinhos; sinalização e coordenação local (capitanias).	Entidades do mar/ambiente (licenciamento/ordenamento) + Autoridade Marítima Nacional + DGRM; coordenação do Governo	Alta	Alta
Portos e logística industrial	Os portos constituem um nó logístico crítico: sem investimento antecipado, a viabilidade da execução e da operação fica comprometida.	Investimento antecipado em portos dedicados/adequados; mobilização de PPP/cofinanciamento.	Administrações portuárias / Governo, com apoio do BPF	Alta	Muito alta
Rede elétrica e integração (incl. HVDC)	Rede subdimensionada; gargalos de exportação e integração da produção eólica <i>offshore</i> .	Antecipar investimentos em RNT, incluindo soluções HVDC/ <i>hubs</i> de exportação.	Operador de rede de transporte (REN) + Regulador/Estado	Alta	Muito alta



4	Principais riscos	Condições a assegurar	Entidade responsável/líder	Criticidade 2 GW até 2030	Criticidade 10 GW até 2050
Financiamento e bancabilidade	Incerteza regulatória e indefinição dos mecanismos de remuneração; dificuldade de acesso a financiamento.	Integração de instrumentos públicos/privados; mecanismos de estabilização de receita (e.g. CfD/PPA); garantias e <i>blended finance</i> ; capacidade técnica das autoridades gestoras.	Governo (finanças/energia) + Banco Português de Fomento + autoridade regulatória	Alta	Alta
Maturidade tecnológica, padronização e risco de conceito	Volatilidade tecnológica aumenta risco e dificulta padronização.	Desenvolvimento de programas de teste, normalização e certificação com vista a facilitar a industrialização e aumentar a bancabilidade.	Promotores + indústria (OEMs) + entidades de I&D/testes (em coordenação com o Estado)	Média–Alta	Alta
Cadeia de fornecimento e conteúdo local	Base industrial limitada; dependência tecnológica externa.	Integrar políticas industriais/portuárias/energéticas; atração de investimento; reforço de produção local e capacidade exportadora.	Governo (economia/energia) + AICEP/agências de investimento + clusters/indústria	Alta	Muito alta
Ambição adequada à mobilização da indústria nacional	Metas excessivamente ambiciosas podem comprometer a implementação por subestimarem custos, limitações da rede elétrica, dos portos e da capacidade industrial. Metas pouco ambiciosas carecem de força mobilizadora para atrair a indústria.	Definir cadência de leilões e execução coerente com capacidade portuária, rede e cadeia de fornecimento.	Governo (energia/mar) + DGEG (planeamento e <i>pipeline</i>)	Média	Alta
I&D, dados e digitalização	Desarticulação entre academia-indústria-decisoros; ausência da partilha de dados, boas práticas e lições aprendidas.	I&D colaborativo e cooperação entre partes interessadas (academia-indústria-decisoros).	Governo (ciência/ inovação /energia) + universidades/CT + promotores	Média	Alta
Existência de competências, condições de atração e retenção de talento, cibersegurança	Falta de competências atrasam o desenvolvimento e implementação do programa; ausência de competências de cibersegurança podem colocar em risco a operação de infraestruturas críticas.	Planos de capacitação alargada (instalação, inspeção, O&M, cibersegurança, etc.) e retenção de talento.	Governo (educação/ emprego/ energia) + promotores/operadores + entidades de cibersegurança.	Média–Alta	Alta

As recomendações estratégicas do relatório sublinham que a concretização deste potencial exige uma abordagem coordenada e sequencial:

1. Estabilizar o enquadramento regulatório e os mecanismos de leilão, assegurando clareza e previsibilidade para investidores;



2. Antecipar investimentos em infraestrutura portuária e de rede elétrica, especialmente em soluções de corrente contínua de alta tensão (HVDC) e *hubs* de exportação;
3. Reforçar a capacitação industrial e tecnológica, incentivando a produção local de flutuadores, cabos e sistemas elétricos;
4. Promover a formação e retenção de recursos humanos qualificados, em colaboração com universidades e centros tecnológicos;
5. Criar instrumentos financeiros híbridos que combinem capital público e privado para mitigar risco e acelerar a fase de investimento.

Em última análise, o relatório conclui que o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante em Portugal representa não apenas uma oportunidade económica, mas uma necessidade estratégica. Embora os custos da energia eólica *offshore* flutuante ainda se situem acima das tecnologias renováveis mais maduras, as projeções internacionais e a experiência acumulada demonstram uma trajetória clara de redução de custos à medida que aumenta a capacidade instalada. O desenvolvimento progressivo do programa nacional, iniciado com 2 GW até 2030 e com ambição de alcançar cerca de 10 GW, permitirá capturar parte substancial dessa curva de aprendizagem e aproximar o custo médio por MW dos níveis observados em mercados mais avançados. Estudos preliminares desenvolvidos no WavEC sugerem que seja possível dinamizar um programa eólico *offshore* de 10 GW até meados da década de quarenta deste século com um custo médio que, com condições favoráveis, poderá ser inferior a metade do custo atual, mantendo a potência instalada acumulada em Portugal acima dos 15% do total mundial, condição importante para potenciar a capacidade exportadora da nossa indústria.

À medida que as cadeias de valor se consolidam e as infraestruturas portuárias e industriais se adaptam, é expectável uma descida significativa dos custos médios de instalação e operação. Os efeitos positivos estendem-se a setores adjacentes como a metalomecânica, o transporte marítimo e os serviços portuários, ampliando o impacto económico e tecnológico do investimento. Assim, o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante deve ser entendido como um motor de industrialização e crescimento sustentável, e não apenas analisado na sua vertente energética.

A conjugação entre estabilidade política, capacidade industrial e coordenação entre políticas energética, marítima e de inovação determinará o ritmo de avanço. As decisões tomadas nesta década definirão o posicionamento competitivo nas próximas, e os custos da inação, traduzidos em perda de investimento, emprego e soberania energética, serão significativamente superiores aos de uma execução atempada e estruturada.

A energia eólica *offshore* flutuante, integrada num quadro industrial e ambiental coerente, tem o potencial de se afirmar como um pilar central do crescimento sustentável do Atlântico europeu, traduzindo-se numa oportunidade concreta para gerar valor económico duradouro, fortalecer a autonomia energética e posicionar Portugal entre os líderes europeus da transição energética e da nova Economia Azul.



1. Introdução

O desenvolvimento das energias renováveis oceânicas tem vindo a assumir um papel central na transição energética e na afirmação da Economia Azul em Portugal. Mais do que uma tendência futura, é já uma oportunidade concreta, sustentada pela abundância de recursos marinhos e pela necessidade de diversificar fontes de energia. O mar surge assim como espaço privilegiado para acelerar a descarbonização, reforçar a segurança de abastecimento e abrir novas vias de crescimento económico e industrial.

Neste enquadramento, documentos estratégicos como o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030) estabelecem metas exigentes e linhas de atuação que requerem uma análise aprofundada da sua exequibilidade e impacto. O desafio não reside apenas em estabelecer as ações a adotar, mas sobretudo em garantir a implementação eficaz das políticas, avaliando os efeitos sobre a economia nacional, a competitividade industrial e a criação de emprego qualificado.

Apesar de o custo nivelado da eletricidade (LCOE) da energia eólica *offshore* flutuante permanecer atualmente acima das tecnologias renováveis mais maduras, as projeções internacionais demonstram uma tendência de redução acentuada dos custos à medida que a capacidade instalada global aumenta. A experiência acumulada e os ganhos de escala têm historicamente conduzido a reduções consistentes de custo, observando-se, conforme representado na Figura 1-1, uma diminuição superior a 70% do LCOE entre os primeiros protótipos e os níveis associados a capacidades instaladas superiores a 100 GW. Embora esta curva de aprendizagem represente uma evolução à escala global e não diretamente o contexto nacional, os mesmos mecanismos de redução de custos (industrialização, padronização de componentes, maturidade tecnológica e cadeias de fornecimento otimizadas) são transversais e aplicam-se ao contexto português.

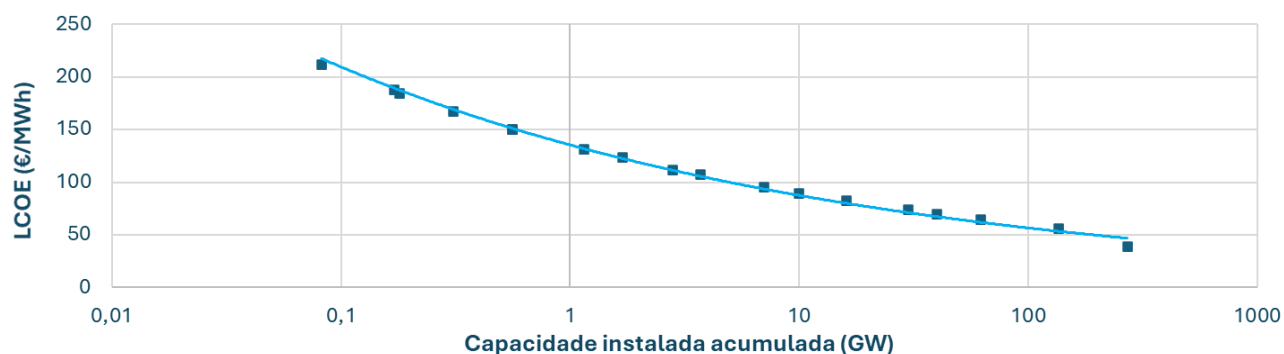


Figura 1-1. Custo nivelado de energia (LCOE) médio para energia eólica flutuante em função da capacidade instalada acumulada.
 Fonte: WavEC (elaboração própria).

O desenvolvimento faseado do programa nacional, com os primeiros 2 GW até 2030 e uma expansão progressiva até cerca de 10 GW, deverá permitir capturar parte substancial desta curva de aprendizagem. À medida que as cadeias de valor se consolidam e os processos se tornam mais eficientes, o custo médio de instalação por MW poderá reduzir-se para menos de metade do valor inicial, aproximando-se gradualmente dos custos observados em mercados mais maduros. Este efeito não se restringe ao setor energético: as indústrias associadas, incluindo construção, metalomecânica, transporte marítimo e serviços portuários, beneficiarão igualmente de economias de escala, inovação tecnológica e aumento da produtividade, multiplicando o impacto económico positivo.

A ideia de que a energia eólica *offshore* flutuante é excessivamente cara não resiste a uma análise dinâmica e prospetiva. Quando inserido num programa industrial estruturado, o investimento inicial representa uma



etapa natural de transição, cujos retornos em emprego, independência energética e competitividade ultrapassarão amplamente os custos de implementação. Um paralelo útil pode ser encontrado no percurso da energia solar fotovoltaica, cujo LCOE desceu de cerca de 90% entre 2010 e 2023, passando de 460 US\$/MWh para 43 US\$/MWh¹. Este exemplo demonstra como a combinação entre inovação tecnológica, industrialização e políticas de apoio coerentes pode transformar um setor ainda emergente num pilar competitivo do sistema energético, ajudando a enquadrar realisticamente as expectativas para o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante.

O presente estudo apoia a definição de uma estratégia nacional para o desenvolvimento sustentável das energias renováveis oceânicas, contribuindo para uma Economia Azul mais resiliente, inovadora e competitiva. Analisa o papel destas tecnologias no contexto português, avaliando o enquadramento político, regulatório e tecnológico, bem como o potencial da indústria nacional. A abordagem combina análise técnica e económica com o mapeamento da cadeia de valor e das capacidades de investigação, desenvolvimento e inovação existentes, identificando medidas prioritárias para reforçar a competitividade e atrair investimento. O estudo inclui ainda uma estimativa dos impactos económicos e sociais esperados, nomeadamente em emprego qualificado, valor acrescentado e consolidação de novas cadeias industriais, culminando em recomendações estratégicas para orientar a execução das políticas e assegurar a transição de metas políticas para projetos concretos.

Este estudo procura clarificar de que forma as políticas atualmente em preparação poderão ser implementadas e quais os seus potenciais impactos, identificando a sequência de decisões públicas necessárias para transformar objetivos em projetos. São analisados aspetos como o papel dos leilões de capacidade, a articulação entre portos, rede elétrica e processos de licenciamento, e os instrumentos financeiros mais adequados à mobilização de capital privado em escala.

Tendo em conta os objetivos deste estudo e a realidade do contexto português e europeu, onde existem ambições claras para a energia eólica *offshore* flutuante (ver Figura 1-2), o relatório dará especial destaque a este setor, pela sua maturidade tecnológica e pelo alinhamento com as metas nacionais de transição energética. Ainda assim, aborda ou menciona as singularidades de outras tecnologias de energias oceânicas, em particular a energia das ondas, sempre que o seu desenvolvimento se revele relevante no contexto nacional. O dinamismo gerado pela energia eólica *offshore* flutuante em Portugal poderá ter um efeito de alavancagem sobre outras tecnologias inovadoras, potenciando sinergias com a energia das ondas e com soluções emergentes de solar flutuante em ambiente marítimo, reforçando o papel do país como polo de inovação na Economia Azul. Para além disso, poderá ter um papel dinamizador em sectores marítimos não energéticos, como é o caso da aquacultura *offshore*, já que potenciará o desenvolvimento de infraestruturas, mão-de-obra e cadeia de valor que lhe são, em certos aspetos, muito próximos.

O trabalho tem como missão apoiar a definição de estratégias para o desenvolvimento sustentável das energias renováveis oceânicas em Portugal, com particular foco no eólico *offshore*. Através de uma abordagem integrada, assente em evidência técnica, pretende-se avaliar os efeitos das medidas em preparação na economia nacional, na indústria e na criação de emprego qualificado, identificando igualmente riscos de implementação e medidas de mitigação. Desta forma, o estudo contribui para criar uma visão sólida sobre as condições necessárias para captar investimento, consolidar a base industrial e afirmar o posicionamento de Portugal no contexto europeu da Economia Azul.

¹ [Renewable power generation costs in 2023: Executive summary](#)

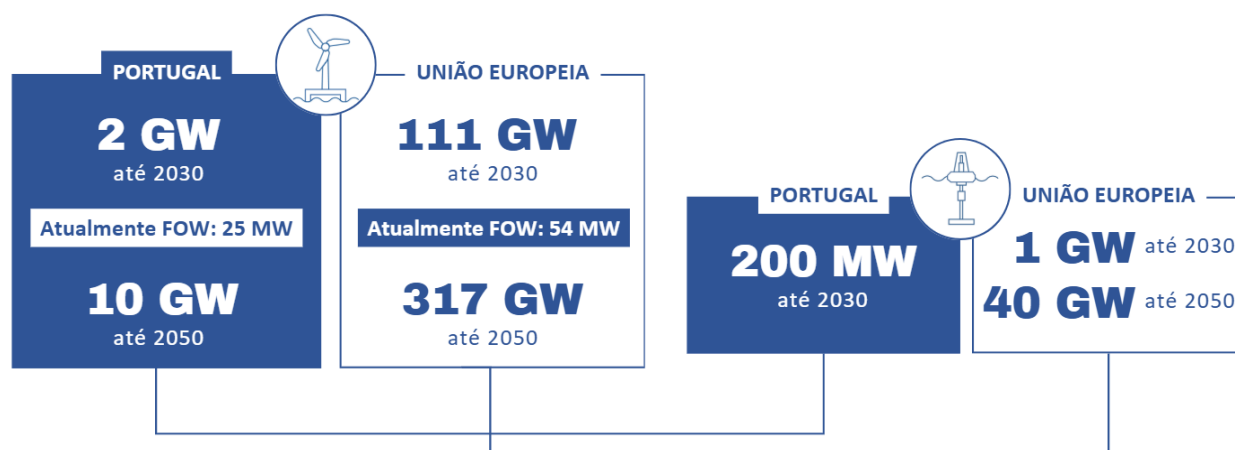


Figura 1-2. Metas para energias renováveis *offshore* 2030-2050 em Portugal e na União Europeia e capacidade instalada de energia eólica flutuante em 2024. Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de PNEC 2030, EU-COM(2023) 668 final² e GWEC³.

A reflexão sobre a implementação das políticas ganha ainda mais relevância quando se observa a conjuntura nacional recente. Em fevereiro de 2025 foi aprovado o Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER), que identificou áreas prioritárias ao largo da costa, incluindo Viana do Castelo, Leixões, Figueira da Foz e Sines, criando o enquadramento espacial e ambiental necessário para a realização de concursos. Poucos meses depois, em abril, o Despacho n.º 4752/2025 veio adotar um modelo centralizado e sequencial para o procedimento concorrencial, definindo etapas como a pré-qualificação, a realização de estudos complementares e o desenho tarifário. O objetivo declarado é lançar brevemente o primeiro concurso competitivo, com a meta de atribuir e instalar 2 GW até 2030. Estes marcos configuram um caminho estruturado e progressivo para converter ambição em projetos concretos e criar a escala indispensável ao crescimento do setor.

A experiência internacional constitui uma referência essencial para o caso português, mostrando que a concretização de metas ambiciosas depende, em última instância, da qualidade da execução. Neste sentido, o presente relatório dá particular atenção aos mecanismos de implementação, a preparação técnica das áreas através de estudos geofísicos, geotécnicos e ambientais, a coordenação dos processos de licenciamento, o planeamento dos investimentos portuários e das ligações à rede, bem como o alinhamento com instrumentos financeiros públicos e privados.

A reflexão estende-se à articulação com a política industrial, abrangendo desde a capacidade de fabrico e integração de componentes até à logística de montagem, operações de manutenção, desmantelamento e fim de vida. Igualmente determinante é a dimensão dos recursos humanos, cuja qualificação e retenção constituem condição indispensável para assegurar a confiança dos investidores e garantir que o valor criado permanece na economia nacional.

O relatório estrutura-se com uma primeira parte que apresenta o estado da arte e o enquadramento legislativo e regulatório, seguida pela identificação de oportunidades e desafios tecnológicos, industriais e socioeconómicos. O financiamento é analisado de forma segmentada, abrangendo as necessidades em cada fase, os instrumentos disponíveis e as estratégias para atrair investimento privado. A economia circular é

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0668>

³ [Offshore wind installed capacity reaches 83 GW as new report finds 2024 a record year for construction and auctions](#)



tratada como um eixo de competitividade e resiliência. O documento conclui com recomendações estratégicas destinadas a orientar a execução das políticas em curso e promover uma ação coordenada entre as dimensões energética, industrial e marítima.

O relatório adota uma perspectiva aplicada, centrada na execução das políticas e nos seus impactos sobre a economia, a indústria e o emprego. Mais do que definir objetivos, procura compreender as condições necessárias à sua concretização e os fatores que determinarão a eficácia da transição energética no contexto nacional. O enfoque recai sobre a criação de valor sustentável, a redução de riscos e a adoção de mecanismos que assegurem que o investimento atempado na transição será mais vantajoso do que a inação, tanto para a competitividade da economia como para o equilíbrio ambiental.



2. Caracterização do estado da arte

Este capítulo caracteriza o estado da arte das energias renováveis oceânicas, com foco na energia eólica *offshore*, abordando o enquadramento legislativo, a contribuição para as metas de descarbonização, as principais tendências internacionais e a situação atual em Portugal, incluindo projetos, infraestruturas e atores-chave.

2.1. Conceito de energia renovável oceânica e enquadramento legislativo

Considera-se que as energias renováveis oceânicas compreendem o conjunto de tecnologias que utilizam recursos naturais disponíveis no oceano - físicos, térmicos, químicos ou atmosféricos - para a produção de energia de forma sustentável, com enfoque na geração de eletricidade.

Segundo a definição restrita adotada pelo programa internacional IEA-OES (Ocean Energy Systems), promovido pela Agência Internacional de Energia (IEA), a energia renovável oceânica inclui exclusivamente: energia das ondas, energia das marés (incluindo variação de nível e correntes de maré), energia das correntes marinhas permanentes, energia térmica dos oceanos e energia do gradiente salino. Estas tecnologias exploram diretamente o movimento da água, as diferenças de temperatura entre camadas oceânicas ou a diferença de salinidade, constituindo as chamadas “tecnologias núcleo” da energia dos oceanos.

No entanto, em documentos estratégicos como o Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030), a Estratégia Nacional para o Mar 2030 (ENM 2030) ou as orientações da Comissão Europeia (CE) no âmbito da Economia Azul, é comum a adoção de uma definição mais ampla, que inclui também energia eólica *offshore*, cuja instalação, particularmente em águas profundas, partilha muitos dos desafios, condições técnicas e logísticas das tecnologias oceânicas; e energia solar flutuante em ambiente marítimo, ainda que em estágio inicial, nomeadamente em zonas costeiras ou portuárias.

Este alargamento conceptual justifica-se pela proximidade tecnológica, regulatória e espacial entre estas fontes, sobretudo no que respeita à sua integração em processos como o planeamento do espaço marítimo, licenciamento, cadeias de fornecimento e impacto ambiental.

Em Portugal, as metas nacionais no domínio das energias renováveis oceânicas centram-se atualmente na energia eólica *offshore* flutuante, com objetivos definidos e uma crescente mobilização do setor industrial. A energia das ondas tem também merecido muita atenção, sobretudo ao nível da investigação e de projetos de demonstração. Quanto ao solar flutuante, apesar do desenvolvimento significativo em águas interiores, ainda não tem expressão relevante no meio marinho ou costeiro nacional. Registaram-se, igualmente, algumas experiências no campo da energia das correntes de maré, mas sem expressão significativa até ao momento.

Neste contexto, importa enquadrar a evolução das energias renováveis oceânicas não só à escala nacional, mas também no quadro das estratégias europeias para o Atlântico. No quadro das iniciativas de cooperação à escala das bacias marítimas, Portugal integra a Estratégia Atlântica da UE (Atlantic Strategy) e o respetivo Plano de Ação 2.0⁴, comunicado pela Comissão Europeia em 2020, que estrutura prioridades comuns para acelerar uma Economia Azul sustentável no Atlântico. Neste contexto, o Pilar III – Energias Renováveis Marinhas assume como objetivo reforçar a implantação e a escala de tecnologias renováveis no atlântico, articulando regiões e partes interessadas em torno de três linhas de ação críticas para este estudo: (i) definir objetivos de implantação e trajetórias de desenvolvimento para as renováveis marinhas, considerando de forma explícita os impactos ambientais; (ii) agregar e alinhar iniciativas e projetos no espaço atlântico, em

⁴ [EUR-Lex - 52013DC0279 - EN - EUR-Lex](#)



coerência com a abordagem do SET Plan; e (iii) reforçar a sensibilização e a comunicação pública sobre estas tecnologias, com o objetivo de acelerar licenciamento, aceitação pública e investimento.

O desenvolvimento das energias renováveis oceânicas requer um enquadramento legislativo que regula o planeamento, o licenciamento, a instalação e a operação de infraestruturas energéticas no espaço marítimo, garantindo simultaneamente a proteção dos ecossistemas marinhos, a compatibilização entre usos do mar e a concretização das metas climáticas e energéticas nacionais e europeias.

2.1.1. Enquadramento legislativo europeu

A nível europeu, o enquadramento legislativo é composto por diretivas e regulamentos com força vinculativa, aplicáveis aos Estados-Membros, bem como por instrumentos estratégicos e programas de financiamento. A União Europeia (UE) tem vindo a reforçar o enquadramento político e regulamentar para acelerar o desenvolvimento das energias renováveis *offshore*, com destaque para a energia eólica *offshore* (em particular a flutuante) e para as energias oceânicas (ondas e correntes), alinhando este desenvolvimento com o Pacto Ecológico Europeu e a segurança energética.

O Regulamento (UE) 2018/1999, e a sua última atualização é o regulamento da Governação da União da Energia e da Ação Climática, que estabelece um quadro para a monitorização e cumprimento dos objetivos da UE em matéria de energia e clima. O documento exige que os Estados-Membros apresentem Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC) para alcançar metas como a redução das emissões de gases de efeito de estufa e o aumento da eficiência energética. O objetivo é criar um regime de governação robusto e integrado para a União da Energia, garantindo o cumprimento das metas a longo prazo da UE, alinhadas com o Acordo de Paris.

Na sua Comunicação de 2023 (COM (2023) 668 final), a Comissão reviu as ambições anteriormente definidas na Estratégia da União Europeia para as Energias Renováveis Offshore de 2020, que previa 60 GW de capacidade eólica *offshore* (considerando o conjunto das tecnologias de eólica *offshore* disponíveis - fixas e flutuantes) até 2030 e 300 GW até 2050 (ver Figura 2-1). A nova meta passa agora para 111 GW até 2030 e 317 GW até 2050, refletindo uma resposta mais assertiva aos objetivos do Green Deal e à necessidade de reforçar a segurança energética europeia. No caso da energia oceânica, a meta indicativa mantém-se em 1 GW até 2030 e 40 GW até 2050, com reconhecimento explícito do seu carácter inovador e de mecanismos crescentes de apoio financeiro através de programas como o Horizon Europe, o Innovation Fund e o EuropeWave. Ambas as tecnologias se enquadram na meta da Diretiva RED III⁵ (Diretiva das Energias Renováveis revista), que estabelece que no mínimo 5% da nova capacidade renovável instalada até 2030 deve provir de tecnologias inovadoras.

Recentemente, a UE adotou o Regulamento Indústria de Impacto Zero (Net Zero Industry Act, Regulamento 2024/1735, de 13 de junho)⁶, uma proposta legislativa integrada no Plano Industrial do Pacto Ecológico Europeu, com o objetivo de reforçar a capacidade de produção europeia de tecnologias limpas e assegurar que, até 2030, 40% das necessidades de instalação da UE sejam satisfeitas por produção interna. A NZIA reconhece as energias renováveis no mar, assim como os sistemas de armazenamento de energia e redes elétricas, como estratégicos, estabelecendo medidas para acelerar o seu fabrico, licenciamento e penetração no mercado. Entre as principais disposições da NZIA destacam-se:

- A criação de zonas de aceleração industrial, onde os projetos estratégicos beneficiam de procedimentos de licenciamento mais céleres (máximo de 12 meses);

⁵ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1735/oj>



- A prioridade a concursos públicos, concorrenciais e financiamentos que promovam a produção de tecnologias estratégicas fabricadas na UE;
- A definição de critérios de sustentabilidade e rastreabilidade para evitar fenómenos de *greenwashing* e garantir o alinhamento com os princípios da taxonomia europeia;
- Criação de locais de teste de regulamentação simplificada para o desenvolvimento e ensaio de tecnologias inovadoras de impacto zero, garantindo condições de concorrência equitativas para a inovação.

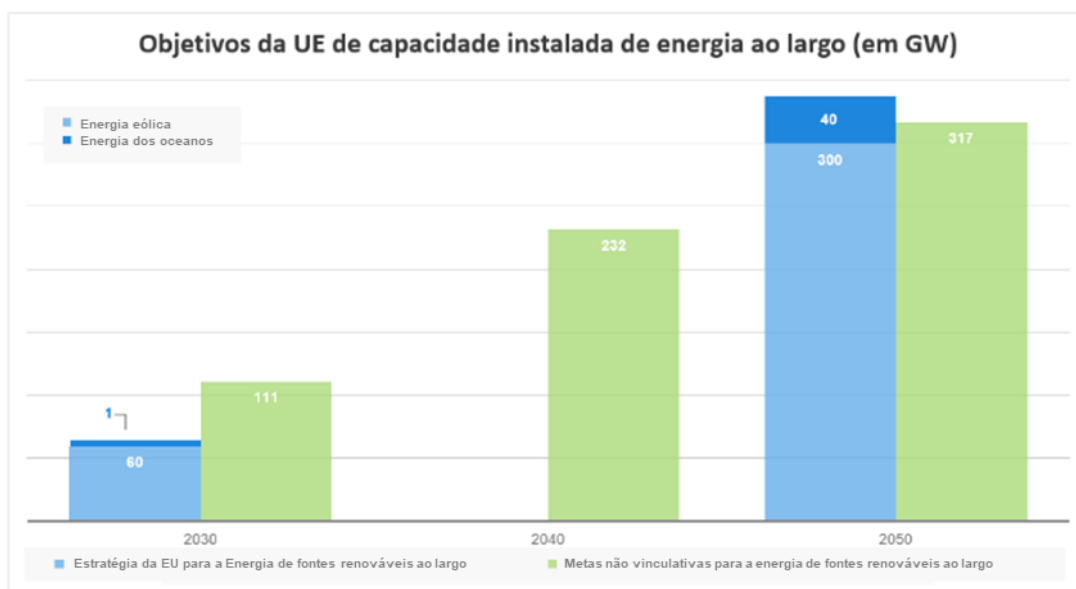


Figura 2-1. Objetivos da UE de capacidade instalada de energia ao largo (em GW). Fonte: EU-COM(2023) 668 final.

A criação de zonas de aceleração, a simplificação do licenciamento e o reforço das interligações fazem também parte do novo quadro europeu de apoio, que dá sustentação direta às metas nacionais inscritas no PNEC 2030 e na ENM 2030.

Em julho de 2025, a Comissão Europeia aprovou o conteúdo de um futuro Aviso destinado a orientar os Estados-Membros na aceleração do licenciamento de tecnologias inovadoras de energias renováveis, incluindo explicitamente a energia oceânica e a eólica *offshore* flutuante⁷. Este documento insere-se no Plano de Ação para Energia Acessível⁸ e no Pacto para a Indústria Limpa⁹, reforçando o compromisso europeu com a descarbonização. A sua relevância para as energias renováveis oceânicas reside no reconhecimento formal destas tecnologias como soluções estratégicas e inovadoras, cuja implementação deve ser facilitada através de procedimentos administrativos simplificados, zonas de aceleração e orientações harmonizadas para os Estados-Membros. É um sinal político claro que pode impulsionar o investimento, a criação de mercado e o desenvolvimento industrial destas tecnologias, acelerando a sua transição de soluções experimentais para contributos efetivos no *mix* energético europeu.

⁷ https://energy.ec.europa.eu/document/download/fd9542e8-6eae-423a-a0ed-cc710a600473_en?filename=C_2025_4024_1_EN_ACT_part1_v7.pdf

⁸ https://energy.ec.europa.eu/strategy/affordable-energy_en#affordable-energy-action-plan

⁹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_550

Em seguida, apresenta-se um resumo do enquadramento das ORE na União Europeia. Este conjunto de instrumentos (normativos e estratégicos) demonstra a forte aposta da UE nas energias renováveis no mar, não apenas como alavanca de descarbonização, mas também como vetor de inovação industrial, soberania energética e criação de valor económico sustentável.



Resumo do Enquadramento das Energias Renováveis Oceânicas na União Europeia

Enquadramento Legal

- Diretiva 2014/89/UE: Cria a base legal para o ordenamento do espaço marítimo (*Maritime Spatial Planning* – MSP), também aplicável às energias marinhas.
- Diretiva (UE) 2018/2001 (RED II)¹⁰ e Diretiva (UE) 2023/2413¹¹ (RED III): Estabelecem metas obrigatórias de energias renováveis e reconhecem as fontes oceânicas.
- Regulamento (UE) 2018/1999¹²: Obriga todos os EM a preparar, submeter, atualizar e reportar os Planos Nacionais de Energia e Clima (PNEC). Foi alterado, entre outros, pelo Regulamento (UE) 2021/1119¹³ (Lei Europeia do Clima) e pela Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III).

Notas úteis: O Regulamento fixa o ciclo de planeamento e de entrega de relatórios e conduziu às atualizações dos NECP até 2024.

Enquadramento Estratégico

- Estratégia da UE para as Energias Renováveis Offshore (2020): Define metas para a eólica *offshore* e de outras tecnologias oceânicas até 2030 e 2050, metas estas que foram mais recentemente revistas na Comunicação de 2023 (*COM (2023) 668 final*)¹⁴.
- RePower EU¹⁵: Iniciativa da Comissão Europeia de 2022 na sequência do conflito na Ucrânia para eliminar a dependência da UE em combustíveis fósseis russos até 2027 e acelerar a transição energética, com metas ambiciosas de atingir acima de 42,5% produção renovável até 2030.
- Pacto Ecológico Europeu (*Green Deal*)¹⁶: Estabelece a transição energética como prioridade central da política da UE.
- Estratégia Europeia para a Energia Azul Sustentável¹⁷: Enquadra a valorização dos recursos marinhos, incluindo energias renováveis.

2.1.2. Enquadramento legislativo nacional

A nível nacional, o desenvolvimento das energias renováveis oceânicas é enquadrado por um conjunto de diplomas legais e instrumentos estratégicos que regulam o planeamento, licenciamento e exploração de infraestruturas energéticas paralelamente a um conjunto de diplomas legais que regulamentam a implementação de projetos e infraestruturas de produção de energia no espaço marítimo. Este último enquadramento visa garantir a compatibilização entre usos do mar, e a proteção dos ecossistemas marinhos, viabilizando o cumprimento das metas climáticas e energéticas nacionais.

A Lei de Bases do Clima¹⁸ (Lei n.º 98/2021) e o Plano Nacional de Energia e Clima 2030¹⁹ (PNEC 2030) reforçam o papel estratégico das energias renováveis oceânicas na prossecução da neutralidade carbónica até 2045. A Resolução da Assembleia da República n.º 127/2025²⁰, publicada dia 10 de abril, publicou a atualização do PNEC 2030, aprovada em 20 de dezembro de 2024 pela Assembleia da República, nos termos do n.º 5 do artigo 166.º da Constituição. O PNEC prevê que Portugal atinja uma capacidade instalada de produção de eletricidade

¹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

¹¹ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202302413

¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999>

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741>

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:52022DC0230>

¹⁶ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

¹⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0240>

¹⁸ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/lei/98-2021-176907481>

¹⁹ https://www.dgeg.gov.pt/media/54fldci3/pnec2030_para_aprov_ar.pdf

²⁰ <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2025/04/07100/0000600300.pdf>

na ordem dos 31 GW em 2025 e 48 GW em 2030. O contributo das energias renováveis oceânicas para estes totais será de aproximadamente 0,3 MW em 2025, e 0,5 GW instalados em 2030, embora seja expectável que cerca de 2,1 GW estejam já atribuídos. Prevê-se que até 2040 este valor aumente para 2,1 GW de potência instalada. Com base nos dados mais recentes do PNEC 2030, estima-se que a capacidade instalada de energias renováveis oceânicas evolua conforme apresentado na Figura 2-2²¹.

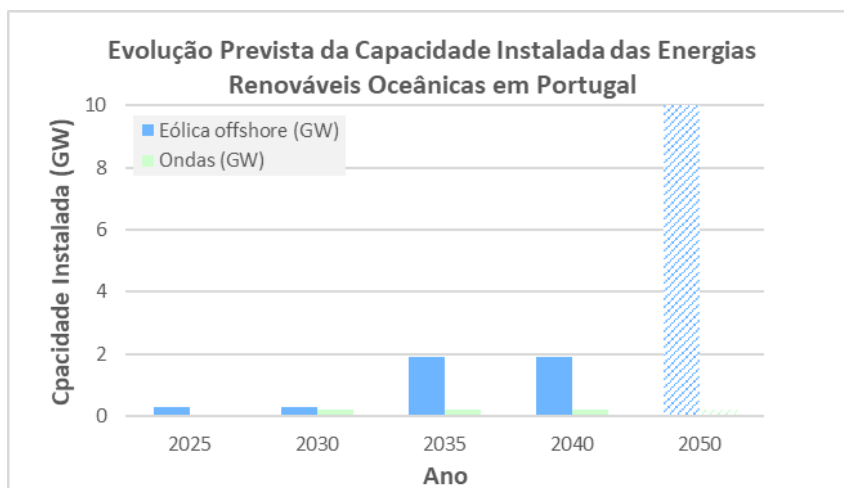


Figura 2-2. Perspetivas de evolução da capacidade instalada para a produção de eletricidade por tecnologia oceânica em Portugal no horizonte 2040. Fonte: PNEC²².

O Decreto-Lei n.º 15/2022²³ estabelece a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), e constitui o principal instrumento regulatório do setor energético. Este diploma atualiza as regras de acesso e operação das energias renováveis, define os processos concorrenciais para o desenvolvimento de novas capacidades de produção e contempla o domínio *offshore* no âmbito das políticas de expansão da geração elétrica.

No que respeita à utilização do espaço marítimo, o Decreto-Lei n.º 38/2015²⁴ regula a utilização privativa do espaço marítimo nacional, articulando-se através do Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo (PSOEM), que operacionaliza a afetação de áreas a diferentes usos, incluindo a produção de energia renovável *offshore*. A Resolução do Conselho de Ministros n.º 19/2025²⁵ aprovou o Plano de Alocação para as Energias Renováveis Offshore, integrando-o no PSOEM. O Plano identifica áreas prioritárias para a energia eólica flutuante, energia das ondas, e para projetos piloto. Os projetos de energia eólica flutuante serão atribuídos através de mecanismos de leilão e licenciamento assegurando a prossecução das metas do PNEC 2030 e da Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III) já mencionada na Secção 2.2.1.

Para atingir estes objetivos, foi criada a Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis 2030 (EMER2030), com o objetivo de simplificar e centralizar os processos de licenciamento

²¹ Os valores para 2050 são projeções indicativas. A estimativa da eólica offshore mostra um crescimento exponencial até ao final da década de 2040, refletindo o forte investimento esperado nesta tecnologia.

²² https://www.dgeg.gov.pt/media/vqkdv3ms/20241118_pnec2030_para_aprov_ar.pdf

²³ <https://files.diariodarepublica.pt/1s/2022/01/01000/0000300185.pdf>

²⁴ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/38-2015-66727183>

²⁵ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/19-2025-906519104>



através de um balcão único e da coordenação entre entidades competentes. A EMER2030 tem como mandato acelerar a execução dos objetivos nacionais e assegurar a coerência entre os procedimentos administrativos, ambientais e de ordenamento do território.

Complementarmente, foi ainda criada a Zona Livre Tecnológica (ZLT) de Energias Renováveis de Origem ou Localização Oceânica²⁶, regulamentada pela Portaria n.º 96/2025²⁷, localizada ao largo de Viana do Castelo. A ZLT constitui uma área de ensaio, demonstração e inovação tecnológica, permitindo testar em ambiente real soluções de energia oceânica, incluindo conversores de energia das ondas, turbinas eólicas flutuantes e sistemas híbridos, e promovendo o desenvolvimento de infraestruturas de apoio e de monitorização ambiental.

Em 2025 foi colocada em consulta pública a proposta de Decreto-Lei que estabelece metas nacionais de energias renováveis e transpõe parcialmente a Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), incluindo metas setoriais e critérios de sustentabilidade. Esta consulta ainda se encontra em curso o que reforça o compromisso de Portugal em alcançar pelo menos 85% de eletricidade renovável em 2030 e 100% em 2040, consolidando a eólica *offshore* como pilar estratégico da diversificação da matriz energética e da transição para uma Economia Azul sustentável.

Em seguida, apresenta-se um resumo do enquadramento das ORE em Portugal.

²⁶ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/298-2023-222421860>

²⁷ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/96-2025-910517157>



Resumo do Enquadramento Legislativo Nacional das Energias Renováveis Oceânicas

Procedimento concorrencial e acesso à rede

- Decreto-Lei n.º 15/2022: Define regras para o setor elétrico e as condições de acesso e operação das renováveis, incluído os processos concorrenciais.
- Despacho n.º 4752/2025²⁸: Define o modelo do procedimento concorrencial (estrutura do concurso/preparação) para eólica *offshore*.

Ordenamento e uso do espaço marítimo

- Lei n.º 17/2014 (LBOGEM): Estabelece as bases da política de ordenamento e gestão do espaço marítimo nacional.
- Decreto-Lei n.º 38/2015: Regula o uso privativo do espaço marítimo nacional, operacionalizado pelo PSOEM – Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo.
- RCM n.º 19/2025: Aprova o Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER) e integra-o no PSOEM, reconhecendo e disponibilizando o espaço marítimo para os objetivos definidos.

Planeamento energético e clima (articulação estratégica)

- RCM n.º 174/2017²⁹: Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas (EI-ERO) e respetivo Plano de Ação (apoios e cluster industrial).
- RCM n.º 107/2019³⁰: Aprova o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050), matriz de longo prazo que enquadra as metas setoriais, incluindo o mar.
- Lei de Bases do Clima (Lei n.º 98/2021): Define a neutralidade climática até 2045 e reforça o papel estratégico das energias renováveis, incluindo as oceânicas.
- Plano Nacional Energia e Clima (PNEC 2030): Principal instrumento de planeamento energético e climático até 2030, revisto em 2024.
 - RCM n.º 53/2020 — aprova o PNEC 2030 (versão original).
 - RCM n.º 149/2024³¹ — aprova a atualização do PNEC 2030 para envio ao Parlamento.

Resolução da AR n.º 127/2025 de 10 de abril — aprova a atualização do PNEC 2030.

2.2. Relevância do setor das energias renováveis oceânicas no cumprimento dos compromissos nacionais de descarbonização

Os compromissos nacionais em matéria de descarbonização estão refletidos nas metas estabelecidas por Portugal no âmbito de três instrumentos fundamentais:

- Plano Nacional de Energia e Clima 2030 - PNEC 2030;
- Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 - RNEC 2050;
- Estratégia Nacional para o Mar 2030.

²⁸ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/despacho/4752-2025-915282933>

²⁹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/174-2017-114248654>

³⁰ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/107-2019-122777644>

³¹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/149-2024-893982647>



A primeira versão do PNEC 2030 foi aprovada em julho de 2020 e revista em 2024 para refletir um nível mais elevado de ambição climática, em linha com os objetivos europeus e com a RED III, o RePower EU e o Pacote Fit for 55. A versão atualizada, publicada a 10 de abril de 2025, estabelece novas metas para 2030: redução de 55% das emissões de gases com efeito de estufa (GEE) face a 2005; 51% de energias renováveis no consumo final bruto de energia; e um reforço da exploração do potencial de energias renováveis, com aumento da capacidade instalada de solar fotovoltaica (20,8 GW), eólica *onshore* (10,4 GW), eólica *offshore* (2 GW³²) e energia das ondas (200 MW). O documento explicita ainda que “a perspetiva de evolução da capacidade instalada, designadamente, em eólica *offshore* e ondas, conduzirá ao cumprimento da meta indicativa para tecnologias inovadoras de energias renováveis de pelo menos 5% da nova capacidade de energias renováveis instalada até 2030, conforme disposto na RED III”.

O Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 (RNC 2050) estabelece uma trajetória de redução de emissões de gases com efeito estufa de 45–55% até 2030, 65–75% até 2040 e 85–90% até 2050 (face a 2005), assente, entre outros vetores, na descarbonização do sistema eletroprodutor. Neste contexto, a energia eólica *offshore* é identificada como uma das tecnologias com maior potencial de integração no sistema elétrico português a médio e longo prazo. O documento sublinha que, após a expansão das renováveis mais maduras (eólica *onshore* e solar), será necessária a contribuição da eólica *offshore* para garantir a substituição da capacidade em fim de vida e acompanhar o aumento da procura elétrica resultante da eletrificação da economia. Nesse horizonte, prevê-se que a capacidade instalada de eólica *offshore* ultrapasse 1 GW e se torne competitiva antes de 2050. Já a energia das ondas surge no RNC 2050 de forma mais geral, enquadrada no conjunto das energias renováveis oceânicas como contributo potencial para o futuro, mas sem metas quantitativas específicas. Esta formulação reflete o seu carácter emergente e o facto de, em 2019 (data em que foi publicado), ainda não existir maturidade tecnológica suficiente para integrar projeções concretas. Este enquadramento inicial foi posteriormente reforçado pelo PNEC 2030 (revisto em 2024/25), como acima referido, que estabeleceu metas explícitas de 2 GW de eólica *offshore* e 200 MW de energia das ondas até 2030. O documento reconhece, assim, a evolução do setor e a necessidade de acelerar a integração das tecnologias oceânicas no *mix* energético nacional.

Em conjunto, estes dois instrumentos evidenciam a crescente importância atribuída às energias renováveis oceânicas: no RNC 2050, como horizonte de oportunidade estratégica; no PNEC 2030, como compromisso efetivo com metas quantificadas já para a próxima década.

A Estratégia Nacional para o Mar 2030 (ENM 2030) reforça esta visão, ao reconhecer as energias renováveis oceânicas como um vetor estruturante da Economia Azul sustentável. A sua implementação visa não apenas contribuir para os objetivos climáticos, mas também fomentar a criação de emprego qualificado, o desenvolvimento regional em áreas costeiras e insulares, a autonomia energética e a valorização industrial ligada ao mar. A ENM 2030 salienta ainda a importância de estruturar uma cadeia de valor nacional, apoiada em setores como a metalomecânica, a construção naval, os portos e a digitalização, em articulação com centros de investigação e inovação.

Para além do enquadramento nacional, importa destacar a articulação com as metas europeias. A União Europeia estabeleceu, na sua Estratégia para as Energias Renováveis Offshore (2020), objetivos de 60 GW de eólica *offshore* até 2030 e 300 GW até 2050, assim como 1 GW de energia oceânica (ondas e marés) até 2030 e 40 GW até 2050. O PNEC 2030 coloca Portugal em sintonia com estas metas, embora num ponto de partida modesto, dado que a eólica *offshore* flutuante está ainda na fase inicial de expansão e a energia das ondas permanece em estágio de demonstração tecnológica. A relevância está, portanto, não no volume imediato,

³² Devido às características batimétricas das áreas definidas pelo PAER para a instalação de energia eólica *offshore* em Portugal, espera-se que os 2 GW previstos correspondam a projetos de eólica *offshore* flutuante.



mas no posicionamento estratégico de Portugal como laboratório natural para estas tecnologias, aproveitando os recursos oceânicos abundantes.

Do ponto de vista da contribuição diferenciada para a descarbonização, as energias oceânicas apresentam várias vantagens complementares em relação a outras renováveis. A eólica *offshore* flutuante pode fornecer grandes volumes de eletricidade limpa em regiões de águas profundas, onde a eólica fixa não é aplicável. Já a energia das ondas tem o potencial de reduzir a variabilidade do sistema, pois os perfis de produção de ondas e vento são muitas vezes complementares. Esta complementaridade é essencial para um sistema elétrico cada vez mais baseado em renováveis, ajudando a garantir estabilidade, reduzir a necessidade de *backup* fóssil e apoiar a integração de maior quota de energias variáveis.

Em termos de impactos económicos e sociais, as metas nacionais para as energias oceânicas representam uma oportunidade de criação de emprego qualificado, de formação de novas competências e de dinamização de setores industriais ligados ao mar. As regiões costeiras, em particular o Norte de Portugal (com portos como Viana do Castelo e Leixões) e o Centro (Figueira da Foz), poderão beneficiar da especialização em montagem, manutenção e operação de sistemas *offshore*. Nas Regiões Autónomas, o potencial de projetos-piloto em energias oceânicas pode contribuir para reduzir a dependência do diesel e reforçar a resiliência energética local.

Apesar das oportunidades, o setor enfrenta desafios significativos: custos de capital ainda elevados, necessidade de estabilidade regulatória, licenciamento complexo e ausência de instrumentos de financiamento adaptados às tecnologias emergentes. A experiência de outros países europeus demonstra que mecanismos como CfDs (*Contracts for Difference*), apoios a projetos de demonstração e programas dedicados de I&D são fundamentais para acelerar a maturidade tecnológica e criar condições para uma trajetória de redução de custos.

Em síntese, a relevância das energias renováveis oceânicas no cumprimento dos compromissos nacionais de descarbonização reside em três dimensões complementares:

- Contributo direto para as metas de 2030 e 2050, ainda que com quotas modestas a curto prazo;
- Diversificação e complementaridade do sistema elétrico, aumentando a segurança energética e a resiliência face à variabilidade dos recursos;
- Impactos económicos e sociais positivos, reforçando a Economia Azul, a inovação tecnológica e a projeção internacional de Portugal como país pioneiro nas energias do mar.

Assim, mesmo numa fase inicial e com valores quantitativos ainda reduzidos, as energias renováveis oceânicas devem ser vistas como um pilar estratégico da transição energética portuguesa, com impacto decisivo no médio e longo prazo para atingir a neutralidade carbónica.

2.3. Tendências internacionais

A nível internacional, a aposta na energia eólica *offshore* tem sido particularmente evidente, com vários países a avançar com leilões, infraestruturas e projetos de larga escala. Nos contextos geográficos sem plataforma continental extensa, observa-se um forte impulso recente na eólica *offshore* flutuante, considerada uma solução estratégica para viabilizar a exploração de recurso eólico em águas profundas.

Outras formas de energia renovável oceânica, como a energia das ondas e das correntes, têm registado desenvolvimentos sobretudo ao nível da investigação, desenvolvimento e demonstração (I&D), com uma presença mais limitada no radar industrial e nos planos energéticos nacionais. Embora exista reconhecimento crescente do seu potencial, estas tecnologias ainda não atingiram o mesmo grau de maturidade e atratividade



comercial da eólica *offshore*, sendo por isso alvo de uma aposta mais focada em inovação tecnológica e demonstração e validação em ambiente real.

2.3.1. Energia eólica offshore: consolidação internacional e evolução do flutuante

Consolidação internacional da energia eólica offshore fixa

A energia eólica *offshore* afirmou-se, nos últimos anos, como uma das tecnologias mais estratégicas da transição energética global, tanto pela sua capacidade de gerar grandes volumes de eletricidade renovável, como pelo seu papel no desenvolvimento da Economia Azul e na criação de cadeias de valor industriais. O setor vive um momento de forte expansão, mas enfrenta também desafios de financiamento, licenciamento e cadeia de fornecimento que condicionam a execução das metas anunciadas.

O desenvolvimento da energia eólica *offshore* fixa teve início em 1990, com a instalação da primeira turbina na Suécia. Nas suas fases iniciais, o crescimento do setor foi relativamente gradual, tendo sido necessário cerca de duas décadas para atingir aproximadamente 1 GW de capacidade instalada acumulada, marco alcançado em 2007. A partir desse momento, o setor passou a evidenciar um ritmo de crescimento cada vez mais acelerado, como ilustrado na Figura 2-3, evoluindo para um verdadeiro dinamismo industrial, refletido nos elevados volumes de nova capacidade instalada registados nos últimos anos.

A nível global, no final de 2024 a capacidade acumulada de eólica *offshore* atingia 83,2 GW (dentre os quais 0,245 GW eram de projetos de energia eólica flutuante³³), após a ligação à rede de 8 GW de nova capacidade durante o ano (Figura 2-3), com 48 GW em construção³⁴, sinalizando um *pipeline* robusto. Só em 2024 foram atribuídos 56 GW em leilões, o maior volume de sempre. Nestes leilões, a Europa manteve a liderança (23,2 GW), seguida da China (17,4 GW) e de novos mercados asiáticos como a Coreia do Sul, Filipinas e Japão.

A China manteve a liderança mundial pelo sétimo ano consecutivo, com 4 GW ligados em 2024, elevando o total acumulado para 41,8 GW. O país entrou já no seu quarto ano de “paridade de rede”, em que a eletricidade *offshore* recebe a mesma remuneração que a produzida por centrais a carvão, sem necessidade de subsídios governamentais. Apesar disso, as novas adições foram inferiores a 2023, devido a limitações nas ligações à rede e à transição mais lenta do que o esperado entre projetos costeiros e de águas profundas.

A Europa adicionou 2,7 GW, distribuídos por nove parques em quatro países, representando cerca de um terço das novas instalações globais. O Reino Unido contribuiu com 1,2 GW, a Alemanha acrescentou 730 MW e a França 658 MW, incluindo o parque flutuante Provence Grand Large. Os Países Baixos também tiveram uma contribuição relevante.

Na Ásia, excluindo a China, o destaque foi para Taiwan, seguido do Japão e da Coreia do Sul. Nas Américas, apenas os Estados Unidos registaram novas ligações, com o South Fork Wind Farm (132 MW), aumentando a capacidade total em operação no país para 174 MW.

³³ [Report shows 13% increase in floating offshore wind capacity worldwide](#)

³⁴ Dados a maio de 2025.

New offshore wind installations (MW)

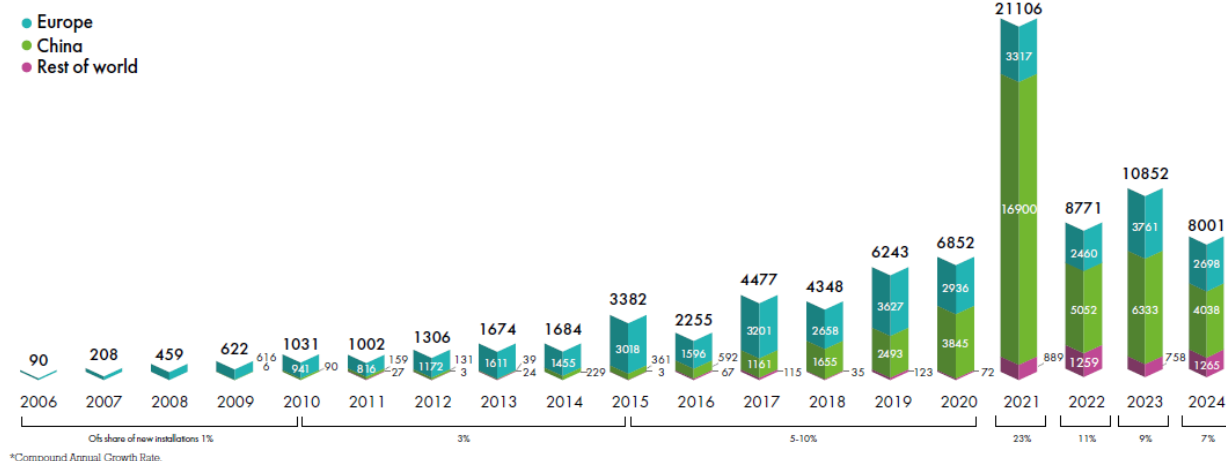


Figura 2-3. Evolução de novas instalações de energia eólica *offshore* (MW) na Europa, China e Resto do Mundo. Fonte: (GWEC, 2025).

O Global Offshore Wind Report 2025 (GWEC, 2025) confirma que a energia eólica *offshore* entrou numa fase de globalização acelerada: além dos tradicionais líderes (Europa, China, EUA), surgem agora países da Ásia-Pacífico (Japão, Coreia do Sul, Austrália, Filipinas) e da América Latina (Brasil, Colômbia), que lançaram programas regulatórios e zonas de concessão específicas. A Austrália, por exemplo, criou a sua primeira zona de desenvolvimento em Gippsland, com potencial estimado em 25 GW.

Uma das tendências mais marcantes da evolução da energia eólica *offshore* em geral é a transição de projetos isolados para infraestruturas integradas, capazes de maximizar a eficiência do sistema elétrico e reforçar o desenvolvimento regional. Em vários países do norte da Europa, estão a ser planeados e desenvolvidos *hubs* energéticos *offshore* e ilhas energéticas, concebidos como plataformas de interconexão que permitem agregar energia de múltiplos parques, partilhar capacidade de rede e distribuir eletricidade para diferentes países. Este modelo, já em fase avançada na Dinamarca e nos Países Baixos, representa uma mudança estrutural, pois substitui a lógica de ligação ponto-a-ponto por sistemas interligados e mais resilientes. Um exemplo emblemático é a Ilha Energética de Bornholm, que interligará Dinamarca e Alemanha.

Um elemento central desta evolução é o uso crescente da tecnologia de corrente contínua de alta tensão (HVDC), que possibilita o transporte de grandes quantidades de energia a longas distâncias com menores perdas elétricas. A integração HVDC é particularmente relevante para parques de grande escala e para cenários em que a eletricidade precisa de ser exportada entre vários países ou utilizada em diferentes formas, incluindo produção de hidrogénio verde *offshore*. Esta tecnologia é já usada em projetos como Dogger Bank (Reino Unido, 3.6 GW) para transporte eficiente de energia a longas distâncias.

No contexto europeu, esta abordagem está a transformar o Mar do Norte num *powerhouse* verde interligado, onde as ilhas energéticas dinamarquesas e os projetos híbridos neerlandeses servirão de modelos replicáveis noutras regiões. Para Portugal, a lição a retirar é a necessidade de planear desde já a integração sistémica da energia eólica *offshore*, não apenas como fonte de eletricidade para consumo interno, mas também como parte de um futuro sistema energético atlântico, com potencial de exportação e de acoplamento setorial com o hidrogénio e outras energias renováveis.

Um dos eixos estratégicos mais destacados na evolução da eólica *offshore* é o reforço da cooperação entre países vizinhos para reduzir custos e aumentar a eficiência (Netherlands Enterprise Agency, 2025). O desenvolvimento de projetos de grande escala exige uma logística altamente especializada, desde navios de



instalação até cadeias de fornecimento e portos preparados para turbinas de 15–20 MW. Nenhum país, isoladamente, conseguirá garantir toda a capacidade necessária de forma economicamente eficiente.

No caso português, embora o contexto geográfico seja distinto do Mar do Norte e a tecnologia a implementar seja flutuante, a lógica de cooperação ibérica e atlântica é igualmente estratégica. A coordenação com Espanha no planeamento de infraestruturas elétricas e logísticas, bem como a ligação a programas europeus de *hubs* energéticos, será essencial para maximizar o valor da energia eólica *offshore* e criar oportunidades adicionais para as energias oceânicas emergentes (ver Secção 3.8).

A adoção de abordagens híbridas em energias renováveis oceânicas consiste na combinação de diferentes tecnologias renováveis no mesmo espaço ou até na mesma infraestrutura, como a integração de energia eólica *offshore* com energia das ondas ou solar flutuante. Estas soluções permitem explorar a complementaridade dos recursos naturais, reduzindo a variabilidade da produção e partilhar infraestruturas como cabos, fundações ou operações de manutenção, com potenciais ganhos de custo e eficiência. Vários projetos europeus já testam este modelo: nos Países Baixos e Bélgica estão em curso projetos de demonstração de solar flutuante em parques eólicos, enquanto no Reino Unido e na Escócia se investigam combinações de ondas, marés e eólica flutuante, muitas vezes acopladas à produção de hidrogénio verde. Entre os principais desafios encontram-se a integração tecnológica, a adaptação do licenciamento e o financiamento, dado o risco associado a maturidades tecnológicas distintas. Para Portugal, o tema tem particular interesse pela complementaridade entre recursos eólicos e de agitação marítima na costa atlântica, que é tema do projeto europeu EU-SCORES, em que Portugal participa através de três parceiros, que procura demonstrar a viabilidade de sistemas híbridos em escala relevante.

Evolução da energia eólica *offshore* flutuante

A energia eólica *offshore* flutuante, ainda com uma capacidade instalada modesta que alcançou os 0,277 GW em 2025³⁵, é hoje considerada a vertente mais promissora da energia eólica no mar, ao permitir explorar zonas de águas profundas, muito mais abundantes a nível mundial, onde as fundações fixas não são tecnicamente ou economicamente viáveis. Desde a instalação da primeira turbina eólica *offshore* flutuante em 2009, têm sido desenvolvidos vários projetos-piloto e demonstrações em diferentes regiões do mundo, contribuindo para a maturação tecnológica desta solução.

A Figura 2-4 compara a evolução da capacidade instalada acumulada nas fases iniciais de desenvolvimento da energia eólica *offshore* com fundações fixas e da energia eólica *offshore* flutuante. A análise evidencia que o desenvolvimento dos primeiros projetos de demonstração e pré-comerciais da eólica *offshore* flutuante tem seguido uma trajetória semelhante à observada na fase inicial da energia eólica *offshore* fixa. Em ambos os casos, o setor necessitou de aproximadamente uma década para evoluir de níveis muito reduzidos de capacidade instalada acumulada, inferiores a 10 MW, para valores superiores a 500 MW.

O crescimento progressivo da capacidade instalada acumulada reflete o crescente interesse da indústria por esta tecnologia e o avanço gradual da sua maturidade tecnológica. A GWEC prevê que a capacidade instalada de energia eólica *offshore* flutuante atinja 31 GW até 2033 (GWEC, 2025), embora tenha revisto em baixa projeções anteriores devido aos custos ainda elevados e ao menor grau de maturidade tecnológica desta solução. Ainda assim, espera-se que o desenvolvimento da energia eólica flutuante beneficie da experiência acumulada no setor já consolidado da energia eólica *offshore* de fundações fixas, uma vez que ambos partilham vários desafios e componentes da cadeia de valor, incluindo infraestruturas portuárias, logística marítima, cadeia de fornecimento e enquadramento regulatório. Neste contexto, Portugal é identificado

³⁵ [Report shows 13% increase in floating offshore wind capacity worldwide](#)

atualmente pela GWEC como um dos cinco mercados mais relevantes neste segmento, em conjunto com o Reino Unido, França, Japão e Coreia do Sul.

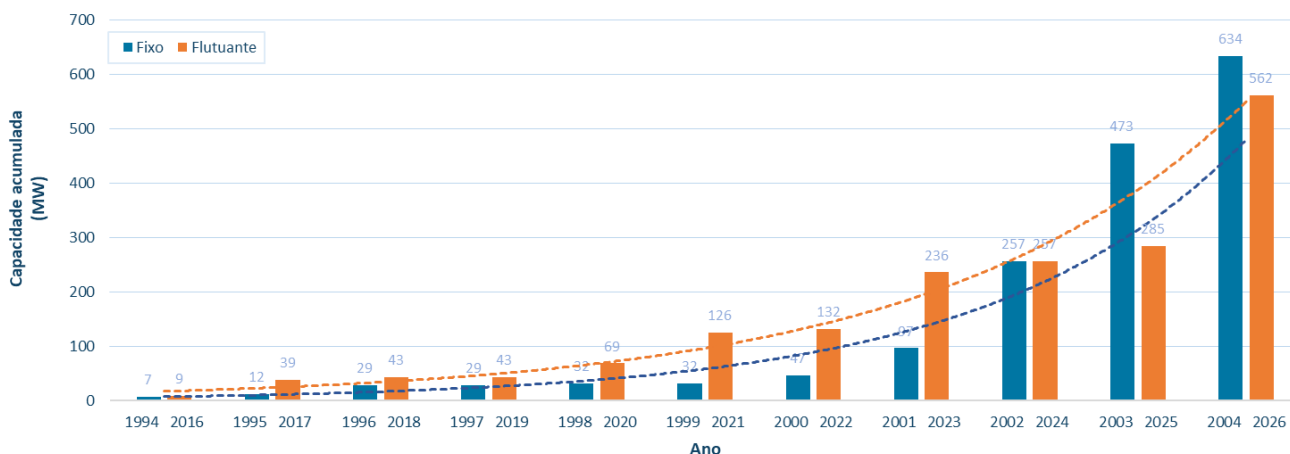


Figura 2-4. Comparação da evolução da capacidade instalada acumulada nas fases iniciais de desenvolvimento da energia eólica *offshore* com fundações fixas (1994–2004; de 7 a 634 MW) e da energia eólica *offshore* flutuante (2016–2026; de 9 a 562 MW), incluindo a representação de curvas exponenciais que refletem a tendência de evolução. Fonte: WavEC (elaboração própria) com base em dados da base de dados 4C Offshore.

A Figura 2-5 apresenta a distribuição, por país, dos projetos de energia eólica *offshore* flutuante atualmente em fase operacional. A Noruega lidera em capacidade instalada, com cerca de 100 MW, seguida do Reino Unido, com 78 MW, e da China, com aproximadamente 40 MW. França e Portugal surgem também com uma presença relevante neste portfólio, com cerca de 27,2 MW e 24,9 MW de capacidade instalada, respetivamente, evidenciando o papel que ambos os países têm desempenhado na fase inicial de demonstração e pré-comercialização desta tecnologia.

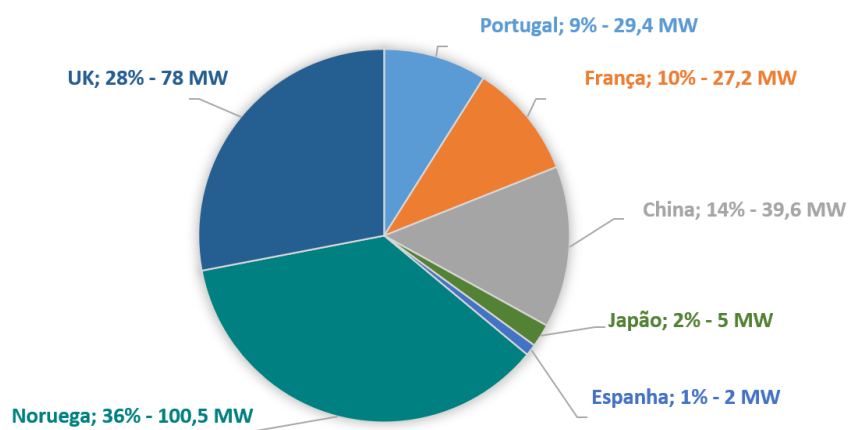


Figura 2-5. Capacidade instalada de energia eólica *offshore* flutuante em operação por país em 2025. Fonte: WavEC (elaboração própria).



Atualmente, existem 16 projetos de eólica *offshore* flutuante plenamente operacionais distribuídos por sete países³⁶:

- **Noruega – UNITECH Zefyros (Hywind Demo) (2,3 MW, 2009):** primeira turbina eólica offshore flutuante do mundo, instalada no centro de testes METCentre.
- **Japão – Sakiyama Floating Wind Turbine (2 MW, 2016):** um dos primeiros projetos-piloto do Japão, que serviu de base para a evolução das iniciativas subsequentes no país.
- **Reino Unido - Hywind Scotland (30 MW, 2017):** primeiro parque eólico offshore flutuante em escala comercial (pré-comercial) do mundo, localizado ao largo da Escócia, demonstrando a viabilidade da tecnologia.
- **França – Floatgen (2 MW, 2018):** primeiro projeto flutuante ligado à rede em França, operado no centro de testes SEM-REV e ainda em funcionamento, confirmando a durabilidade da tecnologia;
- **Portugal – WindFloat Atlantic (25 MW, 2020):** em operação desde 2020 ao largo de Viana do Castelo, foi o primeiro parque flutuante semissubmersível em escala pré-comercial no mundo, posicionando Portugal entre os pioneiros do setor;
- **China – CTGNE Yangjiang Shapa - phase III - floating demo (Sanxia Yinling Hao) (5,5 MW, 2021):** primeiro projeto flutuante do país, instalado no Mar da China Meridional, abrindo caminho à demonstração de novas tecnologias;
- **Noruega – TetraSpar Demonstrator (3,6 MW, 2021):** projeto pioneiro instalado no centro de testes Metcentre, introduzindo um conceito modular industrializável de estrutura tubular flutuante;
- **Reino Unido – Kincardine (47,5 MW, 2021):** localizado ao largo da Escócia, foi durante vários anos o maior parque flutuante do mundo e continua a ser um marco tecnológico na utilização de turbinas Vestas V164-9,5 MW em fundações semissubmersíveis;
- **China – Zhanjiang Floating Demo (6,2 MW, 2022):** projeto de demonstração com turbina de 6,2 MW, reforçando a experiência chinesa em plataformas flutuantes em águas costeiras;
- **China – CNOOC Wenchang Deep-Sea Floating Wind (7,25 MW, 2023):** demonstra a capacidade do país para operar em águas profundas, reforçando o seu papel crescente no setor;
- **Espanha – DemoSATH (2 MW, 2023):** instalado no centro de testes BIMEP (País Basco), utiliza uma plataforma de betão flutuante do tipo SATH, marcando o primeiro projeto offshore flutuante de Espanha;
- **Noruega – Hywind Tampen (95 MW de capacidade instalada - 88 MW de conexão à rede, 2023):** inaugurado em 2023, é atualmente o maior parque flutuante em operação no mundo, fornecendo eletricidade a plataformas petrolíferas no Mar do Norte;
- **China - Mingyang OceanX (Qingzhou IV) (16,6 MW, 2024):** plataforma flutuante inovadora com duas turbinas no mesmo flutuador (conceito “dual-rotor”), concebida para reduzir custos por MW e acelerar a escala industrial;
- **China – Longyuan Nanri Island Floating Project (4 MW + solar, 2024):** primeiro projeto híbrido flutuante eólico-solar no mundo, combinando uma turbina de 4 MW com módulos fotovoltaicos flutuantes;

³⁶ <https://www.4coffshore.com/windfarms/>

- **França – Provence Grand Large (25 MW, 2025) e Eolmed (30 MW, previsto 2026):** primeiros projetos-piloto flutuantes no Mediterrâneo; o país já adjudicou três projetos comerciais de 250 MW cada, marcando a transição para a escala industrial;
- **Japão – Kitakyushu NEDO Demonstration (3 MW, 2022):** projeto de demonstração no âmbito do programa NEDO, testando uma nova geração de turbinas flutuantes otimizadas para condições de tufão.

Estes projetos representam um laboratório global de inovação, com diferentes abordagens tecnológicas (semi-submersível, *spar*, *barge*, TLP e conceitos híbridos), que permitem testar soluções adaptadas a condições de mar e regimes de vento distintos. O progresso é visível tanto na escala das turbinas, que já atingem 15–16 MW, como na diversificação geográfica dos investimentos, que hoje abrangem Europa, Ásia e América do Norte.

Desafios persistentes

Apesar do dinamismo da energia eólica *offshore* de fundação fixa e da crescente evolução da eólica *offshore* flutuante, subsistem desafios críticos associados ao desenvolvimento do setor da eólica *offshore*:

- Custos de capital elevados;
- Inflação dos materiais;
- Constrangimentos da cadeia de fornecimento;
- Morosidade no licenciamento;
- Modelos de leilão que nem sempre garantem viabilidade económica.

Nos últimos anos, embora volumes consideráveis de capacidade tenham sido atribuídos em leilões na Europa, apenas uma parte desses projetos avançou até à decisão final de investimento (FID). Esta discrepância revela o desfasamento entre as metas políticas e a execução real, condicionada por custos de capital elevados, inflação dos materiais, limitações da cadeia de fornecimento e incertezas regulatórias. Muitos países estão já a reformular os seus modelos de leilão, integrando critérios de sustentabilidade, conteúdo local e inovação tecnológica, para garantir projetos economicamente viáveis e industrialmente relevantes para a sua economia.

O ano de 2025 é visto como um “ponto de inflexão” para o setor: sem reformas rápidas nos modelos de leilão, no financiamento e no reforço da cadeia industrial, a concretização das metas poderá ficar comprometida.

Apesar dos desafios, a energia eólica *offshore* atravessa uma fase de expansão acelerada:

- Na Europa, o crescimento recente foi mais modesto, mas as metas nacionais são muito ambiciosas e continuam a posicionar a região como polo de liderança tecnológica e regulatória;
- Na China a escala é o fator dominante e aposta-se na dimensão massiva da capacidade instalada todos os anos, mais do que em qualquer outro país ou mesmo mais do que toda a Europa junta num determinado ano;
- Nos novos mercados globais, a Ásia-Pacífico e a América Latina emergem como protagonistas da próxima vaga de crescimento;
- A eólica flutuante começa a afirmar-se como solução estratégica para países de mar profundo, incluindo Portugal.

Em síntese, a energia eólica *offshore* está hoje no centro da agenda de descarbonização global: combina ambição política, inovação tecnológica e impacto económico, mas precisa de superar barreiras de custo, licenciamento e cadeia de fornecimento para que as metas anunciadas se traduzam em capacidade efetivamente instalada.



2.3.2. Energia das ondas: progressos emergentes

O estado das tecnologias de energia das ondas apresenta-se numa fase muito distinta da eólica *offshore*, mas tem vindo a ganhar maior visibilidade no cenário internacional. Trata-se de um setor emergente, onde predominam projetos de demonstração e capacidades instaladas modestas, em contraste com a escala industrial da energia eólica. No entanto, os progressos alcançados nos últimos anos revelam um caminho promissor de melhorias tecnológicas, aumento da fiabilidade dos dispositivos e programas de apoio dedicados demonstram que a energia das ondas pode vir a desempenhar um papel complementar relevante no futuro *mix* energético oceânico.

Em 2023 foi instalado um dispositivo de 300 kW na Aguçadoura, em Portugal, pela empresa CorPower e em 2024 registaram-se avanços para uma futura se a instalação de dois dispositivos em escala real, (a tecnologia CETO e OE35 na Espanha e Reino Unido, respetivamente). A Europa já instalou 13,5 MW desde 2010, embora a maioria tenha sido descomissionada após programas de demonstração. Existe um pipeline significativo para os próximos cinco anos, suportado por financiamento europeu (Horizon Europe, Innovation Fund – descritos na Secção 4.2.2) que já atribuiu apoios a parques em Portugal e Irlanda.

Um exemplo particularmente relevante é o programa EuropeWave, um instrumento de financiamento público inovador e especificamente orientado para a energia das ondas. Este programa europeu segue uma abordagem competitiva por fases (*stage-gate*), permitindo apoiar o desenvolvimento de tecnologias desde a fase de protótipo até à demonstração em mar aberto. Financiada pelo Horizon 2020, em colaboração com entidades públicas da Escócia e País Basco, o EuropeWave procura selecionar os conceitos mais promissores, testá-los em condições reais de mar e acelerar o seu caminho para a pré-comercialização.

A Europa continua a liderar em termos tecnológicos, no entanto, a China está a acelerar o apoio financeiro e político, tendo avançado recentemente com legislação favorável e a abertura de novos centros de teste. Também em 2024, os EUA atingiram o maior orçamento anual de sempre para as energias oceânicas (141 milhões de dólares), com incertezas quanto à sua continuidade, dado o atual contexto político norte-americano.

Em 2024, a CorPower Ocean assegurou um financiamento de 40 milhões de euros do Innovation Fund para apoiar o desenvolvimento do VianaWave, um parque pré-comercial de energia das ondas com 10 MW a instalar ao largo do norte de Portugal. As operações estão previstas para 2028/2029, marcando a transição da fase de demonstração (HiWave-5) para a primeira central em escala pré-comercial. Para além da componente tecnológica, o projeto prevê investimentos em infraestruturas em terra, incluindo o reforço da rede elétrica na Aguçadoura e Póvoa de Varzim e o desenvolvimento da base operacional da empresa no Porto de Viana do Castelo. Estima-se que 75% do valor do projeto seja investido em Portugal, impulsionando a economia local e gerando emprego qualificado em engenharia, construção e operações. Em paralelo, está também em desenvolvimento um projeto pioneiro de energia das ondas integrado numa infraestrutura portuária existente: no molhe norte da barra do Douro, a APDL, em parceria com a Eco Wave Power, prevê a instalação de uma unidade de pequena produção de 1 MW³⁷, com flutuadores e sistemas de conversão integrados no quebra-mar, explorando uma via complementar de implementação mais próxima da costa e com grande potencial de replicação noutros portos.

Importa salientar que a energia das ondas representa uma oportunidade estratégica em Portugal, beneficiando do pioneirismo nacional e do elevado potencial da costa atlântica.

³⁷ [Eco Wave Power Advances 1 MW Wave Energy Project in Porto, Portugal; Completes Ocean Wave Assessment with MetOcean Consult and Submits Full Execution Plan to APDL - Eco Wave Power](#)



2.3.3. Tendências políticas e regulatórias

O setor da energia eólica *offshore*, tando de soluções fixas quanto flutuantes, está num ponto de viragem, em que a ambição política e a realidade da implementação caminham em ritmos distintos. A nível global, as metas para a capacidade instalada continuam a aumentar, em especial na Europa e na Ásia, refletindo o papel estratégico desta tecnologia no cumprimento da neutralidade carbónica. Contudo, começa a ser evidente um desfasamento entre as metas definidas e o ritmo de execução dos projetos, levantando preocupações quanto à capacidade de atingir os objetivos estabelecidos para 2030 e 2050.

Há uma pressão para acelerar leilões e atribuições de capacidade, mas o *gap* entre metas e execução real é crescente, criando risco de incumprimento dos objetivos climáticos.

Um dos principais desafios identificados prende-se com a competitividade económica. O aumento dos custos de matérias-primas, energia e financiamento pressionam a cadeia de valor, colocando em causa a sustentabilidade de alguns projetos. Os modelos de leilão baseados apenas no critério do preço mínimo revelaram-se insuficientes e até contraproducentes, pelo que vários países estão a adotar abordagens mais equilibradas, que incluem critérios de valor industrial, sustentabilidade ambiental e inovação tecnológica.

Há consenso de que a capacidade industrial global não é suficiente para responder à procura projetada. Daí decorre uma aposta clara em políticas de conteúdo local, no reforço de clusters industriais ligados a portos estratégicos e em investimentos direcionados para expandir as cadeias de fornecimento. A lógica de desenvolvimento regional, que integra emprego qualificado e inovação, está a tornar-se um pilar central das políticas nacionais.

Em suma, a energia eólica *offshore* vive uma fase de forte expansão, mas também de ajustamento estrutural. Para que o setor cumpra o seu papel central na transição energética, será essencial alinhar a ambição política com condições de mercado realistas, reforçar cadeias de valor industriais, acelerar licenciamento e assegurar que a sustentabilidade se mantém no centro das soluções desenvolvidas.

Como referido, um dos grandes obstáculos que persiste é o licenciamento. A morosidade e complexidade dos processos administrativos continuam a atrasar projetos em diversos países. Nos últimos anos, tem-se assistido a uma forte mobilização de políticas públicas destinadas a impulsionar a energia eólica *offshore*, com diversos países europeus a adotar instrumentos convergentes para responder aos principais desafios do setor. Identificam-se quatro tendências principais, com exemplos práticos e relevância direta para a definição de boas práticas aplicáveis também ao contexto português:

- **Pactos entre governos e indústria:** vários países têm promovido acordos estruturados entre o setor público e o setor privado, com o objetivo de alinhar metas de capacidade instalada com estratégias de desenvolvimento industrial e criação de emprego qualificado. Estes pactos, como o Offshore Wind Sector Deal no Reino Unido ou iniciativas similares em França e Espanha, permitem uma melhor articulação de investimento na cadeia de valor local (fabrico, montagem, manutenção), além de estimular formação e reconversão de competências. Tem-se revelado eficaz para atrair investimento estratégico, sobretudo em regiões costeiras com vocação industrial;
- **Projetos de aceleração e reformas nos processos de licenciamento:** o tempo necessário para licenciar projetos *offshore* continua a ser um dos maiores obstáculos à expansão do setor. Para enfrentar este desafio, países como Alemanha, França, Países Baixos e Reino Unido lançaram programas de aceleração que simplificam etapas procedimentais, impõem prazos máximos para decisões administrativas e reformam a legislação ambiental para uma maior previsibilidade sem comprometimento da proteção ambiental. Estas medidas têm permitido reduzir significativamente os ciclos de desenvolvimento de projetos e dar maior segurança jurídica e económica aos promotores;

- **Estudos prévios centralizados:** outra prática em expansão consiste na realização de estudos técnicos e ambientais prévios pelo Estado, antes da atribuição das áreas de concessão. Países como os Países Baixos, Bélgica e Dinamarca adotaram este modelo. Esta centralização é também vista como uma forma de garantir maior planeamento estratégico, favorecendo a compatibilização com outros usos do mar. A caracterização ambiental, geotécnica e de recurso eólico antes do lançamento de concursos ou leilões permite otimizar a utilização de recursos públicos e privados, reduzir custos iniciais e incertezas e atrair mais operadores;
- **Modelos de “balcão único” ou *one-stop shop*:** a criação de estruturas administrativas dedicadas e interministeriais, que funcionam como ponto único de contacto para o licenciamento de projetos, tem vindo a ganhar expressão, em especial nos Países Baixos e Dinamarca. Estes modelos permitem acelerar a tramitação de autorizações. Uma abordagem associada a uma clara definição de competências entre entidades marítimas, ambientais e energéticas contribui para acelerar a concretização de projetos. A experiência destes países demonstra que a criação de agências especializadas ou estruturas coordenadoras pode ser decisiva para desbloquear entraves administrativos e agilizar a concretização dos projetos.

Destaca-se também a crescente atenção dada à sustentabilidade e à coexistência com os ecossistemas marinhos. As políticas e a inovação tecnológica estão a convergir no sentido de integrar medidas ambientais desde a conceção dos projetos, incluindo soluções de fundações que funcionam como habitats artificiais, planos de monitorização ecológica contínua e iniciativas para promover a circularidade, nomeadamente através da reciclagem de pás e do desenvolvimento de novos materiais de baixo impacto e incorporação de critérios de circularidade no projeto das turbinas.

Neste ponto, começa igualmente a ganhar relevância a regulação da gestão de resíduos e do desmantelamento de projetos. A nível europeu, têm vindo a ser introduzidos requisitos ligados à responsabilidade alargada do produtor, planos de desmantelamento obrigatórios no licenciamento e critérios de circularidade em leilões públicos. Para a energia eólica *offshore* flutuante, este aspeto é particularmente relevante, dado o elevado volume de materiais críticos envolvidos. Assim, políticas de reutilização e reciclagem passam a ser não apenas boas práticas, mas tendem a tornar-se obrigações regulatórias.

Embora as políticas públicas internacionais se tenham concentrado sobretudo na energia eólica *offshore*, pela sua maturidade tecnológica e escala industrial, grande parte das tendências e instrumentos políticos identificados para o eólico *offshore* têm uma aplicabilidade transversal às energias renováveis oceânicas, ainda que com nuances distintas.

No setor da energia das ondas, o foco deve estar em mecanismos de demonstração, simplificação de processos e apoio industrial dirigido, de forma a garantir que o setor das ondas acompanha, ainda que em menor escala, a dinâmica de aceleração política e regulatória já visível na eólica *offshore*.

Uma tendência internacional crescente no domínio das energias renováveis oceânicas é a criação de zonas piloto dedicadas, que permitem às empresas testar, demonstrar e validar tecnologias em condições reais de operação, beneficiando de um enquadramento regulatório simplificado e de apoio em infraestruturas. Estes espaços funcionam como verdadeiros aceleradores de inovação, reduzindo custos e riscos para os promotores, ao mesmo tempo que geram informação crítica para as autoridades, investidores e restantes partes interessadas. A Secção 3.5.4 apresenta exemplos de centros de referência no desenvolvimento das energias oceânicas, bem como uma descrição das infraestruturas de teste disponíveis em Portugal, nomeadamente Aguçadoura e a ZLT de Viana do Castelo.

2.3.4. Tendências tecnológicas

Do ponto de vista tecnológico, mantém-se a tendência de aumento da escala das turbinas e dos projetos de energia eólica *offshore*. Em 2024, a potência média das turbinas de energia eólica *offshore* fixa ligadas na Europa foi de 10,1 MW, enquanto as turbinas encomendadas atingiram já 14,8 MW, confirmando a transição rápida para equipamentos acima dos 15 MW, Figura 2-6. Os parques eólicos estão igualmente a aumentar de escala, passando de dimensões de MW para vários GW, o que exige infraestruturas portuárias adaptadas, novas soluções logísticas e redes elétricas de maior capacidade. Esta tendência também se observa na energia eólica *offshore* flutuante, onde a China já se encontra a testar turbinas flutuantes de 16 MW e 20 MW³⁸.

O reforço das cadeias de fornecimento e da infraestrutura portuária torna-se, assim, condição essencial para acomodar esta nova geração de turbinas, incluindo soluções flutuantes.

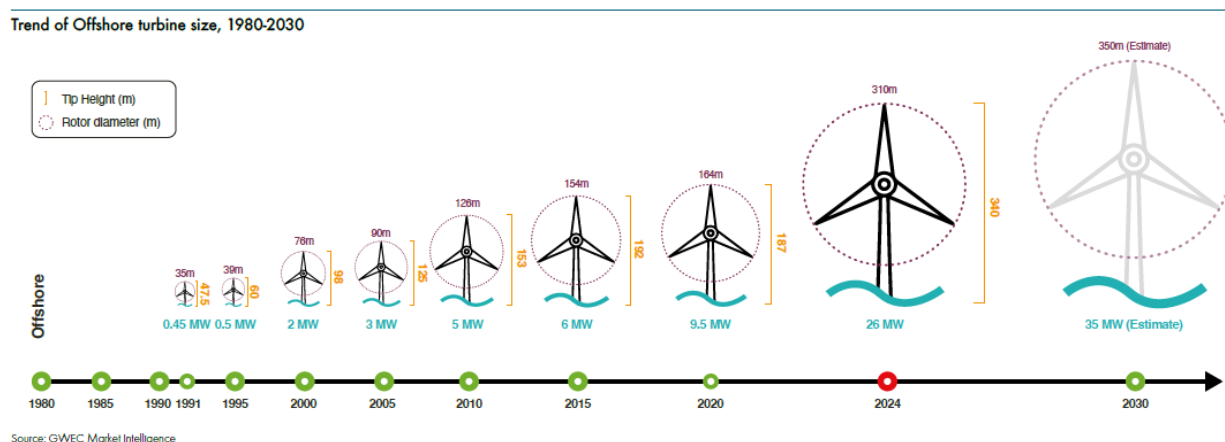


Figura 2-6. Evolução do tamanho das turbinas eólicas *offshore* instaladas entre 1980-2030.

Fonte: (GWEC, 2025).

A análise da base de dados internacional 4C Offshore Floating Tech Tracker ³⁹(julho de 2025) permite identificar tendências tecnológicas claras no desenvolvimento de conceitos flutuantes para energia eólica *offshore*. Esta fonte reúne informação detalhada sobre mais de 150 conceitos tecnológicos em desenvolvimento ou demonstração. Destaca-se a forte predominância de plataformas do tipo semi-submersível, com mais de 70 conceitos registados, evidenciando a sua versatilidade e maturação relativamente superior. Seguem-se as fundações do tipo *Spar*, TLP (*Tension Leg Platform*) e *barge*, refletindo a diversidade de abordagens ainda em curso, numa fase de pré-comercialização em muitos mercados.

Apesar das pressões inflacionistas e do aumento do custo dos materiais, que colocam desafios à sustentabilidade económica da cadeia de fornecimento, a redução dos custos, que se tem verificado ao longo dos anos, continua a ser um objetivo central das atividades de investigação e desenvolvimento, particularmente no caso da eólica *offshore* flutuante. Nesse sentido a expansão da energia eólica *offshore* em geral tem sido acompanhada por uma forte aposta na digitalização, na utilização de inteligência artificial para

³⁸ [CRRC Installs 'World's Largest' Floating Offshore Wind Turbine in China | Offshore Wind](#)

³⁹ <https://www.4coffshore.com/windfarms/>



manutenção preditiva e nos gémeos digitais para otimização do desempenho, bem como no aumento da potência das turbinas e otimização das plataformas que as sustentam.

No caso da energia das ondas, o panorama tecnológico apresenta-se bastante distinto. A análise de projetos em desenvolvimento demonstra que ainda não existe convergência clara para um conceito dominante. Coexistem diversas abordagens, desde colunas oscilantes (*oscillating water columns*), a absorvedores pontuais (*point absorbers*), atenuadores lineares (*attenuators*), osciladores de superfície e de corpo submerso, até soluções integradas em infraestruturas costeiras. Esta diversidade reflete o carácter ainda experimental do setor e a busca por modelos que conciliem eficiência, fiabilidade, facilidade de manutenção e a redução de custos.

Apesar das dificuldades inerentes, nomeadamente os custos elevados, a durabilidade dos equipamentos em ambiente marítimo hostil e a necessidade de apoio continuado à demonstração em escala real, verifica-se um progresso constante em termos de fiabilidade e desempenho. Os programas europeus e nacionais têm sido fundamentais para apoiar esta fase de pré-comercialização, ajudando a aproximar a energia das ondas do mercado.

2.4. Ponto de situação em Portugal

Portugal é frequentemente reconhecido como exemplo de sucesso na implementação a larga escala de energias renováveis, em particular eólica *onshore*, ao longo das últimas duas décadas. Contudo, importa referir que Portugal começou a sua transição energética muito antes do surgimento das primeiras diretivas da União Europeia destinadas a acelerar a adoção de energias renováveis. Enquanto país praticamente desprovido de reservas de hidrocarbonetos, Portugal sempre foi um importador líquido de combustíveis fósseis e desde cedo estruturou o seu sistema elétrico em torno da hidroeletricidade para mitigar a sua insegurança energética (Vieira, Correia da Fonseca, Cardoso, & Henriques, 2024).

Face à necessidade de diversificar e descentralizar o sistema energético, a abundância de recursos marinhos e a profunda ligação histórica e emocional do país ao mar tornaram inevitável o interesse nacional pelas energias renováveis oceânicas. As próximas subsecções apresentam o ponto de situação das renováveis oceânicas em Portugal, incluindo o grau de implementação de projetos, o papel das infraestruturas elétricas e portuárias, e a identificação preliminar dos principais intervenientes do sector, tanto públicos, como privados e académicos.

2.4.1. Projetos anteriores

Portugal tem já um histórico considerável de implementação de projetos de energias renováveis marinhas. O país pode ser considerado pioneiro no desenvolvimento e instalação de equipamentos de extração de energia das ondas, sendo a central do Pico (Açores) o exemplo mais notável e antigo, datando a instalação de 1999. Já na região continental, vários dispositivos de energia das ondas com diferentes conceitos foram instalados como demonstradores em zona de teste definidas para o efeito, sobretudo na Aguçadoura, incluindo as tecnologias AWS (2004), Pelamis (2008) e CorPower Ocean (2020) e em Peniche, com os protótipos WaveRoller (2009, 2017). No entanto, nenhum dos dispositivos de energia das ondas instalados até ao momento conseguiu ainda atingir a maturidade e dimensão industrial/comercial, podendo o respetivo estado de maturidade tecnológico (TRL) ser classificado entre os níveis 6 e 7.

Por outro lado, a energia eólica *offshore* com fundações fixas encontra-se já amplamente implementada globalmente, existindo parques eólicos de escala industrial e comercial há já mais de 20 anos (HornsRev, 2025). Em Portugal, a elevada profundidade da maioria das águas costeiras implica a necessidade de optar por turbinas instaladas em plataformas flutuantes, cuja tecnologia permanece menos desenvolvida. Portugal é pioneiro no desenvolvimento de turbinas flutuantes atendendo ao teste do protótipo WindFloat 1 e à



instalação do parque eólico WindFloat Atlantic (WFA). Dada a sua incontornável relevância no contexto nacional, apresenta-se a seguir uma descrição mais detalhada desta família de projetos.

Importa antes de mais realçar que este foi o primeiro projeto pré-comercial no mundo que emprega uma plataforma do tipo semi-submersível, e o segundo parque flutuante a ser instalado mundialmente. Não sendo esta topologia exclusiva de aplicação em turbinas eólicas, a sua utilização neste tipo de tecnologia trouxe necessariamente desafios acrescidos, nomeadamente devido às elevadas forças (e momentos) aerodinâmicas no rotor da turbina (inerentes à extração de energia eólica) que devem obrigatoriamente ser contrabalançadas pela plataforma e à necessidade de minimizar os movimentos da plataforma de modo a reduzir os esforços mecânicos sobre a turbina.

Após o desenvolvimento do conceito em laboratório, a primeira instalação-protótipo foi feita no local de testes da Aguçadoura no ano de 2011, correspondendo à versão denominada WindFloat 1. Este sistema incorporava já a inovadora plataforma semi-submersível desenvolvida pela Principle Power (PPI), que utiliza um sistema de controlo ativo de lastro para ajudar na estabilidade da plataforma de suporte da turbina, nomeadamente efetuando a bombagem de água entre diferentes colunas consoante a direção do vento. Este sistema da plataforma pretende ser agnóstico em relação à turbina, ou seja, podem ser instalados diferentes modelos de turbina na plataforma, conquanto se respeite a escala para a qual foi projetado. Desde a instalação do WindFloat 1 em 2011, com uma turbina de 2 MW, e durante um período de 5 anos, o sistema protótipo manteve uma boa capacidade de produção e sobreviveu sem danos substanciais⁴⁰ apesar das condições meteorológicas extremas verificadas, incluindo ondas de 17 m e vento de 111 km/h.

Estabelecida a prova do conceito e o elevado potencial da tecnologia, a segunda fase consistiu na obtenção de licenças, incluindo a licença ambiental, recebida em novembro de 2015, a emissão do TUPEM (Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo) para a área onde se desenvolveu o projeto WFA (Figura 2-7) localizada a cerca de 18 km do porto de Viana do Castelo, a licença para instalação do cabo elétrico para transportar a energia do parque eólico para a costa e a licença para injetar a energia produzida na rede elétrica, emitida pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) em março de 2018.

Seguiu-se então a obtenção de financiamento para a construção do projeto. Este foi conseguido através de um empréstimo de 60 M€ facultado pelo Banco Europeu de Investimento (EIB) em outubro de 2018. À época o EIB financiou o projeto WFA através do programa InnovFin Energy Demo, que se destinava a apoiar projetos pioneiros e foi desenvolvido em conjunto com a CE. O projeto recebeu também fundos do programa NER300, um mecanismo desenvolvido pela Comissão Europeia (CE) para financiar projetos de demonstração comercial, portanto com elevado TRL, bem como do programa PO SEUR que ajudou a financiar o cabo elétrico *offshore*.

Estando assegurado o financiamento, procedeu-se à construção e instalação do projeto. Para tal foram necessárias várias etapas, começando pela construção das plataformas, duas das quais em Portugal (Setúbal, estaleiros da Lisnave), e dos componentes das turbinas eólicas. Após a manufatura, os componentes das turbinas e as plataformas foram transportados para o porto de Ferrol, na Galiza, onde o sistema foi montado e as turbinas instaladas nas plataformas. Posteriormente, foram instaladas as amarrações e respetivas âncoras no local concessionado. Seguidamente os sistemas plataforma-turbina foram rebocados até ao local e conectados às linhas de amarração, previamente instaladas. Por fim, foi estabelecida a ligação elétrica entre as plataformas e a rede, ficando a conexão completa no final de 2019. A ligação à rede é conseguida através do cabo elétrico de transporte, instalado e operado pela REN, que tem uma capacidade nominal de 200 MVA mas está atualmente limitado a operar a uma potência de 80 MVA, e a uma tensão de 60 KV, como descrito na subsecção seguinte. Em fevereiro de 2020 foi pela primeira vez produzida energia elétrica no parque,

⁴⁰ Havendo, contudo, danos numa escada de acesso e uma falha crítica no cado de comunicação por fibra ótica.

ficando o projeto, constituído por três turbinas perfazendo uma potência instalada de 25 MW, integralmente operacional em julho de 2020.



Figura 2-7. Diferentes fases do projeto WFA, incluindo construção e reboque da plataforma, montagem da turbina no cais e após instalação. Fonte: <https://www.windfloat-atlantic.com/the-wind-farm/#history>.

Atualmente o projeto WFA está em operação, tendo a sua base logística de manutenção no porto comercial de Viana do Castelo. A instalação foi projetada e certificada para operar durante 25 anos, pelo que o seu desmantelamento está previsto para o ano de 2045.

Pelo seu carácter inovador e pelo impacto gerado na expansão do setor, o projeto WFA afirma-se como uma referência incontornável no desenvolvimento e integração das energias renováveis, com destaque no panorama nacional e internacional.

2.4.2. Infraestrutura elétrica

A existência duma infraestrutura elétrica adequada é indispensável para a implementação de centrais de produção de energia no oceano. Isto acarreta requisitos tanto em termos do transporte de energia do *offshore* para a costa como para a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), ao nível da Rede Nacional de Distribuição (RND) e previsivelmente também ao nível da Rede Nacional de Transporte (RNT). A noção de “adequada”, no entanto, traduz frequentemente o compromisso entre o que seria desejável dum ponto de vista da robustez, fiabilidade e redundância, para tecnologias em geral e para a rede elétrica em particular, e o que é efetivamente possível atendendo ao custo efetivo e financiamento disponível.

Por outro lado, a evolução do sistema elétrico português como um todo não pode ser dissociada do contexto ibérico e internacional. Tal acontece devido à estreita interconectividade com a rede espanhola, e consequente dependência também, dada a dimensão relativa das potências envolvidas. Esta dependência manifesta-se não apenas na dimensão tecnológica, mas também na dimensão económica. Mais concretamente, devido à existência de uma grande capacidade instalada de energia renovável, atualmente é frequente haver abundância de eletricidade barata, produzida por energias renováveis, particularmente solar. Tal facto pode acarretar uma concentração de fluxos de potência elétrica em alguns nós/locais da rede e



propiciar flutuações maiores de tensão e/ou frequência, o que por sua vez aumenta a complexidade associada à gestão global do sistema e operação da rede. Adicionalmente, importa referir que esta abundância de energia elétrica barata de outras fontes renováveis pode levar a eventos de *curtailment* em instalações de energia eólica *offshore* (K. Robbelein, 2023), como acontece já noutras regiões europeias, o que por sua vez poderá induzir maior desgaste nas estruturas das turbinas se os regimes de funcionamento forem alterados muito frequentemente.

Concretamente em relação ao atual ponto da situação em Portugal das ligações elétricas à produção de energia no oceano, importa mais uma vez considerar os desenvolvimentos no âmbito do projeto WFA. Isto não só porque é atualmente a única ligação deste tipo, mas também porque compreender o seu contexto e especificidade permite também prever e extrapolar futuros desenvolvimentos, para a zona de Viana do Castelo e para outras regiões do país.

Segundo o Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte para 2022 (Rede Elétrica Nacional, REN, 2021) e para 2025 (Rede Elétrica Nacional, REN, 2024), a ligação elétrica teria sido originalmente projetada tendo em vista um (conjunto de) parque(s) eólico(s) com uma capacidade de 500 MW, optando-se à época por dividir a potência transmitida por dois cabos idênticos, cada um portanto com uma capacidade de transmissão de 200 MVA. Ainda segundo a mesma referência, o desenvolvimento da infraestrutura elétrica para acomodar a produção de energia *offshore* na zona de Viana do castelo teve três fases.

A primeira fase correspondeu essencialmente à instalação da infraestrutura necessária para transportar e distribuir a energia elétrica produzida pelo WFA. Assim, foi instalado então o cabo submarino de transporte em 2019, com cerca de 17 km de comprimento e dimensionado para uma tensão de 150 kV, embora operando nesta primeira fase apenas a 60 kV. A ligação foi efetuada à subestação de Monserrate (junto ao porto de Viana do Castelo) da RND. Corresponde ainda à primeira fase a colocação em serviço do posto de corte, em 2021.

A segunda fase visa atingir uma capacidade máxima de 80 MVA, mantendo-se, no entanto, o cabo submarino a operar a 60 kV. Essencialmente, isto corresponde a acomodar os montantes de potência instalada *offshore* que forem sendo instalados adicionalmente aos 25 MW do WFA, até esgotar a capacidade do cabo submarino de transporte quando operado a 60 kV. Para tal a RESP deverá ser reforçada promovendo uma ligação entre o posto de corte de Viana e a subestação de Vila Fria da RNT, em que esta nova linha de transporte seria em parte subterrânea e em parte aérea. Esta infraestrutura será projetada para 150 KV mas poderá inicialmente funcionar apenas a 60 kV.

Por fim, a terceira fase tem como objetivo acomodar valores de potência *offshore* superiores a 80 MVA e até ao máximo da capacidade do cabo submarino, de 200 MVA, querendo dizer que toda a infraestrutura desde o(s) parque(s) eólico(s) até à subestação de Vila Fria passará a operar a 150 kV. Isto implica que nesta fase terá de entrar em operação uma subestação *offshore* à qual os cabos *interarray*⁴¹ do parque, a 60 kV, serão ligados, aumentando-se a tensão⁴² para 150 kV. À subestação será também ligado o cabo submarino de transporte já existente, mas que passará a trabalhar a 150 kV. Adicionalmente, em terra, a infraestrutura da RNT de ligação à subestação de Vila Fria mencionada na fase 2 requer ainda a instalação de um novo painel de linha a 150 kV nessa subestação.

⁴¹ que ligam as turbinas entre si.

⁴² Geralmente é a intensidade de corrente (*Ampère*), juntamente com as condições a que está exposto e nomeadamente o nível de dissipação de calor, que determina os limites operacionais de um cabo de transporte. Sucintamente, ao aumentar a tensão de operação diminui-se a intensidade de corrente para a mesma potência transmitida.

Sumarizando, nas condições atuais o cabo submarino de transporte está a operar a uma tensão inferior à projetada suportando apenas uma transmissão de potência de 80 MVA, pelo será necessário instalar uma subestação *offshore* se a potência eólica instalada aumentar significativamente. A Figura 2-8 mapeia a zona costeira de Viana do Castelo, ilustrando a localização do referido cabo de transmissão, assim como as áreas especializadas definidas no PSOEM.

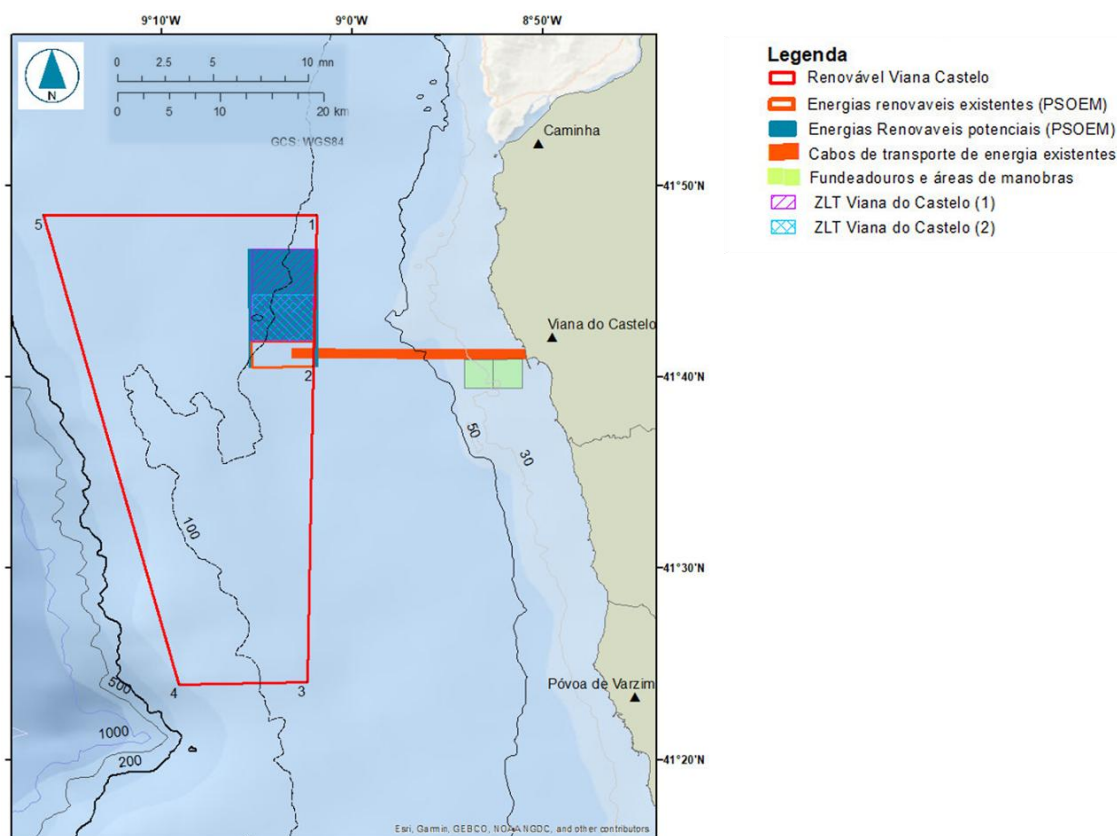


Figura 2-8. Mapa da zona costeira da ZLT de Viana do Castelo, incluindo a localização do cabo de transmissão. Fonte: adaptado de (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).

No que respeita ao futuro, Portugal apresenta uma visão para o desenvolvimento e implementação de parques eólicos *offshore*, entretanto atualizada (Governo de Portugal, GOV, 2024), com metas mais realistas em termos de calendário e capacidade adicional instalada. Neste sentido foram antecipadas já algumas características recomendáveis da futura arquitetura de rede (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023). Nomeadamente, parece claro que se deve recorrer a subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho, por forma a fazer a agregação da ligação dos centros electroprodutores e assim reduzir a quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra. Desta forma, e segundo o grau de agregação, diferentes soluções topológicas serão possíveis, dependendo do grau de resiliência pretendido para a rede face a falhas nos seus componentes. Por outro lado, antecipa-se que a opção por soluções normalizadas ao invés de soluções customizadas caso-a-caso, quer para os cabos submarinos, quer para as subestações *offshore*, poderá ser um fator crítico para a expansão dos parques eólicos, tendo em conta os efeitos de escala que as soluções normalizadas permitem.

A Figura 2-9 ilustra o atual traçado da RNT, as áreas especializadas e os pontos de ligação previstos para as diferentes zonas, identificadas de A a E, onde poderão vir a ser estabelecidas conexões para ligação à rede,

previsivelmente, no nível de tensão de 400 kV. A Tabela 2-1 detalha a localização e especificidade de cada uma das zonas.

Espera-se que, pelo menos numa fase inicial, os parques eólicos *offshore* apenas tenham conexão direta à rede nacional, pelo que, dum ponto de vista da comercialização da energia elétrica, a criação de zonas de licitação específicas não parece ser justificada. No entanto, e prevendo-se um aumento da complexidade destes sistemas *offshore* que inclua, por exemplo, futuras ligações internacionais marinhas (e.g. para a Zona A definida na Tabela 2-1) que incorporem estas infraestruturas, esta posição deverá ser reavaliada.



Figura 2-9. Pontos para a ligação à RNT em terra. Fonte: adaptado de (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).

Tabela 2-1. Sumário das zonas de ligação previstas. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Zona	Localização	Notas
A	Entre as subestações de Ponte de Lima (futura) e de Vila Nova de Famalicão.	Dado o desenvolvimento da RNT a médio prazo, a zona de rede poderá ser expandida para norte, ao longo da faixa da nova interligação entre as RNT de Espanha e de Portugal.

Zona	Localização	Notas
B	Imediações da subestação da Feira (Sta. Maria da Feira) ao longo do eixo norte-sul a 400 kV Lavos-Feira/Paraimo-Recarei.	Nesta faixa, avaliar-se-á a possibilidade de ligação à rede de 220 kV, no eixo Estarreja-Canelas/Tapada-Recarei.
C	Desde a zona da subestação de Paraimo (Anadia) até à zona da RNT a norte de Leiria.	Ao longo do eixo Lavos-Feira/Paraimo-Recarei, e incluindo o futuro poste de corte de Lares.
D	Desde a zona a nordeste da subestação da Carvoeira (Torres Vedras) até à zona da subestação do Alto da Mira (Amadora).	Estende-se ao longo do eixo 400/220 kV.
E	Situada dentro da área de influência da subestação de Sines (Santiago do Cacém).	Os pontos para a ligação deverão ser estabelecidos em conjugação com o desenvolvimento da RNT para esta zona, considerando a prevista ligação de novas instalações de utilização (consumo) com elevada potência.

2.4.3. Infraestrutura portuária

A infraestrutura portuária é absolutamente crucial para alavancar o desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, não apenas durante as fases de montagem e instalação, mas também para o apoio logístico requerido para a manutenção e inspeção dos parques durante a sua operação.

A nível europeu, o aumento da quantidade de parques *offshore* instalados, e da sua dimensão física, como referido na Secção 2.3, tem exigido um maior empenho e posto novos desafios às infraestruturas portuárias. No caso português, e mais uma vez graças ao projeto WFA, a experiência adquirida permitiu concluir que as infraestruturas portuárias nacionais respondem atualmente de forma limitada (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023) às condições necessárias para a implementação industrial da energia eólica *offshore*, existindo, no entanto, um potencial muito significativo para o seu desenvolvimento.

Importa ter em mente que a energia eólica flutuante apresenta uma maturidade inferior se comparada com a tecnologia eólica com fundações fixas, traduzindo-se este facto no nível da incerteza associada aos requisitos exigidos. Como referido, o aumento da dimensão e capacidade das turbinas eólicas vem alargar a função tradicional de porto logístico para porto industrial, sendo necessárias extensas áreas para armazenamento e/ou movimentação de carga, implicando, portanto, um agravamento dos requisitos exigidos aos portos. Por tudo isto, é fundamental haver um planeamento do desenvolvimento das infraestruturas portuárias de suporte à implementação de fontes de energias renováveis *offshore*.

A

Tabela 2-2 apresenta os requisitos portuários para o desenvolvimento e suporte a projetos de parques eólicos *offshore*, que podem ser diferentes caso se considerem fundações fixas ou flutuantes, representando estas últimas provavelmente a solução tecnológica mais relevante para o caso nacional. Importa notar que os valores referidos na

Tabela 2-2 têm origem num estudo de referência internacional (Thies, 2022) sendo, portanto, indicativos. Por outro lado, atendendo ao grau de maturidade das aplicações a parques eólicos, pode ser que diferentes soluções tecnológicas ainda em desenvolvimento tornem possível a adaptação às condições já existentes nos portos nacionais.

Embora existam já em Portugal infraestruturas portuárias que cumprem alguns dos requisitos referidos na



Tabela 2-2, é necessário desenvolver um plano de investimentos para melhorar as condições de navegabilidade e expandir as áreas disponíveis para alavancar o desenvolvimento da energia eólica *offshore*. Atualmente as infraestruturas portuárias nacionais têm um conjunto de terraplenos disponíveis que totalizam 84 ha com frente de cais e 118 ha sem frente de cais. Existem também um conjunto de potenciais terraplenos para utilização que requerem investimento, podendo ultrapassar os 500 ha, distribuídos principalmente entre Aveiro, Setúbal e Sines. A Tabela 2-3, mostra as principais características dos portos nacionais com potencial de adaptação.

Tabela 2-2. Requisitos portuários para desenvolvimento de projetos de energia eólica offshore.

Fonte: (Thies, 2022).

Requisitos portuários	Fundação fixa	Fundação flutuante
Largura do canal (m)	Mínimo exigido: 120 Preferencial: 200	Mínimo exigido: 150 Preferencial: 200
Sonda reduzida no canal navegação/cais (m)	Mínimo exigido: 10 Preferencial: 12	Mínimo exigido: 10 Preferencial: 15
Comprimento do cais de acostagem/armazenamento (m)	Mínimo exigido: 200 Preferencial: 300	Mínimo exigido: 300 Preferencial: 600
Capacidade de suporte do cais (t/m ²)	Mínimo exigido: 15 Preferencial: 25	Mínimo exigido: 15 Preferencial: 50

Tabela 2-3. Características portuárias nacionais. Fonte: (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023).

Porto	Largura do canal (m)	Calado máximo navios (mZH)	Cais disponíveis (m)	Terraplenos disponíveis (ha), com/sem cais	Terraplenos potenciais (ha) com/sem cais	Observações
Viana do Castelo	150	8	Terminal Enercom: 300 Cais comercial: 400 Cais planeado 1: 200 Cais planeado 2: 550	13 / —	+40 / —	Indústria instalada; EP/EIA em curso para expansão; fundos junto ao cais ~-9 m ZH.
Aveiro	150	10		— / —	19 / — (c/ ~446 m de cais); áreas alternativas: BA S. Jacinto ~85 ha e área molhada ~185,5 ha	Vocação para produção de componentes e plataformas; calado condiciona integração das turbinas nas plataformas até haver melhorias
Leixões		Canal ~14	— / —	— / —	— / —	Sem capacidade livre relevante; expansão limitada pelo tecido urbano; apoio logístico em pequena escala possível.
Figueira da Foz	120	6,5 (8 com obras)		— / —	13,3 / — (c/ ~100 m de cais)	Perfil sobretudo para base de O&M (ligeira) devido a calados/áreas limitadas.
Setúbal	200	14		59 / 102		Grande capacidade instalada; vários terminais; fundos -15 m (barra) e -13,5 m (canal N). Nota: parte dos terraplenos está concessionada/privada.
Sines	900	17		12 / 6,6	Em desenvolvimento: Novo Cais CG 12 ha (-16 m); Terminal Sul (MH) 12 ha (-16 m); estudo Vasco da Gama (MH ~25 ha, -14 m)	Elevada aptidão para integração de turbinas nos flutuadores.
Lisboa						Limitações em altura, menor vocação industrial, potencial papel menor em I&D e distribuição

Neste enquadramento, o **porto de Viana do Castelo** pode considerar-se apto para fabricação de componentes, operação e manutenção, sendo eventualmente necessárias obras de aumento de calado. Esta infraestrutura portuária tem áreas disponíveis, incluindo terraplenos já infraestruturados e com frente de cais (13 ha), que podem ser direcionadas para a instalação de indústrias desta fileira, condicionado, no entanto à atual profundidade do canal de 8 m (Z.H.).

O **porto de Aveiro** constitui uma infraestrutura portuária relevante vocacionada para a produção de componentes da indústria, dada a forte presença de indústrias (*Siemens-Gamesa* e *CS Wind*) da fileira das energias renováveis *offshore* localizadas em porto. O acolhimento de novos projetos e/ou a extensão do seu perfil está, no entanto, condicionado ao espaço disponível que, atualmente, já se encontra limitado. Existe também um estaleiro naval, uma rampa *RoRo* e uma área na ria de 185 ha, incluindo 35 ha de área molhada, que pode ser analisada com vista ao estacionamento de estruturas. O projeto de melhoria das acessibilidades marítimas que inclui a melhoria do canal de acesso e o aprofundamento da barra para fundos de 11 m será também determinante para este objetivo.

O **porto de Setúbal** reúne múltiplas valências que o tornam numa infraestrutura portuária particularmente habilitada para a fabricação de plataformas, componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Destacam-se a grande oferta de espaços disponíveis, a grande altura de sonda reduzida e os seus estaleiros navais, que foram inclusivamente utilizados no projeto WFA. As áreas de expansão identificadas são compostas por terraplenos atualmente disponíveis, cerca de 161 ha, que podem ser adaptados para este propósito. O porto de Setúbal tem ainda com outros fatores relevantes, incluindo terminais de carga *RoRo*, e a forte presença da indústria envolvente, em especial na fileira cimenteira e siderúrgica. Adicionalmente, o abrigo da Serra da Arrábida providencia condições muito favoráveis ao *Wet-Storage* tanto nos planos de água estuarinos como do lado do Atlântico.

Ambos os portos, Aveiro e Setúbal, oferecem infraestruturas funcionais, mas com menor capacidade logística e calado entre 10–12 m. São, por isso, mais adequados a cargas intermédias ou operações regionais, podendo complementar atividades logísticas específicas dentro de uma cadeia de fornecimento segmentada.

Já o **porto da Figueira da Foz** possui profundidades do canal e cais reduzidas, mesmo após a futura implementação do projeto da melhoria das acessibilidades marítimas que irá garantir fundos adjacentes a 8 m (Z.H.). Sendo a área disponível também ser limitada (13 ha com frente de cais mediante infraestruturação), a vocação deste porto cinge-se a atividades de operação e manutenção, em tarefas de logística costeira ou de apoio secundário, nomeadamente em transporte de componentes de menor dimensão ou apoio terrestre. Para complementar, poderá ser considerado o porto de Peniche, pois os seus estaleiros podem apoiar a construção das subestruturas, e também devido à disponibilidade de áreas subjacentes que podem ser realocadas para este fim. Com um calado limitado (~6 m), apresenta-se como um porto de escala local, com capacidade mais reduzida para suportar grandes operações *offshore*.

O **porto de Sines** é a infraestrutura portuária nacional que oferece melhores condições de profundidade, sendo esta característica particularmente relevante na fase de assemblagem das turbinas eólicas nas subestruturas, antes da sua instalação no mar. Apesar de atualmente dispor somente de 7 ha de área disponível sem frente de cais, a médio longo prazo estão previstos investimentos que servirão este fim, nomeadamente (1) o novo cais de carga geral para o *cluster* de energias renováveis, (2) a construção do Terminal Sul que prevê a construção de um cais multiusos de 800 m de extensão e 150 m de largura, com fundos de serviço 16 m Z.H., incluindo uma plataforma adjacente com uma área total de 12 ha, e (3) o Terminal Vasco da Gama, presentemente idealizado como terminal de contentores mas que poderá constituir uma solução híbrida quanto à sua natureza.

Finalmente, quanto aos **portos de Leixões e de Lisboa**, e embora podendo estes eventualmente dar apoio logístico nas operações de carga de componentes, face às atuais concessões em vigor e indisponibilidade de espaços, não detêm, no presente, capacidade disponível relevante para apoio aos projetos de energias *offshore*. As características dos diferentes portos nacionais estão sumarizadas na Figura 2-10, sendo indicadas as infraestruturas potencialmente adequadas para cada função, ou fase, dos futuros projetos de parques eólicos *offshore*.

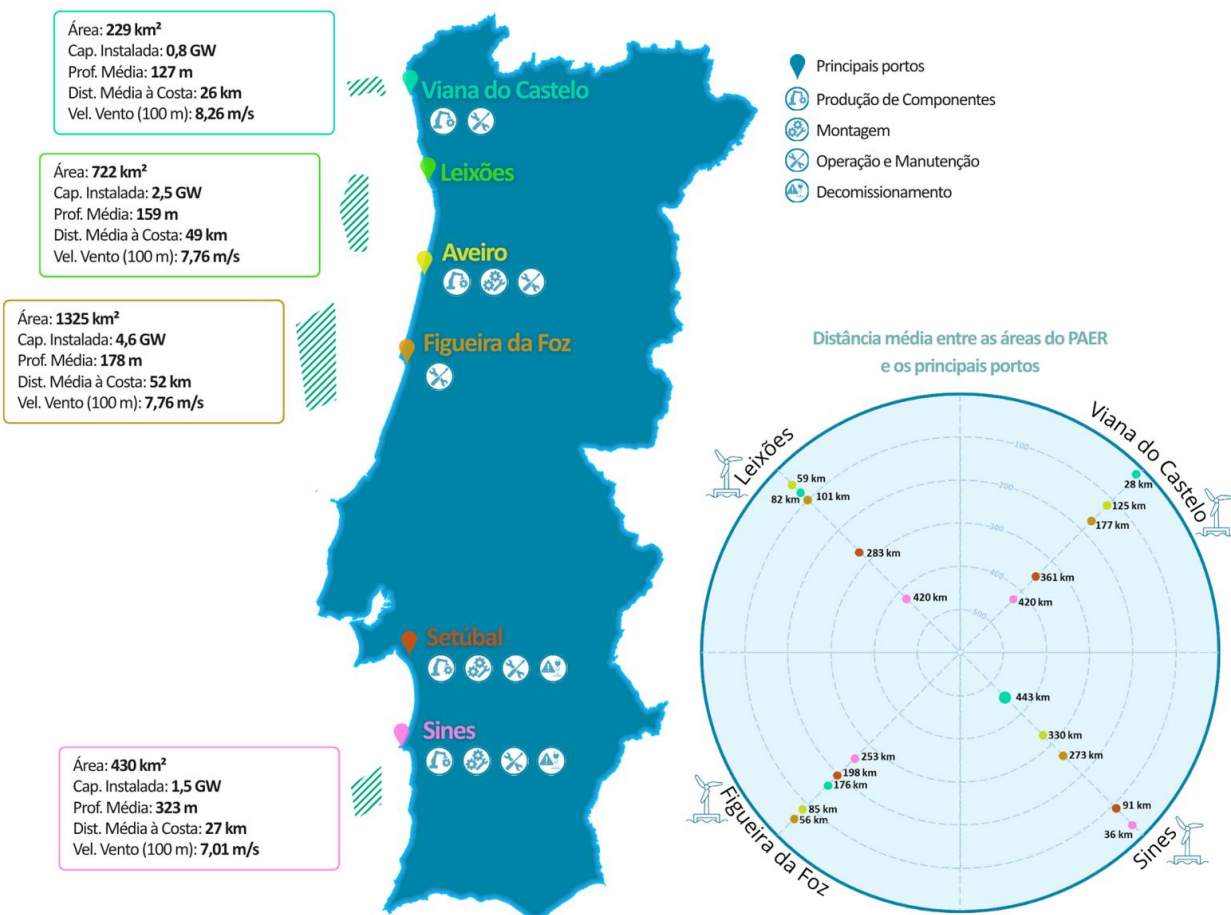


Figura 2-10. Sumário de capacidades portuárias nacionais considerando diferentes fases de projetos de eólico offshore e características principais das áreas definidas pelo PAER para energias renováveis oceânicas. Fonte: WavEC (elaboração própria).

2.4.4. Licenciamento de projetos de energias renováveis oceânicas

Em Portugal não existe, atualmente, um procedimento único e dedicado ao licenciamento de projetos de energias renováveis oceânicas. Estes projetos seguem o enquadramento geral aplicável ao setor da energia, resultante da articulação entre o ordenamento do espaço marítimo, o regime do setor elétrico, a avaliação ambiental e um conjunto de títulos setoriais marítimos, portuários e municipais. Este enquadramento, disperso por vários diplomas legais, assegura a compatibilização dos usos do mar e do território, a proteção ambiental e a segurança técnica das infraestruturas energéticas.

Consoante as características, dimensão e localização do projeto, podem aplicar-se diferentes procedimentos sob jurisdição de múltiplas entidades. O principal ponto de contacto é a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), responsável pelo licenciamento elétrico e pela coordenação do processo com as demais autoridades competentes. Apesar das autoridades trabalharem separadamente, alguns títulos são interdependentes (i.e., a obtenção de um é condição para obter outro) e todos são necessários para licenciar o projeto.

A Tabela 2-4 sumariza as licenças e as autoridades a considerar no licenciamento de projetos de energias renováveis marinhas em Portugal. O licenciamento poderá ser um processo desenvolvido na modalidade de acesso geral, modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP, ou modalidade de processo concorrencial. Em qualquer um dos casos é necessário levar a cabo os procedimentos de governação *offshore*, e de ambiente, biodiversidade e avaliações ambientais.

A DGEG lidera o licenciamento da produção de eletricidade que articula com a DGRM (TUPEM), CCDR/APA (licença/título ambiental), Municípios (apoios em terra) e Autoridades Portuárias (obras no domínio público marítimo). À exceção dos títulos Portuários e Municipais, normalmente solicitados na fase de obra, toda a tramitação é gerida pela DGEG, desde a receção do pedido até à decisão e emissão de licenças.

A Tabela 2-5, por sua vez descreve os processos de licenciamento adequados a cada projeto de acordo com a sua escala e localização.

Tabela 2-4 Lista de licenças a considerar no licenciamento de projetos de energias renováveis marinhas em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Licença	Diplomas aplicáveis	Autoridade licenciadora	Nome do documento
Utilização privativa do espaço marítimo	DL n.º 38/2015 (desenvolve a LBOGEM – Lei n.º 17/2014)	DGRM	TUPEM – Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo
Produção de energia elétrica (centro eletroprodutor)	DL n.º 15/2022	DGEG	Comprovativo de Registo Prévio; Certificado de Exploração; Licença de Produção; Licença de Exploração.
Instalações acessórias em terra (edificação/ urbanização)	DL n.º 555/99 (RJUE) ⁴³	Câmara Municipal (Autoridade de planeamento local)	Licença/Comunicação urbanística (RJUE)
Compatibilização com a Reserva Ecológica Nacional (REN)	DL n.º 166/2008 ⁴⁴	CCDR	Decisão CCDR

⁴³ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/555-1999-655682>

⁴⁴ <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2008-34501775-47945775>



Licença		Diplomas aplicáveis	Autoridade licenciadora	Nome do documento
Licenciamento Único Ambiental (LUA) inclui:	Avaliação de Impacto Ambiental (AIA)	DL n.º 75/2015 (LUA) ⁴⁵ ; DL n.º 151-B/2013 (RJAIA) ⁴⁶ ; diplomas complementares: DL n.º 152-B/2017 ⁴⁷ , DL n.º 11/2023 ⁴⁸	APA	DIA - Declaração de Impacto Ambiental/ RECAPE (quando aplicável)
	Avaliação de Incidências Ambientais (AInCA)	DL n.º 140/99 ⁴⁹ , DL n.º 215-B/2012 ⁵⁰ , Decreto-Lei n.º 76/2019 ⁵¹	CCDR	DInCA – Declaração de Incidências Ambientais
	Utilização Privativa dos Recursos Hídricos	Lei da Água n.º 58/2005 alterada pela Lei n.º 11/2023, DL n.º 226-A/2007 ⁵²	APA (ARH)	TURH – Título de Utilização dos Recursos Hídricos

AIA – Avaliação de Impactos Ambientais; AInCA – Avaliação de Incidências Ambientais; ACC – Análise Caso-a-Caso; APA – Agência Portuguesa do Ambiente; ARH – Administrações das regiões hidrográficas; CCDR – Comissão de Coordenação de Desenvolvimento Regional; LUA – Licenciamento Único Ambiental; TURH – Título de Utilização de Recursos Hídricos; RJAIA - Regime Jurídico de Avaliação de Impactos Ambientais; RJUE – Regime Jurídico da Urbanização e Edificação; MRE – Energias Renováveis Marinhas.

⁴⁵ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/75-2015-67185043>

⁴⁶ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/151-b-2013-513863>

⁴⁷ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/152-b-2017-114337013>

⁴⁸ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/11-2023-207272800>

⁴⁹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/140-1999-531828>

⁵⁰ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/215-b-2012-588861>

⁵¹ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/76-2019-122476954>

⁵² <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/226-a-2007-340237>

Tabela 2-5. Sumário de licenças necessárias por escala / tipologia do projeto de energias renováveis oceânicas. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Escala / Tipologia do projeto		Licenciamento elétrico	Licenciamento ambiental		Domínio público marítimo	Infraestruturas em terra / outros
			Caso geral	Áreas sensíveis		
Piloto / I&D	Em ZLT (VdC)	- Comunicação Prévia (<30kW) - Registo Prévio (>30kW)	- Sujeição a Análise Caso-a-Caso (ACC): se a DGEG entender existirem impactos significativos Isento se apenas um aerogerador e >2 km de distância de outro	- Sujeição a ACC, através da entidade gestora e licenciadora da ZLT AlncA se em Rede Natura 2000	TUPEM – Autorização (até 10 anos), podendo os termos ser definidos no Manual de Utilização da ZLT	Autorizações marítimas e portuárias (DGRM/ Capitania/ AMN)
	Fora da ZLT	- Comunicação Prévia (<30kW) - Registo Prévio (>30kW) - Caso-a-caso, com possível dispensa de elementos	- Sujeição a ACC: se a DGEG entender existirem impactos significativos Isento se apenas um aerogerador e >2 km de distância de outro	- Sujeição a ACC AlncA se em Rede Natura 2000	TUPEM – Autorização (até 10 anos) TUPEM adicional para cabos submarinos	Autorizações marítimas e portuárias (DGRM/ Capitania/ AMN) Títulos urbanísticos (RJUE) para subestações, acessos, estaleiros e demais infraestruturas - Compatibilização com a REN, incluindo pareceres da CCDD (e/ ou APA) para usos ou ações em áreas sujeitas a restrições ambientais
Pequena Escala (>30 kW e ≤1 MW)		- Registo Prévio - Certificado de Exploração	- Sujeição a ACC se a DGEG entender existirem impactos significativos Isento se apenas um aerogerador e >2 km de outro	- Sujeição a ACC AlncA se em Rede Natura 2000	TUPEM – Autorização (até 10 anos) TUPEM – Concessão (uso comercial e de longo prazo), em área compatível com PSOEM; É necessário Plano de Afetação se fora de área prevista TUPEM adicional para cabos submarinos	
Larga Escala (>1 MW)		- Reserva de Capacidade (TRC) - Licença de Produção - Licença de Exploração	AIA obrigatória se: projetos ≥ 50 MW ou parques eólicos ≥ 20 aerogeradores ou < 2 km de outro parque (total ≥ 20) <u>Se abaixo dos limiares</u>: Sujeição a ACC decidida pela DGEG Isento se se tratar de apenas um aerogerador	AIA obrigatória se: projetos ≥ 20 MW ou ≥ 10 aerogeradores ou < 2 km de outro parque (total ≥ 10) <u>Se abaixo dos limiares</u>: Sujeição a ACC AlncA se em área de Rede Natura	TUPEM – Concessão (uso comercial e de longo prazo), em área compatível com PSOEM; É necessário Plano de Afetação se fora de área prevista TUPEM adicional para cabos ou subestações <i>offshore</i>	
			TURH quando há ocupação de domínio publico hídrico			

Nota de competência na ACC: Fora de áreas sensíveis, a ACC pode ser acionada pela entidade licenciadora (designadamente a DGEG) quando existam indícios fundamentados de impactos significativos, podendo solicitar parecer prévio à Autoridade de AIA. A decisão de sujeição (ou não) a AIA cabe, em regra, à entidade licenciadora; em área sensível, cabe à Autoridade de AIA (APA); AMN – Autoridade Marítima Nacional; REN – Reserva Ecológica Nacional; VdC – Viana do Castelo; ZLT – Zona Livre Tecnológica.

Licenciamento Elétrico

O desenvolvimento de um parque eólico *offshore* está sujeito à obtenção de um conjunto de autorizações/títulos emitidos pela DGEG, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, que define o regime aplicável à produção e armazenamento de eletricidade no Sistema Elétrico Nacional (SEN). O objetivo deste processo é garantir que cada instalação cumpre os requisitos técnicos, de segurança e ambientais necessários à sua ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Reserva de capacidade de injeção na RESP

Nos projetos de maior dimensão, o processo começa com o pedido de reserva de capacidade de injeção na RESP, que assegura ao promotor o direito de ligação à rede num ponto e potência específicos. Esta reserva pode ser atribuída de três formas:

- Pedido direto à DGEG (*acesso geral*);
- Acordo com o operador da rede (REN ou E-REDES), quando é necessário reforçar a infraestrutura elétrica existente;
- Atribuição por leilão ou concurso público, em áreas pré-definidas.

A reserva de capacidade é obrigatória apenas para projetos com potência superior a 1 MW, sujeitos ao procedimento de avaliação de impacto ambiental (AIA) ou de avaliação de incidências ambientais. Para projetos de menor dimensão ou investigação e demonstração, a ligação à rede é autorizada após confirmação técnica de viabilidade, sem necessidade deste título.

Modalidades de licenciamento elétrico

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece três modalidades de licenciamento elétrico aplicáveis consoante a escala e natureza do projeto, com diferentes níveis de complexidade administrativa e técnica:

- **Comunicação prévia (> 700 W e ≤ 30 kW):** aplica-se a instalações de pequena escala, incluindo projetos de investigação e demonstração. O promotor apenas comunica eletronicamente à DGEG a intenção de instalar o sistema, sem necessidade de autorização formal. Este regime dispensa o título de reserva de capacidade, sendo as condições de ligação à rede solicitadas pela DGEG ao operador de rede e posteriormente comunicadas ao promotor, após validação técnica;
- **Registo prévio / Certificado de exploração (≤ 1 MW ou > 30 kW para projetos I&D):** aplica-se a projetos de média escala, incluindo projetos de I&D. O promotor submete à DGEG o pedido através da plataforma eletrónica, preenchendo o formulário com a informação técnica da instalação. O operador de rede analisa a existência de capacidade de receção e pronuncia-se sobre as condições técnicas de ligação, confirmadas pela DGEG. Não há consultas a entidades externas, exceto ao operador de rede e ao gestor global do SEN, o que simplifica o processo, sobretudo para projetos *offshore* experimentais. Quando a viabilidade é confirmada, é emitido o comprovativo de registo prévio, que autoriza a instalação e ensaio do sistema. Após inspeção técnica, a DGEG emite o certificado de exploração, que valida a conformidade técnica e autoriza a ligação à rede. Este regime não envolve título de reserva de capacidade, apenas confirmação técnica de capacidade pela DGEG e pelo operador de rede;
- **Licença de produção / Licença de exploração (> 1 MW ou sujeitos a AIA):** a licença de produção é o título central do processo e autoriza a construção, ensaios e ligação do projeto. O pedido deve incluir o projeto de execução e ligação à rede, bem como todos os pareceres e licenças setoriais exigidos (ambientais, marítimos e urbanísticos). Concluída a instalação, o promotor solicita a licença de exploração, que é emitida após vistoria técnica que verifica a conformidade da instalação com o projeto aprovado e as normas de segurança elétrica. Uma vez aprovada, esta licença autoriza formalmente a entrada em operação comercial da instalação. Requer título de reserva de capacidade.

Projetos de demonstração na Zona Livre Tecnológica (ZLT) de Viana do Castelo

Os projetos de investigação e demonstração tecnológica localizados em ZLT, nomeadamente o localizado ao largo de Viana do Castelo, beneficiam de um regime simplificado de licenciamento, gerido pela DGEG, que atua simultaneamente como Entidade Gestora da ZLT e como Entidade Licenciadora. O processo segue os seguintes tramites:

1. **Acesso à ZLT (Protocolo de Testes):** o promotor candidato submete o seu projeto à DGEG (enquanto entidade gestora). Se o projeto for aceite, é celebrado um "protocolo de testes" entre o promotor e a DGEG, que define as condições de realização dos testes;
2. **Acesso à Rede Elétrica (Procedimento de Instalação Simplificado):** a celebração do protocolo de testes, caso envolva injeção na rede, fica condicionada ao cumprimento do procedimento de instalação elétrica previsto no DL n.º 15/2022. Este procedimento segue a regime de Comunicação prévia (se ≤ 30 kW) ou Registo prévio (se > 30 kW). Este licenciamento elétrico na ZLT beneficia de simplificações significativas:
 - a. **Dispensa de Título de Reserva de Capacidade:** a capacidade de injeção (limitada a 6 anos, prorrogáveis por mais 3) é atribuída diretamente no âmbito do registo, limitada à quota de capacidade atribuída pelo governo para as ZLT.
 - b. **Simplificação Processual:** há dispensa de prestação de caução, pagamento de taxas, realização de vistoria e emissão de certificado de exploração.
 - c. **Financeiros:** os projetos ficam isentos de tarifas de acesso às redes (pagando um valor fixo diário definido pela ERSE) e a energia injetada é remunerada a preço livre de mercado;
3. **Coordenação com outras Entidades:** a DGEG, como gestora da ZLT, articula-se com as entidades competentes, nomeadamente a DGRM para a emissão da autorização de utilização privativa do espaço marítimo nacional (TUPEM), bem como a APA, dado que o regime da ZLT não isenta os projetos de Avaliação de Impacto Ambiental (AIA), caso aplicável nos termos da lei.

Nos casos em que o projeto de demonstração seja desenvolvido fora de uma ZLT, é possível à DGEG autorizar dispensas parciais de elementos ou fases do procedimento de controlo prévio, atendendo à natureza experimental do projeto.

Licenciamento do Espaço Marítimo

A utilização privativa do espaço marítimo está sujeita à emissão de um TUPEM, nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2015, que concretiza a Lei de Bases da Política de Ordenamento e de Gestão do Espaço Marítimo Nacional (Lei n.º 17/2014). Este título é emitido pela DGRM, no âmbito da plataforma online Bmar, e é obrigatório para qualquer ocupação, instalação ou atividade desenvolvida no espaço marítimo nacional. O PSOEM determina a afetação das diferentes áreas a usos específicos, incluindo a produção de energias renováveis. Projetos comerciais localizados em áreas já afetadas a energias marinhas podem ser licenciados diretamente, enquanto os que se situam fora dessas áreas carecem da elaboração de um Plano de Afetação para alterar o PSOEM, demonstrando compatibilidade com outros usos e objetivos ambientais.

No âmbito dos projetos de energia renovável oceânica, o TUPEM pode assumir a forma de: 1) Autorização, aplicável a projetos piloto, de investigação, desenvolvimento ou instalados em ZLT; ou de 2) Concessão, no caso de projetos comerciais de maior escala. Em qualquer dos casos, o título estabelece as condições técnicas e ambientais de utilização do espaço, bem como as obrigações do titular em matéria de segurança marítima, monitorização ambiental e remoção de equipamentos no final da vida útil. A DGRM articula a consulta com as demais entidades, tais como a Autoridade Marítima Nacional, o ICNF, a APA/ CCDR para assegurar a compatibilidade das instalações com a navegação, ambiente e os demais usos do mar.

Licenciamento Ambiental

O regime de Licenciamento Único Ambiental (LUA, DL n.º 75/2015, de 11 de Maio), verte-se num procedimento de emissão de um Título Único Ambiental (TUA), que constitui um título singular digital onde estão inscritas todas as decisões de licenciamento e de controlo prévio no domínio do ambiente, agregando de forma única toda a informação relativa aos requisitos ambientais aplicáveis a um dado projeto num determinado local.

O LUA articula-se com os diversos regimes de licenciamento da atividade económica, designadamente, com o Sistema Elétrico Nacional (SEN), entre outros, quando estejam em causa pedidos de licenciamento no domínio do ambiente no âmbito desses regimes.

No âmbito dos projetos enquadrados no presente relatório, o regime aplica-se aos procedimentos de licenciamento abrangidos pelos seguintes regimes jurídicos no domínio do ambiente:

- Avaliação de Impacto Ambiental;
- Utilização de Recursos Hídricos;
- Análise Caso a Caso.

No âmbito dos projetos enquadrados no presente relatório são inscritos no TUA os seguintes processos definidos no âmbito regulatório do Regime Jurídico de Avaliação de Impactos Ambientais, o RJIAA (DL n.º 151-B/2013, na redação vigente (incluindo alterações subsequentes, e.g. DL n.º 152-B/2017 e o DL n.º 11/2023):

- **Proposta de Definição de Âmbito (PDA):** é a base inicial da AIA (*scoping*) acordada com a autoridade competente. Avalia viabilidade ambiental, fatores críticos, alternativas e profundidade dos estudos. Se houver sujeição, segue-se o EIA; se houver não sujeição, podem ser impostas condicionantes/monitorização proporcionais. Recomenda-se que o pedido abranja todas as componentes/atividades auxiliares (incluindo cabos e apoios em terra) para correta avaliação de cumulativos e evitar reaberturas;
- **Estudo de Impacto Ambiental (EIA):** avalia, de forma integrada, os efeitos de um projeto sobre ecossistemas, ruído, solo, recursos hídricos, qualidade do ar e paisagem. Este processo inclui um diagnóstico ambiental detalhado, modelações específicas, propostas de medidas de mitigação e um plano de monitorização. Em Portugal, é legalmente exigido para todos os empreendimentos abrangidos pelo Anexo I do regime de AIA, mas pode também ser exigido para projetos no Anexo II, após indicação via ACC. O EIA completo, tem duração típica de 1 a 2 anos e integra toda a documentação técnica exigida pela AIA. Até à data, as energias renováveis oceânicas não foram sujeitas a AIA dado que a potência dos projetos desenvolvidos esteve sempre abaixo dos limiares estabelecidos;

No caso de projetos como parques eólicos *offshore*, pode indicar as necessidades de monitorização de biodiversidade (cetáceos, aves, peixes), avaliação de habitats bentónicos, análise de tráfego marítimo e atividade piscatória, estimativas de ruído submarino e análise de impacto visual e socioeconómico. A PDA orienta a preparação do EIA, garantindo que o seu conteúdo é direcionado para as questões críticas do projeto.

- **Relatório de Conformidade Ambiental do Projeto de Execução (RECAPE):** tem como objetivo verificar se o projeto na sua fase final cumpre integralmente as condições impostas na Declaração de Impacto Ambiental (DIA) emitida na etapa de licenciamento. Esta verificação inclui a análise de todos os elementos técnicos e ambientais do projeto detalhado, podendo implicar ajustes ou modificações adicionais para atender às exigências específicas das autoridades licenciadoras. Desta forma, o RECAPE garante que a execução do projeto decorre em conformidade com os compromissos ambientais previamente assumidos;

- **Análise Caso a Caso (ACC):** aplica-se a projetos abaixo dos limiares do Anexo II do RJIA e a ampliações/modificações de projetos existentes. O pedido é submetido na SILiAmb com os elementos do Anexo IV do RJIA. Em articulação com o DL 30-A/2022⁵³ e as alterações subsequentes (DL 99/2024⁵⁴ e DL 116/2024⁵⁵), os projetos fora das áreas sensíveis e abaixo dos limiares estabelecidos no anexo II do RJIA, só serão sujeitos a ACC se a DGEG desencadear a triagem por existirem indícios de impactos significativos. A análise da ACC e decisão formal de sujeição ou não a AIA cabe à APA, com base nos critérios do Anexo III (características, localização, natureza dos impactos), sendo integrada no TUA (LUA). Adicionalmente, o Despacho Conjunto APA/DGEG (14.07.2023), alterado em 06.05.2025, passou a condicionar a admissibilidade da ACC à existência de TRC, comprovativo de pagamento de estudos de rede ou declaração da DGEG de capacidade de injeção (armazenamento/híbridos), bem como à entrega de cartografia e declaração de direito de uso da área. Este modelo evita a análise de propostas por parte da APA sem viabilidade elétrica ou territorial e alinha a avaliação ambiental com o estado de maturidade do projeto;
- **Título de Utilização de Recursos Hídricos (TURH):** incluído no TUA, é um título exigível para usos que interfiram com águas costeiras/de transição, leitos e margens do Domínio Público Hídrico (DPH), incluindo atravessamento costa-terra de cabos (HDD/vala), captações/rejeições, obras em leito/margem e, quando aplicável, dragagens/depósito de materiais. Base legal: DL n.º 226-A/2007 (na redação vigente, incluindo o DL n.º 11/2023). A autoridade licenciadora é a APA, através da Administração da Região Hidrográfica (ARH) competente. O Título pode assumir o formato de licença ou concessão (podendo existir autorizações para atos de curta duração). Este título integra-se no LUA/TUA quando aplicável e deve manter coerência com PSOEM/PAER/TUPEM e com a decisão ambiental (DIA/DInCA);
- **Prazos e integração:** com as alterações de 2024, os prazos máximos de decisão da AIA são de 2 anos (*onshore*) e 3 anos (*offshore*).

O Estudo de Incidências Ambientais (EInCA) constitui o elemento técnico do procedimento de Avaliação de Incidências Ambientais (AInCA), previsto no DL n.º 140/99, de 24 de abril, que transpõe a Diretiva Habitats⁵⁶ (92/43/CEE) e visa assegurar que planos ou projetos não afetam significativamente os objetivos de conservação da Rede Natura 2000. A AInCA mantém-se como um instrumento ambiental complementar, aplicável a projetos não abrangidos pelo RJIA, mas localizados total ou parcialmente em áreas da Rede Natura 2000. O seu regime foi alterado pelo DL n.º 76/2019, de 3 de junho, que modificou o DL n.º 215-B/2012, de 8 de outubro: antes de 2019, os projetos situados em áreas da REN, áreas protegidas ou Rede Natura 2000 estavam automaticamente sujeitos a AInCA; após a revisão, a sujeição passou a restringir-se exclusivamente a áreas integradas na Rede Natura 2000, evitando duplicações de avaliação e reforçando o princípio da proporcionalidade. O EInCA abrange todas as componentes do empreendimento, unidade de produção, armazenamento, interligações e acessos, conforme o DL n.º 15/2022. A Decisão de Incidências Ambientais (DInCA) é emitida pela autoridade ambiental competente (CCDR) e pode ser favorável, condicionalmente favorável ou desfavorável, vinculando a entidade licenciadora.

⁵³ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/30-a-2022-182213906>

⁵⁴ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/99-2024-898705893>

⁵⁵ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/116-2024-901535571>

⁵⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31992L0043>



Outras obrigações decorrentes de servidões e restrições de utilidade pública

Por último, a Reserva Ecológica Nacional (REN) é um instrumento de ordenamento do território com incidência ecológica e ambiental, cujo regime jurídico se encontra definido no DL n.º 166/2008 na redação atual. A delimitação das áreas REN é efetuada a nível municipal, com base nas Orientações Estratégicas Nacionais e Regionais, publicadas pela Portaria n.º 336/2019, e subsequentes alterações. O regime aplicável às áreas incluídas na REN é de interdição de usos e ações que possam comprometer as suas funções ecológicas, de proteção e de prevenção de riscos naturais. Contudo, o RJREN admite exceções a este princípio, designadamente:

- Usos e ações compatíveis com os objetivos da REN, definidos no Anexo II do RJREN e na Portaria n.º 419/2012, mediante cumprimento das condições específicas aí previstas;
- Ações de relevante interesse público, reconhecidas por despacho conjunto dos membros do Governo responsáveis pelas áreas do ambiente e do ordenamento do território e da tutela setorial;
- Ações previamente licenciadas ou autorizadas, anteriores à aprovação da delimitação municipal da REN.

No contexto dos projetos de energia renovável, a produção e distribuição de eletricidade a partir de fontes renováveis pode enquadrar-se nas ações compatíveis previstas pelo RJREN, desde que não afete significativamente a estabilidade ou o equilíbrio ecológico dos sistemas biofísicos abrangidos. Determinadas componentes dos projetos, nomeadamente os troços subterrâneos das linhas elétricas e a construção de postos de transformação, estão sujeitas a parecer obrigatório e vinculativo da APA/ARH competente. A decisão sobre a conformidade com o regime da REN é da competência da CCDR territorialmente competente, sendo esta responsável pela articulação com a APA e demais entidades envolvidas.

Simplificação e coordenação do Licenciamento — ZLT e EMER 2030

A complexidade e fragmentação do licenciamento têm sido identificadas como um dos principais entraves à expansão das energias renováveis oceânicas em Portugal. A necessidade de articulação entre entidades, para desenvolver esforços para agilizar a coordenação dos processos de licenciamento (técnicos e ambientais) no sentido de evitar comprometer as metas e a confiança de investidores é considerado um desafio.

A criação das ZLT e da EMER 2030 constitui, assim, um passo fundamental para agilizar processos, reduzir riscos e alinhar o país com o enquadramento europeu da RED III. A EMER 2030 foi estabelecida pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2024. A EMER 2030 promove a coordenação interinstitucional e a uniformização de procedimentos, atuando como *one-stop-shop* para os promotores e apoiando a atribuição de capacidade de ligação e o uso das ZLTs. Esta estrutura nacional alinha-se com as orientações da Diretiva (UE) 2023/2413 (RED III), do Regulamento NZIA e do Plano REPowerEU, contribuindo para uma tramitação mais célere, previsível e transparente dos projetos *offshore*.

2.4.5. Principais intervenientes

Os agentes intervenientes, de diferentes campos e perspetivas, mas que são fundamentais para completar o mosaico do desenvolvimento efetivo, e eficaz, da energia eólica *offshore* em Portugal estão sumarizados na Tabela 2-6. A lista incluída nesta secção não pretende ser exaustiva, mas inclui os principais agentes identificados.

Uma listagem mais abrangente de entidades do setor industrial com capacidade para intervir nas diferentes fases dos projetos de energia renovável *offshore* encontra-se incluída na Tabela 8-2 (**Anexo 8.1**). Adicionalmente, a Tabela 3-5 do presente relatório identifica instituições com competência para atuar nos domínios prioritários de I&D associados ao setor das energias renováveis oceânicas (ORE).



Tabela 2-6. Principais intervenientes no desenvolvimento das energias renováveis *offshore* em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Entidades reguladoras	Fabricantes de turbinas e indústria	Portos e logística	Infraestrutura elétrica	Gabinetes de estudos	Instituições académicas e I&D
DGEG, APA, DGRM, CCDRs, AMN	Vestas (centro ID no Porto), Siemens-Gamesa (fábrica pás e torres, em Vagos), CS Wind (fábrica de torres, em Aveiro), Endiprev (comissionamento de parques, no Porto)	Viana do Castelo, Aveiro, Figueira da Foz, Setúbal e Sines	REN, E-REDES	LNEG, WavEC, LNEC, INESC TEC, INEGI	IST (Lisboa), FCUL/ MARE (Lisboa), FEUP (Porto), UM (Braga), CEiiA, INESC TEC



3. Identificação de oportunidades e desafios

Este capítulo procede à identificação das principais oportunidades inerentes ao desenvolvimento e implementação de dispositivos de energia eólica *offshore* em Portugal, bem como os desafios que lhe estão associados.

3.1. Tecnologias disponíveis no setor eólico offshore e nível de maturidade

Na presente secção cinge-se a análise às tecnologias de dispositivos de energia eólica *offshore* do tipo flutuante, dado que as estruturas fixas (*bottom-fixed*) não são adequadas para as grandes profundidades ao largo da costa portuguesa. Serão, por isso, consideradas as topologias mais comuns para cada um dos componentes principais do sistema e avaliadas as diferentes tecnologias disponíveis no setor e respetivo nível de maturidade tecnológica (TRL – *Technology Readiness Level*).

As plataformas eólicas *offshore* flutuantes são constituídas por três sistemas intrinsecamente conectados: (i) a turbina eólica (aerogerador), (ii) a plataforma flutuante (flutuador) e (iii) o sistema de amarração. Como veremos, decisões de projeto em cada um destes sistemas afetam os restantes, pelo que o desenvolvimento do projeto é complexo e deve ser conduzido de forma holística.

3.1.1. Turbina eólica

Embora apresentem variantes, as topologias das atuais turbinas eólicas (ou aerogeradores) para produção de eletricidade revelam uma semelhança estrutural semelhante, quer em terra, quer no mar. Na sua maioria, trata-se de máquinas de eixo horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbines*-HAWT), com um rotor de 3 pás e a nacele, dentro da qual se encontram o gerador, montados no topo da torre, como ilustrado na Figura 3-1 (Hau, 2025). É frequente existir também, dentro da nacele, uma caixa de velocidades, por forma a aumentar a velocidade de rotação do veio e permitir uma conversão de energia mecânica em elétrica no gerador mais eficiente. Esta topologia designa-se em inglês por *Geared Drive*. No contexto da energia eólica *offshore*, a caixa de velocidades (*Gearbox*) era frequentemente um elemento de fiabilidade reduzida, o que levava a que turbina com topologia *Direct Drive*, ou seja sem caixa de velocidades, tivessem muito menos falhas. No entanto, nos últimos anos avanços tecnológicos aumentaram progressivamente a fiabilidade das caixas de velocidade, e atualmente ambas as topologias já se podem considerar relativamente equiparáveis. Quanto a custos de aquisição, e ainda sobre a opção de ter ou não uma caixa de velocidades, turbinas com sistemas *Direct Drive* são geralmente mais caras. Sobre custos de manutenção, importa referir que em sistemas com caixa de velocidades a substituição do gerador e da própria caixa é factível, ainda que cara dado que a substituição de componentes volumosos e pesados requer a utilização de gruas de grande dimensão e embarcações específicas, que nem sempre estão disponíveis para aluguer imediato. Em turbinas com sistemas *Direct Drive* a substituição do gerador tipicamente implica retirar o rotor da turbina, o que apenas pode ser feito no porto, acarretando, portanto, custos muito elevados de manutenção. Em termos de penetração no mercado destas duas topologias, dos parques eólicos *offshore* existentes aproximadamente 73% tem sistemas com caixa de velocidades, 26% tem sistemas *Direct Drive*, e os restantes são híbridos.

Em termos de controlo e atuação, as HAWTs modernas empregam normalmente passo⁵⁷ e velocidade de rotação variáveis (*variable pitch, variable speed*), já que esta abordagem permite maior

⁵⁷ Designa-se por *passo* o ângulo entre o plano de rotação e a corda da secção da pá.

controlabilidade e redução das cargas aerodinâmicas, sobretudo para ventos muito intensos, prolongando a vida dos equipamentos.

Quanto às matérias-primas, os componentes que utilizam maiores quantidades são a torre, as pás, e o gerador. A torre é normalmente feita de aço, por ser relativamente abundante e resistente, embora existam propostas para fabricá-las com materiais compósitos. As pás são tipicamente feitas de materiais compósitos, incluindo fibra de vidro, embora também existam pás que incorporam fibra de carbono. Estes materiais são escolhidos para proporcionar, simultaneamente, resistência e leveza. Quanto ao gerador, havendo várias topologias, são invariavelmente constituídos sobretudo por ferro e cobre.

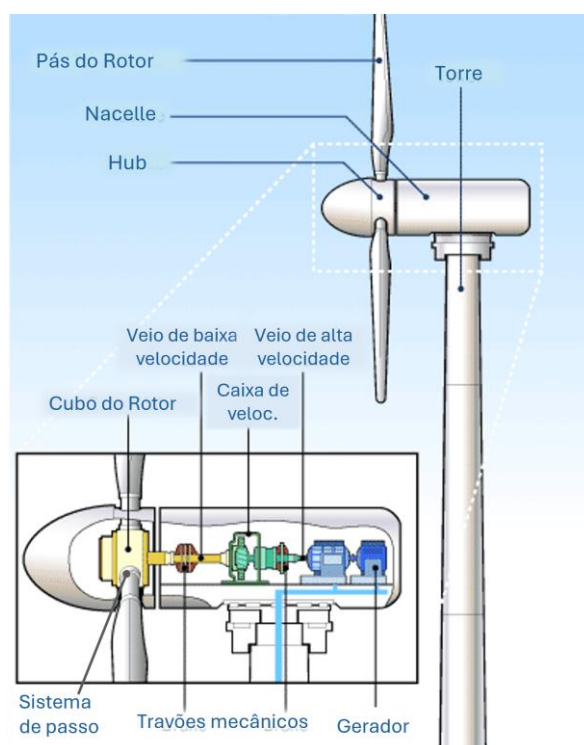


Figura 3-1. Ilustração dos principais componentes de Aerogeradores. Fonte: adaptado de (Hau, 2025).

Importa notar que, em cerca de duas décadas, a dimensão das turbinas eólicas *offshore* praticamente triplicou. Esta tendência é essencialmente justificada pelo objetivo de reduzir o LCOE através da redução dos custos de aquisição e manutenção. Sobre os custos de aquisição, explica-se porque o preço dos sistemas elétricos, das amarrações e da plataforma não aumentam proporcionalmente com a potência do gerador. Sobre os custos de manutenção, está subjacente a premissa de que, assumindo componentes com igual ocorrência de falhas, haverá um menor número de falhas por MW instalado, atendendo ao menor número de turbinas para parques de igual potência. No entanto, esta tendência pode acarretar alguns constrangimentos para a estrutura, nomeadamente para as pás e para a torre. De forma mais específica, à medida que as pás aumentam em comprimento e diminuem em espessura, adquirem maior flexibilidade, o que pode levar a maiores deflexões durante a operação, bem como a maiores vibrações e instabilidades estruturais, mesmo quando a HAWT não se encontra em operação.

Concretamente para as HAWTs flutuantes, importa mencionar que, por não estarem fixas ao solo, as turbinas tendem a oscilar mais, em virtude do movimento da plataforma de suporte resultante da ação conjunta das forças aerodinâmicas, das ondas e das correntes marítimas. Este efeito resulta em maiores

acelerações e consequentes cargas nos componentes, aumentando a fadiga a que estão sujeitos. Pode também ter um impacto no desenvolvimento da esteira e afetar negativamente as turbinas a jusante, quer quanto ao tempo de vida das turbinas, quer quanto à produção total de energia do parque eólico. Para mitigar estes efeitos, os fabricantes de HAWTs tendem a incluir um procedimento adicional de controlo nas máquinas para atenuar os movimentos da plataforma e turbina, que envolve, normalmente, atuação a nível do passo das pás.

Tendo em conta o descrito anteriormente, e atendendo também ao nível de maturidade atual dos dispositivos considerados, é possível afirmar com um alto grau de certeza que o tipo de turbinas eólicas futuramente instalado na costa portuguesa corresponderá a máquinas de eixo horizontal com 3 pás, rotor a montante e com passo e velocidade de rotação variáveis.

Entre as variantes menos utilizadas, destacam-se as HAWT com rotor a jusante. Esta configuração apresenta a vantagem de remover o constrangimento da deflexão das pás (um problema mais relevante em estruturas mais longas, como as de turbinas de grande porte).



Figura 3-2. Turbina eólica flutuante com rotor a jusante (downwind) desenvolvido pela X1Wind

Fonte: X1Wind⁵⁸.

Tabela 3-1. Exemplos de modelos de turbinas de eixo horizontal instalados em eólico *offshore*. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Modelo turbina	Potência (MW)	Diâmetro (m)	Altura (base-cubo do rotor) ⁵⁹ (m)	Altura máxima aproximada (base-ponta da pá) (m)	Estado de maturidade
Enercon E126	4	127	86-135	149,5 - 223	Comercial
Vestas V164	8-10	164	107	189	Comercial
Vestas V236	15	236	~145	263	Comercial

⁵⁸ <https://www.x1wind.com/>

⁵⁹ É importante mencionar que a altura de uma turbina da base ao cubo do rotor (*hub*) é uma variável de projeto para cada modelo consoante o local de instalação.

Modelo turbina	Potência (MW)	Diâmetro (m)	Altura (base-cubo do rotor) ⁵⁹ (m)	Altura máxima aproximada (base-ponta da pá) (m)	Estado de maturidade
MySE18.5-260	18,5	260	145-155	285	Comercial
DEC 26MW-312 HH185	26	312	185	341	Em fase de testes

No entanto, implica que o escoamento sobre as pás esteja mais “sujo”, devido à presença da torre, que cria uma região de sombra aerodinâmica, com impacto negativo na produção de energia e na fadiga a que as pás ficam sujeitas devido às vibrações induzidas pela libertação de vórtices pela torre.

Outra topologia de turbina eólica corresponde ao eixo do rotor na vertical, as chamadas VAWTs (*Vertical-axis-wind-turbines*). Estas máquinas têm a vantagem de não requerer alinhamento com a direção do vento e de apresentarem o centro de gravidade mais baixo e sujeito a menos vibrações. Contudo, captam energia eólica com uma eficiência substancialmente inferior às turbinas HAWT e apresentam maiores dificuldades em termos de escalabilidade para dimensões superiores. Por exemplo, as turbinas HAWT modernas atingem eficiências⁶⁰ próximo de 0,5, enquanto as VAWT dificilmente atingem 0,35 (Hau, 2025). Por estes e outros motivos, atualmente não existe qualquer solução comercial deste tipo de turbinas no mercado.

3.1.2. Plataforma flutuante

Ao contrário da convergência tecnológica que se observou nas turbinas eólicas, existe um elevado número de conceitos de plataformas eólicas flutuantes, por ser um desenvolvimento tecnológico ainda relativamente recente, isto é, de meados da primeira década do século XXI. A Figura 3-3 ilustra os principais tipos de plataforma nomeadamente *spar*, semi-submersível, barça (*barge*) e TLP, assim como a classificação em termos de estabilidade hidrodinâmica para algumas plataformas específicas.

⁶⁰ Eficiência de conversão aerodinâmica, tipicamente designado por coeficiente de potência C_p

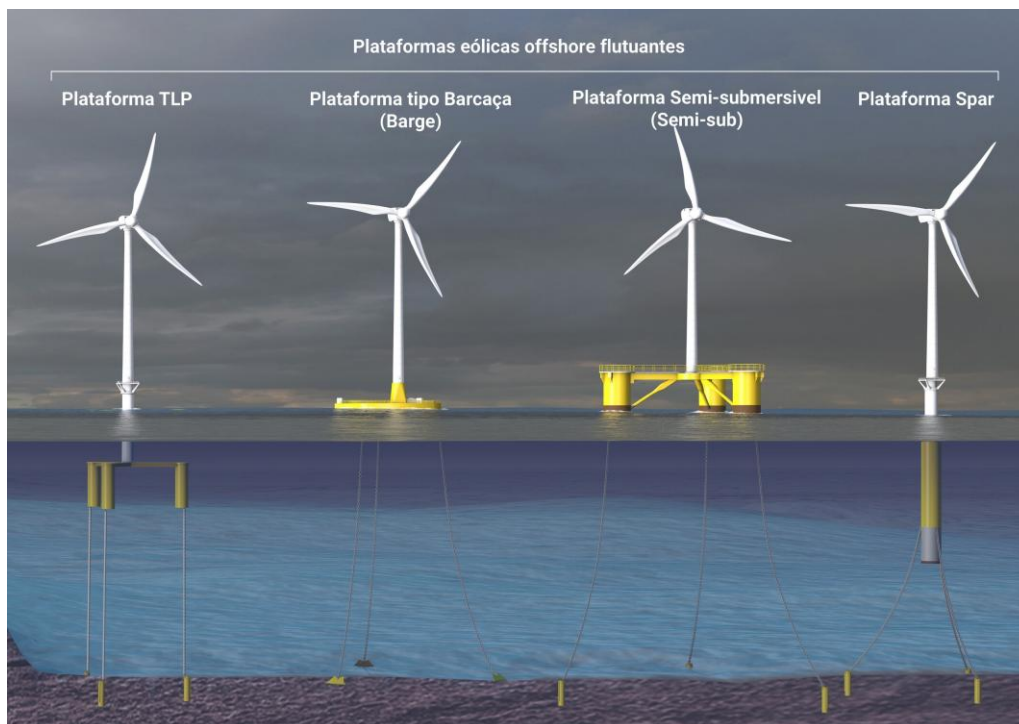


Figura 3-3. Topologias de plataformas flutuantes para energia eólica *offshore*. Fonte: Acteon⁶¹.

Plataforma spar

A plataforma do tipo *spar* é amplamente usada, tanto em O&G, como em energia eólica *offshore* flutuante, destacando-se os três projetos eólicos flutuantes (Hywind Norway, Hywind Scotland e Hywind Tampen) desenvolvidos pela Equinor (Equinor, 2025).

A plataforma do tipo *spar* é caracterizada por um único cilindro vertical conectado ao solo através de amarrações, tipicamente em catenária. Possui lastro na parte inferior para garantir estabilidade hidrodinâmica, e a torre da turbina eólica é fixada diretamente ao cilindro vertical. Em termos de materiais de fabricação, é constituída tipicamente de aço, incluindo também minério de ferro para o lastro, embora também possa a estrutura ser parcialmente de betão armado (como no caso do projeto Hywind Tampen).

A geometria alongada das *spar*s torna esta tipologia inviável para águas pouco profundas (para referência, os calados das plataformas Hywind Tampen excedem os 100 m de comprimento). Contudo, o conceito está bem ajustado à realidade dos países do Norte, como a Noruega, privilegiados com a proximidade de fiordes e portos de águas profundas e calmas. Nestas condições, a tecnologia apresenta a vantagem de possuir processos de construção e fabricação simples, tornando-se uma opção viável para produção em massa (Barooni, 2023). Neste caso, a operação de montagem da turbina na plataforma também é relativamente simples, sendo realizada no porto utilizando gruas terrestres.

No entanto, para as restantes geografias sem acesso a *fiordes* e portos de elevadas profundidades, a simplicidade do conceito *spar* transforma-se em complexidade de fabrico, instalação e operação, apresentando sérias desvantagens. Nesse caso, as plataformas teriam de ser construídas e transportadas na horizontal (provavelmente através de um reboque molhado, o que dificulta a produção em série) até

⁶¹ <https://acteon.com/insights/blogs/floating-wind-mooring-options>

um local com elevada profundidade, mas inevitavelmente menos abrigado, sendo que a montagem da turbina no flutuador seria substancialmente mais complexa e cara, fazendo recurso a enormes embarcações com gruas de alta capacidade.

Algo a reter é o facto das plataformas *spar* exibirem também maior amplitude de movimentos de arfagem e balanço (*pitch* e *roll*, respectivamente), comparando com outros tipos de plataforma (Emma C. Edwards, 2023). Estas características poderão tendencialmente levar a cargas superiores na turbina, com consequências negativas para o seu tempo de vida e restringir o número de janelas de acesso e para trabalhos de grua, dificultando a operação e manutenção dos parques. No que toca à manutenção pesada e às operações de substituição de grandes componentes, como gerador, pás e caixa de velocidades, a complexidade do reboque e as limitações de profundidade tornam a estratégia de manutenção no porto (*tow-to-port*) impraticável ou fortemente condicionada.



Figura 3-4. Projeto Hywind Tampen. Fonte: Equinor⁶².

Plataforma semi-submersível

As plataformas semi-submersíveis consistem em colunas verticais conectadas por travessas e pontões. A turbina geralmente está localizada no centro, sobre uma das colunas (Emma C. Edwards, 2023). Esta topologia atinge estabilidade hidrodinâmica devido à grande área que intersecta a superfície da água e ao lastro, tipicamente localizado dentro do pontão e possivelmente nas colunas (Barooni, 2023). Isto leva também a uma menor amplitude de movimentos em operação quando comparado com a topologia *spar*, o que pode ter benefícios para a quantidade de energia produzida, tempo de vida da turbina e facilidade de manutenção. Outra vantagem é que pode ser utilizada em águas moderadamente profundas, e, portanto, em mais localizações do que a *spar*. Quanto às desvantagens, esta topologia tem uma grande área de implantação no fundo do mar, devido à utilização de amarrações em catenária. As plataformas submersíveis também utilizam uma maior quantidade de matéria-prima e têm um processo de fabrico mais complexo, o que as torna mais caras e com requisitos portuários mais exigentes. Em termos do grau de penetração da tecnologia, este tipo de plataforma é já utilizado em vários projetos pré-comerciais, nomeadamente no WindFloat Atlantic (o primeiro parque instalado com esta tecnologia) e no maior parque eólico flutuante ligado à rede elétrica, em Kincardine, na Escócia (Power, 2025).

⁶² <https://www.equinor.com/news/20220830-turning-north-sea-projects-into-power>

Plataforma tipo barçaça (*barge*)

Este tipo de plataforma consiste numa estrutura flutuante de grande dimensão, normalmente retangular, com uma piscina central que limita a amplitude dos movimentos do sistema plataforma-turbina. Esta plataforma alcança estabilidade hidrodinâmica devido à muito grande área que intersecta a superfície da água, ou seja, através da flutuabilidade distribuída (Emma C. Edwards, 2023). Por vezes também pode utilizar lastro de água para aumentar a estabilidade. Em termos de materiais de construção, as barçaças são geralmente construídas em aço ou betão, utilizando uma grande quantidade de matéria-prima quando comparadas com a tipologia *spar*. Em relação aos requisitos de profundidade, as barçaças podem ser utilizadas também a profundidades moderadas (50 a 200 m), ou em águas mais rasas, sendo as amarrações normalmente do tipo catenária. No que toca ao grau de penetração da tecnologia, existiram alguns demonstradores à escala real já desde (pelo menos) 2018, destacando-se os projetos Kitakyushu, FLOATGEN, e está em construção um parque de 30 MW no projeto EOLMED (ideol, 2025), em França.



Figura 3-5. Exemplos de plataformas tipo barçaça. Fonte: BW Ideol, Saitec.

Plataforma TLP

Uma plataforma do tipo TLP (*Tension-Leg-Platform*) consiste num corpo submerso ou semi-submerso com uma coluna central, à qual a turbina eólica está conectada. O corpo submerso ou semi-submerso está, também, conectado às linhas de amarração na sua parte inferior que, como a designação indica, são cabos (tendões) sob tensão (Barooni, 2023). A estabilidade hidrodinâmica depende dos cabos, dado que o equilíbrio hidrostático é atingido com a tensão nos cabos, que compensam uma impulsão superior ao peso. Assim sendo, falhas nas amarrações ou no sistema de ancoragem podem fazer a estrutura soçobrar. Devido às suas pequenas dimensões, possui uma estrutura leve e utiliza uma quantidade reduzida de matéria-prima em comparação com as estruturas mencionadas anteriormente (Emma C. Edwards, 2023). Outra vantagem é a sua reduzida área de implantação no leito marinho, devido aos cabos estarem numa configuração vertical. Em relação aos requisitos de profundidade, em contexto de extração de hidrocarbonetos, as plataformas TLP já foram instaladas a grandes profundidades (>1000 m), mas podem também ser utilizadas a profundidades moderadas (50 a 200 m). Quanto ao grau de penetração da tecnologia, embora alguns protótipos tenham sido desenvolvidos desde 2008, nomeadamente com os projetos BlueH (Itália), Bluenewables (Espanha) e GICON (Alemanha), não foram efetivamente instalados. Atualmente, apenas o parque Provence Grand Large (Prysmian, 2025), em França, está instalado, com 25 MW de potência.

3.1.3. Âncoras e amarrações

Os sistemas de amarração são necessários para ancorar as plataformas flutuantes em ambientes marinhos, contribuindo também para a estabilidade hidrodinâmica (Ruyan Yang, 2022). Estes sistemas consistem em vários cabos, incluindo correntes, cordas sintéticas ou cabos de aço, fixados em pontos específicos da estrutura flutuante, com as extremidades inferiores ancoradas ao fundo do mar. O ponto-de-guia (*fairlead point*) é onde a linha de amarração é conectada à plataforma flutuante e o ponto-de-

toque (*touchdown point*) é o local no fundo do mar, onde a linha de amarração faz o primeiro contato com o fundo do oceano. Finalmente, o ponto de ancoragem é onde a linha de amarração é ancorada ao fundo do mar. Existem três tipos principais de sistemas de amarração: sistemas de amarração por catenária, de amarração por cabo e de amarração tensionada.

Amarração em catenária (*Catenary*)

A amarração em catenária é constituída por cabos suspensos em forma de catenária, que é a forma que os cabos apoiados apenas nas suas extremidades tomam. O ponto de ancoragem suporta apenas a força horizontal e, quando existe uma força vertical aplicada no ponto de ancoragem, considera-se que o sistema de ancoragem falhou. As forças de restauração são geradas pelo peso submerso da parte suspensa da linha. É geralmente aplicada em profundidades de água abaixo dos 500 m, e o material utilizado para os cabos é geralmente aço. Para profundidades de água mais elevadas, os custos são mais elevados, uma vez que o comprimento e o peso das linhas de amarração aumentam significativamente. Além disso, o raio de amarração aumenta, resultando numa grande área de implantação (Benjamin Cerfontaine, 2023). No entanto, este é ainda o sistema de amarração mais comumente aplicado a plataformas de amarração de águas profundas porque possui uma estrutura simples e é economicamente viável para profundidades de água inferiores a 500 m. Além disso, são relativamente mais fáceis de instalar do que outros sistemas de amarração (Scotland, 2024).

Sistema de amarração *Taut-leg*

No sistema de amarração *Taut leg*, as linhas permanecem sob tensão constante entre o ponto-de-guia e o ponto de ancoragem, sem linhas assente no fundo, ao contrário da amarração em catenária. A ancoragem é sujeita a forças horizontais e verticais, e as forças que mantêm a plataforma em equilíbrio são baseadas na elasticidade da linha (Scotland, 2024). Este sistema apresenta comprimentos de cabo reduzidos, bem como uma área de ocupação reduzida, comparativamente aos sistemas em catenária. É mais adequado para áreas profundas e ultra-profundas (Pierini, 2025).

Amarração tensionada (*Tension-leg*)

A amarração tensionada é constituída principalmente por cabos de aço e cordas sintéticas, com elevada rigidez axial, e as linhas de amarração são sempre verticais. Garante a estabilidade e a manutenção da posição da plataforma onde está ligada, com uma tração/tensão vertical constante na plataforma (Ruyan Yang, 2022). As âncoras são utilizadas principalmente para suportar as grandes cargas verticais aplicadas. Este tipo de sistema de amarração é utilizado principalmente em profundidades de água superiores a 300 m e apresenta a vantagem de possuir uma área de implantação reduzida. No entanto, tanto a instalação como o fabrico dos cabos são muito complexos. A Figura 3-6 ilustra os tipos de amarração descritos, indicando também a gama típica do esforço no cabo para as diferentes tipologias consideradas.

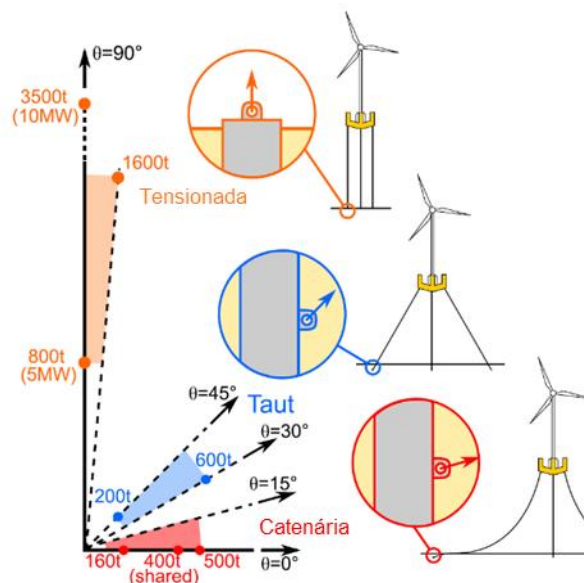


Figura 3-6. Diferentes tipos de amarração e fixações ao solo.

Fonte: adaptada de (Benjamin Cerfontaine, 2023).

Quanto aos tipos de âncora, existem três principais (Scotland, 2024). A âncora de resistência é arrastada ao longo do fundo do mar até atingir a profundidade necessária e, ao penetrar no solo marinho, usa a resistência do solo para se fixar. Este tipo de âncoras é usado principalmente para amarrações catenárias (porque a linha de amarração chega ao fundo do mar horizontalmente), não sendo adequada para suportar forças verticais. Quanto ao tipo de solo, as âncoras de resistência são projetadas para penetrar em solos mais macios e sedimentares, não sendo, portanto, adequadas para solos rochosos.

Outro tipo são as âncoras de sucção, que suportam forças verticais e são utilizadas com linhas de amarração tensionadas. Estes tipos de âncoras são incrustados no solo marinho, sendo depois a sua instalação completada criando sucção dentro do cilindro oco do sistema de ancoragem, assegurando uma fixação adequada. Quanto à adequação aos diferentes tipos de solo, estas âncoras requerem solos que se consigam agregar ao ser aplicada a sucção, sendo, portanto, adequadas a solos arenosos ou compostos por argila ou lama, e não a solos rochosos.

Por fim existem as âncoras de gravidade, que consistem em aglomerados com elevada massa e são utilizadas como fundações de ancoragem por via da gravidade. São utilizadas para turbinas eólicas *offshore* flutuantes em águas pouco profundas e em condições de solo onde as âncoras de sucção não são adequadas devido às limitações de penetração no solo. A capacidade de carga vertical e horizontal das âncoras de gravidade no fundo do mar depende também do coeficiente de atrito no local específico, e podem ser instalados em todos os tipos de solo. (Benjamin Cerfontaine, 2023).

3.1.4. Equipamento elétrico

Os componentes elétricos e eletrônicos são essenciais para coletar e transmitir a energia das turbinas eólicas *offshore* para a rede elétrica em terra. Entre os componentes estão necessariamente os cabos inter-turbina (*interarray cables*) que conectam as turbinas individuais entre si, existindo várias topologias para a interligação das turbinas (*e.g.* estrela, anel), com diferentes níveis de redundância (Mostafa Elshahed, 2021). A rede de cabos inter-turbina desemboca na chamada subestação *offshore*, onde a tensão elétrica é aumentada recorrendo a transformadores e eletrônica de potência, por forma a diminuir a potência dissipada no processo de transmissão para a costa. Caso a distância entre o parque

eólico e a costa seja muito grande (tipicamente superior a 100 km) a energia elétrica pode ser convertida de corrente alternada para corrente contínua (AC para DC) por forma a tornar a transmissão para a costa mais eficiente. Da subestação saem os cabos de transmissão, ou exportação (*export cables*), que operam a uma tensão mais elevada. Como os cabos de exportação transportam a energia produzida por muitas turbinas têm, por isso, maior diâmetro, quando comparados com os cabos inter-turbina, apesar de operarem a tensão muito superior. Por fim existe normalmente na costa uma subestação terrestre, onde a tensão elétrica é novamente transformada, conectada à rede local para distribuição.

A infraestrutura elétrica para transmissão (ou exportação) da zona espacializada de Viana do Castelo é descrita em pormenor acima, na secção 2.4.2, onde se estabelece o estado atual e o desenvolvimento previsto. Ligando com o parágrafo acima, conforme aumentar a potência instalada na zona será necessário a instalação de uma subestação *offshore*, mas, dada a distância ao porto, a energia elétrica deverá continuar a ser transmitida em regime de corrente alternada.

3.2. Viabilidade da energia eólica offshore flutuante enquanto fonte primária de eletricidade em Portugal

Esta secção analisa a viabilidade e adequação das tecnologias discutidas ao contexto português, tendo em conta as condições técnicas, ambientais e infraestruturais.

3.2.1. Recurso de vento e ondas

Recurso eólico

A atratividade de um projeto de energia eólico *offshore* flutuante está intrinsecamente ligado ao recurso eólico existente. Portugal é um país com um recurso eólico apreciável, tornando-se mais interessante em localizações *offshore*.

Tabela 3-2. Valores característicos do recurso eólico para as áreas consideradas. Fontes: (i) (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023), Ondas: LNEG e Alday M (2024).

	Velocidade média do vento (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)	Horas/ano à potência nominal (h)	Recurso de ondas (kW/m) ⁶³
Viana do Castelo	8,01 - 8,50	600 - 650	4 000 - 4 250	25,1 - 30,0
Leixões	7,51 - 8,00	500 - 600	3 600 - 3 900	30,1 - 35,0
Figueira da Foz	7,51 - 8,00	450 - 525	3 600 - 3 900	25,1 - 35,0
Sines	6,51 - 7,50	350 - 400	3 000 - 3 400	15,1 - 20,0

⁶³ Alday M. and Lavidas, G., The ECHOWAVE Hindcast: A 30-years high resolution database for wave energy applications in North Atlantic European waters (2024), DOI: 10.1016/j.renene.2024.121391.

	Velocidade média do vento (m/s)	Densidade de potência (W/m ²)	Horas/ano à potência nominal (h)	Recurso de ondas (kW/m) ⁶³
Escócia (Costa Este)	10,51 - 11,00	1 350 - 1 400	4 750 - 5 150	4,5 - 9,0
Mar do Norte	9,51 - 10,00	950 - 1 000	4 500 - 4 900	10,0 - 15,0

A Figura 3-7 ilustra a velocidade média do vento (Danish Technical University, 2025) a uma altura de 100 m, e a Tabela 3-2 os valores típicos do recurso eólico para cada uma das áreas onde está previsto o desenvolvimento de parques eólicos ao longo da costa portuguesa (Laboratório Nacional Energia e Geologia, 2023). Ainda que relevante, o recurso é inferior ao observado ao largo da Escócia e no mar do Norte (sector neerlandês), o que contribuiu para o desenvolvimento mais precoce da eólica *offshore* nessas áreas. Importa, contudo, considerar também as diferenças de contexto geográfico e tecnológico: enquanto grande parte do desenvolvimento no Norte da Europa ocorreu em águas relativamente pouco profundas, adequadas a soluções de fundação fixa (*bottom-fixed*), em Portugal a plataforma continental é mais estreita e rapidamente atinge maiores profundidades. Como consequência, o potencial nacional de eólica *offshore* está associado a tecnologias flutuantes. Em contraste, noutros países, como o Reino Unido, onde existem metas ambiciosas para a eólica *offshore* flutuante (5GW até 2030⁶⁴), o desenvolvimento do setor assentou sobretudo em soluções de fundação fixa, que ainda representam, e se espera que continuem a representar no futuro, a maioria da capacidade instalada de energia eólica *offshore*.

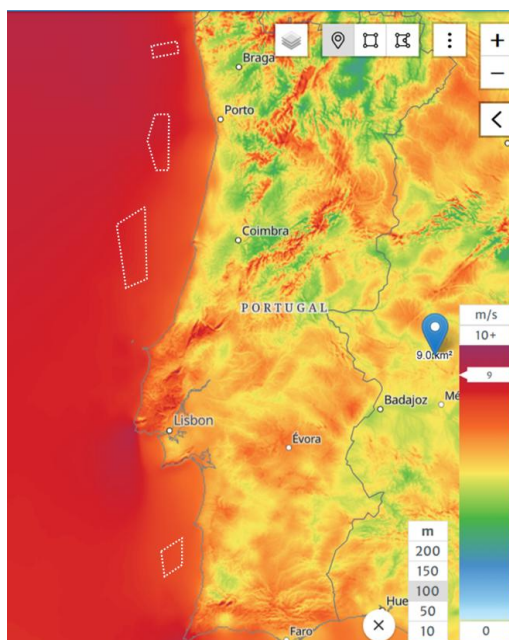


Figura 3-7. Distribuição geográfica da velocidade média do vento a uma altura de 100 m na costa continental portuguesa, com as áreas especializadas sobrepostas (linhas brancas tracejadas). Fonte: adaptada de <https://globalwindatlas.info/en/>.

⁶⁴ [Offshore wind net zero investment roadmap - GOV.UK](https://gov.uk/offshore-wind-net-zero-investment-roadmap)

Ondas

Portugal apresenta um dos recursos de energia das ondas mais consistentes da Europa, fruto da exposição direta ao Atlântico Norte. Esta agitação marítima, com estados de mar energéticos e forte sazonalidade (invernos severos), aumenta as cargas hidrodinâmicas, acelera a fadiga e encarece o projeto e dimensionamento de plataformas, amarrações e componentes. Ao nível da instalação e operação, o clima de ondas reduz janelas meteorológicas úteis, dificulta o acesso para instalação e manutenção, elevando o risco operacional.

Na Tabela 3-2 é possível verificar que em Portugal, coincidentemente, os locais com melhor recurso eólico *offshore* flutuante são geralmente também os de maior exposição às ondas. Ainda assim, o elevado recurso de ondas constitui sobretudo uma variável de projeto, a tratar no dimensionamento e no planeamento operacional. A experiência dos projetos WindFloat 1 e WindFloat Atlantic demonstrou resistência a tempestades atlânticas muito severas (com altura de onda máxima que excederam os 20 m em 2023⁶⁵), evidenciando a robustez desta tecnologia.

3.2.2. Condições do ambiente marinho

A adequabilidade da tecnologia eólica flutuante face às condições do ambiente marinho da plataforma continental portuguesa, bem como os possíveis impactos ambientais que estas tecnologias poderão ter, foram elementos centrais no processo de seleção final dos locais de instalação incluídos no PSOEM.

A escolha dos locais resultou de um processo integrado que combinou a Avaliação Ambiental Estratégica⁶⁶ (AAE) e a consulta pública e institucional, permitindo considerar as questões levantadas pelas autoridades ambientais, pelo setor das pescas, por entidades de investigação científica e por outras partes interessadas. Adicionalmente, a experiência obtida através da execução do plano de monitorização do parque eólico Windfloat Atlantic foi também alvo de análise e sintetizada na AAE, permitindo o estabelecimento dos potenciais impactos.

Este processo visou não apenas identificar áreas tecnicamente adequadas à exploração da energia eólica *offshore*, mas também avaliar de forma equilibrada os potenciais riscos e benefícios ambientais, sociais e económicos dos parques a instalar nessas áreas.

De acordo com a Declaração Ambiental resultante da avaliação da AAE do PAER (2025), que apresentou um resultado favorável, destacam-se, no que se segue, os pontos relevantes para o ambiente marinho.

Qualidade da água e riscos de poluição

A instalação e operação de parques eólicos *offshore* implicam um aumento de tráfego marítimo e de operações logísticas, o que poderá elevar o risco de incidentes, derrames e poluição, afetando a qualidade das massas de água. Não é, contudo, esperado que estes riscos sejam significativos, quer pela ausência de quantidades significativas de líquidos poluentes, quer pela observação de vastíssimos parques eólicos *offshore* fixos ao fundo do mar já em operação.

Por outro lado, o contributo destas infraestruturas para a redução de emissões de gases com efeito de estufa representa um benefício indireto significativo para o meio marinho, ajudando a mitigar os efeitos das alterações climáticas sobre os ecossistemas oceânicos. Estima-se que cada GW de energia eólica *offshore* possa produzir cerca de 3,5 TWh/ano, ou seja cerca de 7% da energia elétrica consumida em

⁶⁵ <https://www.windfloat-atlantic.com/windfloat-atlantic-thrives-in-the-face-of-a-record-storm/>

⁶⁶ https://participa.pt/contents/consultationdocument/P160_AAE_PAER_RAP_Versao_CP.pdf

2024 promovendo cerca de 1,6 milhões de toneladas de GEE evitados, ou seja quase 3% das emissões do país em 2024.

Biodiversidade e recursos da pesca

A criação de zonas afetas a parques eólicos *offshore* implica restrições à prática de artes de pesca mais intrusivas, como o arrasto de fundo, redes de emalhar e cercos. Esta limitação pode conduzir a uma diminuição de capturas em áreas específicas.

Contudo, estas zonas funcionarão também como áreas de refúgio para a biodiversidade, permitindo a recuperação de habitats e populações marinhas. Além disso, prevê-se a possibilidade de uso de artes alternativas, como armadilhas, palangres ou atividades de aquacultura associada, que poderão reforçar a sustentabilidade da exploração pesqueira e contribuir para a diversificação das atividades económicas no espaço marítimo.

Em Portugal, já existe evidência prática deste princípio de coexistência: no parque WindFloat Atlantic, a Ocean Winds está a desenvolver iniciativas-piloto para testar a integração de atividades tradicionais de pesca e de aquacultura na área do projeto. Em coordenação com a Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM) e com a associação VianaPesca, estas iniciativas procuram demonstrar, de forma objetiva, que a atividade piscatória pode ser compatível com a presença do parque, mediante regras e práticas adequadas. Em paralelo, a Câmara Municipal de Viana do Castelo e o WavEC lideram o projeto LowAWind (no âmbito do projecto OLAMUR), no qual Portugal participa como Região Associada, com o objetivo de avaliar a viabilidade de combinar aquacultura de baixo nível trófico com eólica *offshore* flutuante na costa noroeste, usando o WindFloat Atlantic como caso de referência. Este trabalho foca-se na análise das condições técnicas, regulamentares, económicas e ambientais para sistemas multiuso, no envolvimento de comunidades e cadeia de valor regional, na identificação de barreiras e sinergias e no desenvolvimento de um roteiro (*roadmap*) para futura implementação. Esta experiência é particularmente relevante para informar a implementação futura, por complementar os resultados do plano de monitorização já considerado na AAE do PAER e por apoiar uma abordagem de gestão adaptativa e de compatibilização de usos do espaço marítimo.

Património cultural subaquático

As áreas seleccionadas para a instalação de parques eólicos *offshore* podem sobrepor-se a locais de interesse arqueológico ou a naufrágios. Existe, por isso, o risco de impactar negativamente o património cultural subaquático. O PAER estabelece como requisito a realização de estudos de caracterização detalhados antes da instalação, bem como a implementação de programas de monitorização e salvaguarda para assegurar a proteção deste património.

Compatibilização com outros usos do mar

O desenvolvimento de energias renováveis *offshore* pode gerar conflitos de uso com setores tradicionais como a pesca, como anteriormente mencionado, o turismo, o transporte marítimo ou mesmo a conservação marinha

Para minimizar estes conflitos, é essencial uma gestão integrada do ordenamento do espaço marítimo, garantindo compatibilidade com áreas protegidas, zonas de elevado valor ecológico e rotas de navegação, enquanto se promovem sinergias com atividades sustentáveis como a aquacultura ou o turismo científico.

Medidas de Mitigação

Para mitigar estes riscos, o PAER estabelece um conjunto robusto de medidas de controlo, como:

- Estudos prévios de caracterização ecológica e de habitats marinhos;

- Programas de monitorização ambiental contínua (águas, sedimentos, espécies e habitats sensíveis);
- Compensação e apoio a setores afetados, nomeadamente a pesca;
- Definição de áreas de exclusão para proteção de ecossistemas vulneráveis;
- Criação de plataformas públicas de dados ambientais, assegurando transparência e acesso à informação.

Em síntese, a integração das condições do ambiente marinho no planeamento da energia eólica flutuante reflete a procura de um equilíbrio entre a transição energética e a preservação dos ecossistemas marinhos. Através da articulação entre avaliação ambiental estratégica, consulta pública e medidas de mitigação, o processo procura garantir que a exploração de energias renováveis *offshore* contribua não apenas para os objetivos de descarbonização e independência energética, mas também para a valorização da biodiversidade, a sustentabilidade dos recursos e a confiança das comunidades costeiras.

3.2.3. Adequação das diferentes tecnologias de plataforma e sistemas de amarração ao contexto nacional

A adequação das diferentes topologias de plataformas eólicas *offshore* flutuantes à realidade nacional depende sobretudo de três fatores: (i) as condições ambientais dos locais, incluindo clima meteorológico e oceânico e as características do leito marinho, (ii) a capacidade industrial de fabrico e montagem dos flutuadores e turbinas e (iii) as infraestruturas e cadeia logística disponíveis (portos, embarcações, ligação à rede, operações e manutenção).

Começando pelas plataformas, e na perspetiva das condições nas zonas espacializadas, atendendo à sua profundidade se situar entre os 50 e os 200 m, seria tecnicamente possível optar por qualquer uma das tipologias, embora as plataformas *spar* sejam normalmente utilizadas em profundidades a partir dos 100 m. No entanto, se considerarmos a fase de construção e montagem, a plataforma *spar* requer um calado considerável e não será a solução mais viável atendendo aos valores da Tabela 2-1 das infraestruturas portuárias nacionais. As plataformas do tipo barça requerem um tamanho de cais considerável porque possuem uma grande área (em planta), o que poderá eventualmente provocar alguns constrangimentos e congestionamentos nos portos portugueses, embora não muito significativos. Sob este prisma, parecem ser mais adequadas as plataformas semi-submersíveis e TLP. Outra consideração que poderá influenciar a escolha de plataforma pode ser o tipo de condições meteoceanográficas, e em particular a altura e período das ondas, no nível de produção de potência. Isto no sentido em que os diferentes tipos de plataforma têm respostas diferentes em termos da amplitude dos movimentos devido às forças hidrodinâmicas. No entanto, e sobretudo ao nível de um parque eólico, a influência na produção de energia do parque como um todo não será muito significativa (M. De Pascali, 2024).

Quanto aos sistemas de amarração, há que considerar, entre outros aspetos, a profundidade e declive do fundo marinho e o tipo de solo. Sobre a profundidade em si, não constitui um fator de especial atenção no sentido em que, sendo as águas moderadamente profundas nas zonas espacializadas, a gama de profundidades está dentro dos valores comumente verificados em estruturas em alto mar, pelo que será essencialmente uma questão de utilizar cabos mais ou menos longos. Já quanto ao declive, o fundo do mar na costa portuguesa tem um declive relativamente acentuado, particularmente se compararmos com outros locais (e.g. o mar do Norte), havendo, portanto, áreas dentro das zonas espacializadas com declives na ordem dos 10 m/km, como ilustrado na Figura 2-8. Este declive acentuado obriga, no mínimo, a ter cabos de amarração com comprimentos diferentes, o que pode exigir mais cuidado durante a instalação. No limite, o efeito de ter uma estrutura amarrada com cabos de comprimentos diferentes pode levar a respostas dinâmicas e amplitudes de movimentos diferentes para diferentes direções. No entanto, estas diferenças deverão ser insignificantes neste caso em concreto dado que a variação do comprimento total dos cabos, e consequentes propriedades mecânicas e hidrodinâmicas, será sempre

inferior a 1%. O efeito de declive na rebentação nas ondas também pode ser considerado desprezável dada a profundidade ser, neste caso, sempre superior a 50 m, encontrando-se próximo de condições de águas profundas (Pierini, 2025), em que o fundo do mar não afeta de forma significativa as ondas.

Sobre o solo, o tipo específico determina a viabilidade da utilização de diferentes âncoras. Atendendo à Figura 3-8, constata-se que, na grande maioria da área correspondente às zonas espacializadas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore* em Portugal, o tipo de solo consiste em areia ou areia com argila. Estes tipos de solo apresentam as características mais favoráveis para a fixação de âncoras, permitindo a utilização de várias tecnologias incluindo as âncoras de sucção. No entanto, existem na zona espacializada de Viana do Castelo algumas regiões em que o fundo marinho tem solo rochoso, o que significa que será mais viável a instalação de âncoras de resistência ou de gravidade.

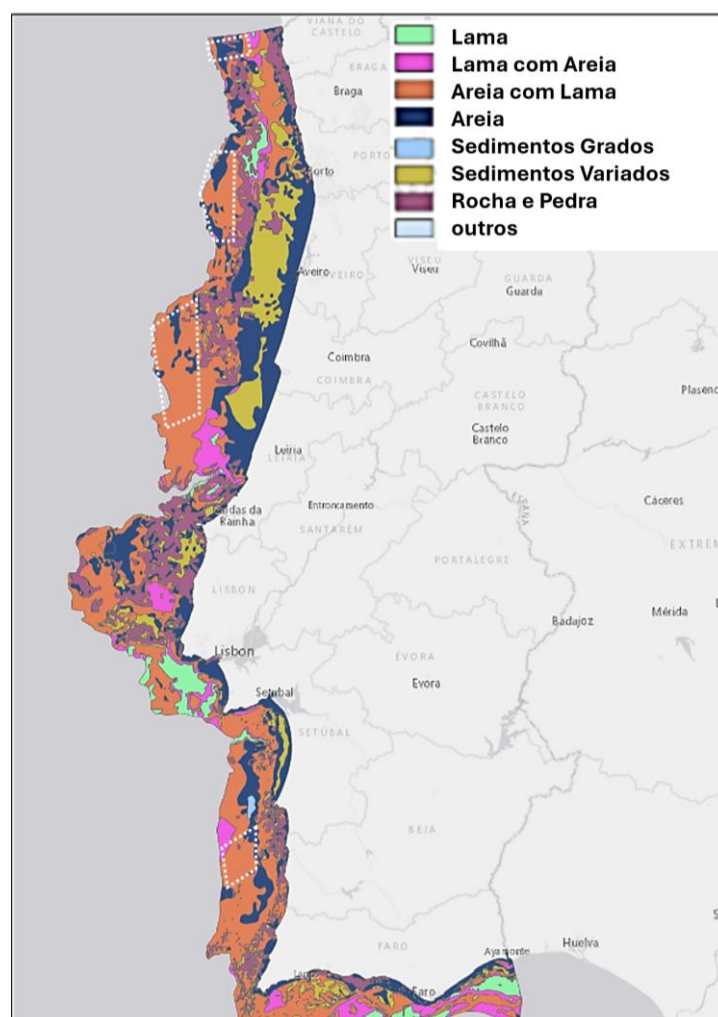


Figura 3-8. Caracterização do tipo de solo na costa continental portuguesa, com as áreas espacializadas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore* sobrepostas (linhas brancas tracejadas). Fonte: adaptada de <https://emodnet.ec.europa.eu/geoviewer/>.

3.3. Cadeia de valor da energia renovável oceânica

Esta secção descreve a configuração típica da cadeia de valor da energia da energia eólica *offshore* flutuante e os seus principais componentes.

De forma geral, a cadeia de valor integra os seis blocos que se indicam abaixo e que serão descritos e analisados seguidamente:

- Planeamento, desenvolvimento e gestão do projeto;
- Fabrico e fornecimento;
- Logística e pré-instalação;
- Instalação e comissionamento;
- Operação e manutenção;
- Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida.

3.3.1. Planeamento, desenvolvimento e gestão do projeto

Na fase de planeamento e desenvolvimento de um projeto de energia eólica *offshore*, bem como noutras tecnologias marinhas renováveis tais como energia das ondas ou das marés, são necessários vários estudos para avaliar a sua viabilidade numa perspetiva técnica, ambiental, económica e regulatória. A seguir, apresentam-se os principais tipos de estudos necessários, acompanhados dos respetivos custos típicos.

Esta fase é assegurada pelos promotores de parques eólicos, que assumem a responsabilidade pela planificação, licenciamento, gestão ambiental e coordenação técnica das várias etapas do projeto, desde a conceção inicial até à fase de instalação e operação. Entre os principais promotores internacionais com experiência consolidada neste domínio destacam-se a BlueFloat Energy, BP, Copenhagen Infrastructure Partners, Corio Generation, EDF, EnBW, Equinor, ESB, Falck Renewables, Iberdrola, Northland Power, Ørsted, RWE, Shell, Simply Blue Group, SSE e TotalEnergies (BVG Associates, 2025).

Na fase de Planeamento, desenvolvimento e gestão do projeto os custos podem ser significativos. Para um parque com 1 GW de capacidade instalada, esta fase pode atingir cerca de 183 M€ (BVG Associates, 2025).

Avaliação do recurso energético e das condições meteoceânicas

Estes estudos visam quantificar a disponibilidade e variabilidade do recurso primário, vento, recorrendo a medições anemométricas em altura, realizadas com torres meteorológicas ou sistemas LiDAR flutuantes. A duração de campanhas de medição *in-situ* é por regra não inferior a 12 meses para captar variabilidade sazonal. Esta campanha é seguida de uma fase de recolha, processamento e análise de dados que dura geralmente entre um e 3 meses. Os estudos de condições meteoceânicas incluem a caracterização de ondas, vento e mares, mas também parâmetros como temperatura, intensidade de turbulência, entre outros.

Os custos variam consideravelmente em função da duração da campanha, do tipo de equipamento utilizado e da localização, podendo oscilar de forma significativa conforme a dimensão do projeto e a abordagem adotada (por exemplo, apenas modelação ou combinação de modelação e medições *in situ*). Ainda assim, a título exemplificativo, um estudo de avaliação do recurso energético inclui:

- Estudos preliminares (*desk-based*) e modelação numérica (com base em 20-30 anos de hindcast), com um custo entre 20 e 70 k€;

- Campanhas de medição in situ (anemómetros, LiDAR flutuante, bóias) por 1 ano variam entre 700 k€ a 2 M€⁶⁷ (incluindo aquisição, manutenção, e análise de dados) para validação dos estudos preliminares. Potencialmente poderão ser realizados serviços complementares (validação cruzada com satélite, modelação numérica por CFD, análise estatística, etc.) o que poderá representar um custo adicional de 20 a 100 k€, dependendo da profundidade da análise;
- Caracterização do clima de ondas e correntes, para o que se utiliza, também, uma combinação de modelação numérica e medições in situ. Esta componente dos estudos pode representar entre 20 e 200 k€, conforme haja ou não medições in situ.

Estudos preparatórios e licenciamento ambiental

Em Portugal, dentro do enquadramento da Avaliação de Impacto Ambiental (AIA), a Proposta de Definição de Âmbito (PDA) corresponde à fase inicial do processo, onde são analisadas as condições ambientais de base, as alternativas de localização, a magnitude dos impactos ambientais potenciais de acordo com as características do projeto, a sua aceitabilidade e as estratégias de mitigação ou compensação. Este estudo abrange Portugal como um país com um recurso eólico apreciável. É feita uma caracterização detalhada sobre:

- Caracterização do ambiente físico;
- Monitorização da biodiversidade (cetáceos, aves, peixes);
- Avaliação de habitats bentónicos;
- Análise de tráfego marítimo, atividade piscatória e possíveis conflitos com aviação;
- Estimativas de ruído submarino;
- Impacto visual e socioeconómico.

Os valores variam conforme o tipo, escala e complexidade do projeto. Para projetos relevantes, como parques eólicos *offshore*, os valores normalmente situam-se entre 40 a 100 k€ para estudo prévio, envolvendo diagnóstico ambiental, mapeamento de restrições e avaliação básica, e entre 80 a 200 k€ se se tratar de um EIA completo, cuja duração típica é de 1 a 2 anos, e inclui toda a documentação técnica detalhada exigida pela AIA.

Estudos de geotecnia e geofísica

Estes estudos caracterizam o fundo marinho e são fundamentais para a localização detalhada e configuração do parque eólico, conceção e dimensionamento dos sistemas de fundação e ancoragem e traçado do cabo elétrico de exportação de energia que liga a subestação *offshore* ao ponto de ligação em terra. Tipicamente, incluem uma primeira avaliação de estudos *desk-based*, a partir de dados disponíveis, e posteriormente, numa segunda fase, incluem levantamentos batimétricos multifeixe (Figura 3-9), perfilagem de subfundo, ensaios in situ, recolha de amostras e modelação geotécnica. A duração dos estudos nesta segunda fase é normalmente de 3 a 6 meses, com custos que podem variar entre 0,5 e 2 M€, dependendo da profundidade, extensão da área e variabilidade geotécnica da área, pois tal condiciona o número de furos para recolha de amostras necessários.

⁶⁷ <https://www.base.gov.pt/Base4/en/detail/?type=contratos&id=11050282>

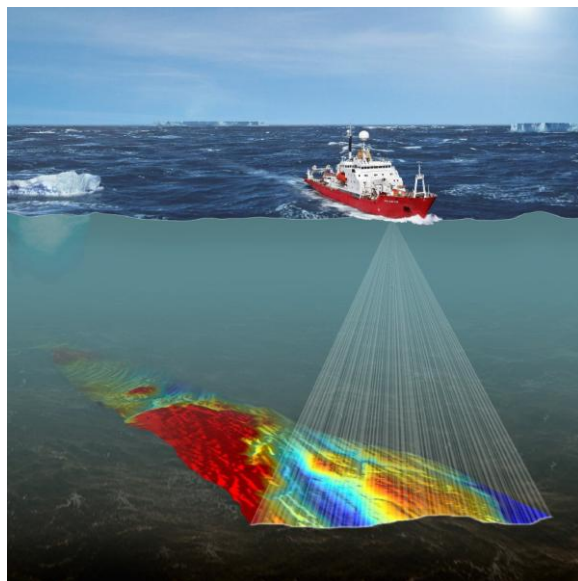


Figura 3-9. Ilustração de uma sonda multifeixe para mapeamento da morfologia do fundo marinho com elevada precisão.

Fonte: British Antarctic Survey⁶⁸.

Estudo de viabilidade logística

Estes estudos avaliam de forma detalhada a capacidade logística necessária para o transporte, instalação e operação de parques *offshore*, com ênfase nas condições portuárias e acessibilidade, existência e disponibilidade de infraestruturas de apoio locais. Incluem igualmente uma análise preliminar da cadeia de fornecimento nacional, identificando recursos e possíveis lacunas. O custo típico deste tipo de estudo varia, geralmente, entre 50 e 200 k€, dependendo da abrangência, profundidade da análise e complexidade logística do projeto.

Estudos tecno-económicos

Estes estudos visam analisar a viabilidade económica do projeto através da modelação de custos de investimento (CAPEX), operação e manutenção (OPEX) e cálculo do LCOE. São essenciais para identificar os principais drivers de custos, avaliar a rentabilidade do projeto, e definir estratégias para a redução do LCOE e melhoria da competitividade tecnológica. O custo destes estudos varia entre 30 e 100 k€.

Licenciamento ambiental

Em Portugal, o licenciamento de projetos de grande dimensão, como parques eólicos *offshore*, bem como outras infraestruturas energéticas e instalações industriais, requer um conjunto estruturado de estudos técnicos e avaliações regulamentares. Estes estudos, conduzidos por consultoras ambientais e de engenharia, asseguram que os projetos cumprem as exigências legais e minimizam impactos ambientais e sociais. Os principais tipos de estudos ambientais são descritos na Secção 2.4.4.

Além dos estudos referidos nessa secção (EIA, RECAPE, Einca), a fase de licenciamento ambiental identifica a necessidade de estudos específicos *in situ* que visam aprofundar a caracterização de aspetos particulares dos parques eólicos *offshore* e eliminar incertezas identificadas durante o EIA. Estes podem ser desenvolvidos de forma autónoma ou integrados no Estudo de Impacto Ambiental (EIA), consoante a complexidade e a fase do projeto. Entre eles destacam-se as avaliações sobre:

- Ruído: modelação da propagação de ruído e impacto em zonas sensíveis;

⁶⁸ [Multibeam echosounder - British Antarctic Survey](#)

- Meio Marinho: avaliação de efeitos sobre habitats bentónicos e ictiofauna;
- Avifauna e Quirópteros: monitorização de aves e morcegos em contexto *offshore*;
- Paisagem: avaliação de impacto visual e integração paisagística;
- Qualidade do Ar: modelação de emissões atmosféricas;
- Riscos Tecnológicos: identificação de perigos, acidentes potenciais e planos de resposta;
- Cartografia Ambiental: sistemas de informação geográfica (SIG) e mapeamento de áreas sensíveis.

A Tabela 3-3 apresenta o custo aproximado dos estudos necessários na fase de licenciamento ambiental.

Tabela 3-3. Custo aproximado dos estudos necessários na fase de licenciamento ambiental de parques eólicos *offshore*. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Tipo de estudo	Custo aproximado (k€)
PDA	40– 150
EIA completo	80 – 200+
RECAPE	25 – 80
Estudo específico (ruído, ar, etc.)	10– 150 (cada)

Engenharia conceptual e de projeto

A fase de engenharia conceptual e de projeto (também conhecida como Pre-FEED e FEED) em projetos de energia eólica *offshore* é fundamental para definir a conceção geral do empreendimento. Nesta etapa são estudadas as alternativas tecnológicas mais adequadas, incluindo a seleção do tipo de turbinas, tipo de fundações, ancoragens e sistema de ligação à rede. São ainda produzidas estimativas iniciais de investimento (CAPEX e OPEX), avaliações de risco, cronogramas, requisitos de segurança e ambientais, bem como a documentação base para futuros concursos e contratos.

Esta etapa é crucial para reduzir incertezas, otimizar o conceito do projeto e preparar o caminho para as fases detalhadas de engenharia e execução, sendo que a sua boa condução tem um impacto direto no sucesso técnico e financeiro dos parques eólicos *offshore*.

Em termos de custo, para um parque de 1 GW de capacidade instalada, esta fase pode representar um valor de 11,2 M€ (BVG Associates, 2025).

3.3.2. Fabrico e fornecimento

A fase de fabrico e fornecimento de um projeto de energia eólica *offshore* flutuante inclui duas grandes áreas: a fabricação da turbina eólica e do conjunto dos restantes componentes necessários para completar a instalação, normalmente designado como *Balance of Plant* (BoP), ambos descritos na Secção 3.1. Esta etapa é crítica para o sucesso do projeto, exigindo coordenação logística complexa, capacidade industrial instalada e prazos rigorosos.

Turbina eólica

A turbina de 15 MW, que se situa dentro da faixa dos limites superiores da escala comercial para projetos de eólica *offshore* flutuante, deverá ser o modelo dominante nas próximas fases de instalação desta tecnologia, uma vez que o uso de turbinas de maior capacidade permite reduzir os custos do BoP por MWh gerado, dado que são necessárias menos estruturas e menos extensão de cabos para a mesma potência instalada.

O processo de fabrico das turbinas envolve diversas etapas de montagem em terra e pode durar entre 12 a 18 meses, dependendo da capacidade industrial e logística do fabricante. Importa destacar que os prazos de entrega das turbinas têm constituído um fator limitante no planeamento dos projetos, com tempos superiores a 18 a 24 meses. Esta realidade obriga os promotores a assumir compromissos contratuais antecipados com os fabricantes, muitas vezes ainda antes da obtenção das licenças finais.

O custo unitário estimado de uma turbina *offshore* flutuante de 15 MW é de aproximadamente 23 M€ (BVG Associates, 2025). Este valor abrange o fornecimento dos principais componentes como a nacela, o rotor, e a torre e sistema elétrico interno (15,5 M€), e a montagem em fábrica e diversos elementos associados à instalação e colocação em funcionamento (7,5 M€). Esta última componente inclui os custos logísticos e de pessoal do fabricante, alocados à sede, porto de construção, navios de instalação e à própria turbina, além da conclusão mecânica e elétrica, testes e verificações pré-entrega.

Os fornecedores de turbinas eólicas para projetos *offshore* flutuantes englobam um conjunto diversificado de fabricantes internacionais, provenientes tanto de economias ocidentais (e.g. GE Renewable Energy, a Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE), Vestas) como asiáticas (e.g. CSIC Haizhuang, Doosan, Dongfang Electric Corporation, Envision, Goldwind, Hitachi, MingYang, Shanghai Electric, Sinovel, XEMC Windpower). Do ponto de vista industrial, os principais fabricantes tendem a concentrar a produção de nacelas e pás em um ou dois locais estratégicos para abastecer o mercado europeu. A seleção desses locais depende de fatores como a dimensão do mercado regional, a proximidade de fornecedores, a disponibilidade de mão-de-obra qualificada e os incentivos públicos ao investimento e criação de emprego.

Resto de componentes (BoP)

A categoria *Balance of Plant* (BoP) inclui todos os componentes de um parque eólico *offshore* flutuante, exceto as turbinas (e.g. plataforma flutuante, âncoras, amarrações). Engloba também os ativos de transmissão construídos diretamente para viabilizar a operação do parque. Estes elementos são essenciais para garantir a ligação à rede elétrica e o funcionamento integrado do sistema.

O custo estimado do BoP para um parque eólico flutuante de 1 GW de capacidade instalada é de aproximadamente 2 857 M€ (BVG Associates, 2025). Este custo é distribuído entre os vários elementos que compõem esta categoria: cabos (dinâmicos e de exportação), subestruturas flutuantes (plataformas), sistemas de amarração e ancoragem, subestação *offshore*, e subestação em terra. Apesar disso, os custos do BoP para parques flutuantes são geralmente superiores aos dos projetos com fundações fixas, devido ao maior custo das subestruturas flutuantes e à complexidade acrescida dos cabos dinâmicos.

A profundidade da água também afeta aos custos do BoP, sendo mais favoráveis entre os 100 e os 150 m. Em águas mais profundas, os custos aumentam devido à necessidade de sistemas de amarração e cablagem mais robustos; já em zonas menos profundas, o acréscimo de custos decorre da maior interação das ondas com o fundo marinho, que exige soluções técnicas mais complexas para garantir a estabilidade das estruturas.

Os fornecedores de (BoP) apresentam uma grande diversidade, refletindo a variedade de sistemas e especializações técnicas envolvidas neste segmento da cadeia de valor. Uma descrição detalhada das suas características, bem como exemplos de fornecedores nacionais e internacionais, encontra-se apresentada na Secção 3.4.1.

3.3.3. Logística e pré-instalação

No ciclo de vida dos projetos de energia eólica *offshore* flutuante a fase logística e pré-instalação é de elevada complexidade, dado o volume e peso dos componentes envolvidos. Trata-se de uma fase exigente do ponto de vista de planeamento e necessidade de infraestruturas, abrangendo o transporte,

manuseamento, armazenamento e montagem parcial dos principais elementos, nomeadamente as turbinas, plataformas flutuantes, cabos submarinos, sistemas de ancoragem e subestações.

O custo estimado para o transporte dos principais componentes, incluindo pás, torres, subestruturas flutuantes (inteiras ou em grandes secções), sistemas de amarração, âncoras, cabos e subestações offshore, desde o local de fabrico até aos portos de montagem, é de aproximadamente e em média de 182 M€ para um parque eólico *offshore* flutuante com 1 GW de capacidade instalada (BVG Associates, 2025).

Transporte de componentes

Os componentes dos parques eólicos flutuantes, incluindo pás de turbina de grandes dimensões (até 120 m para turbinas de 15 MW), torres, naceles, estruturas flutuantes (como semi-submersíveis ou *spar*), cabos de exportação e sistemas de ancoragem, exigem logística altamente especializada.

O transporte pode envolver a movimentação de cargas elevadas por via terrestre desde unidades de produção para zonas portuárias (com inerentes limitações de gabaritos rodoviários), o transporte marítimo através com embarcações especializadas para estruturas de grande porte, e o manuseamento de peças pesadas, exigindo gruas com elevada capacidade de carga (>1000 t) e áreas de circulação amplas.

A cadeia de operações logísticas para a eólica *offshore* flutuante é um sistema que integra cinco componentes essenciais:

- **Transporte terrestre XXL:** exige operadores especializados no movimento de componentes de grandes dimensões, como pás, secções de torres e módulos flutuantes, desde as unidades de produção até aos portos. Em Portugal, a capacidade de transporte terrestre encontra limitações logísticas e legais que podem condicionar a movimentação de componentes XXL (torres, pás). Prevê-se que o transporte terrestre de componentes de grande dimensão (XXL) tenha uma relevância cada vez menor na instalação de grandes parques eólicos offshore, uma vez que a maioria das operações logísticas passará a ser realizada por via marítima;
- **Infraestruturas portuárias e pré-montagem:** pressupõe portos com calado, espaço e equipamentos adequados, identificando quais se destinam à receção, pré-montagem ou simples trânsito de componentes (e.g. Leixões para pré-montagem; Aveiro para logística costeira);
- **Transporte marítimo especializado:** requer acesso a embarcações como navios grua ou semi-submersíveis para mover estruturas de grande porte, evitando dependência exclusiva de armadores estrangeiros;
- **Equipamentos de levantamento pesado:** envolve gruas com capacidade de carga superior a 1000-2500 t e 165 m de altura de elevação, pórticos e sistemas de movimentação que permitam manusear grandes peças no cais;
- **Armazenamento e preparação:** implica a existência de áreas amplas e seguras para armazenar temporariamente componentes, assegurando a disponibilidade para embarque ou montagem, conforme o planeamento operacional definido.

Armazenamento

O armazenamento eficiente dos componentes antes da instalação é essencial para a fluidez da cadeia logística. As necessidades incluem zonas amplas, niveladas e pavimentadas, com capacidade para materiais sensíveis; sistemas de monitorização e rastreio de inventário; integração com operações de montagem e logística no momento.

Portos e infraestruturas de montagem

Os portos e infraestruturas de montagem devem dispor, para parques eólicos *offshore* (assumindo turbinas de 15 MW), de:

- Canais de acesso com larguras superiores a 150-200 m;
- Canais de acesso e cais com profundidades superiores a 12-15 m para manobra de plataformas eólicas flutuantes no porto e acesso de navios especializados;
- Cais com comprimentos superiores a 500 m que permitam a integração de pelo menos 2 turbinas nos flutuadores em simultâneo;
- Acessos sem limitações em altura (*air draft*);
- Espaço em terra (>100 000 m²) para armazenamento e operações logísticas;
- Infraestruturas de cais reforçadas para cargas elevadas;
- Gruas e pórticos pesados;
- Acessibilidade marítima e ferroviária.

3.3.4. Instalação e comissionamento

A fase de instalação e comissionamento de um parque eólico *offshore* flutuante abrange todas as atividades necessárias desde o transporte dos principais componentes até o ponto de instalação, até à entrega final dos ativos plenamente comissionados à equipa de operação. Este processo inclui a instalação das turbinas, do BoP (infraestruturas complementares *offshore* e *onshore*), logística marítima associada, seguros do promotor, gestão do projeto de construção e contingências utilizadas durante o processo. A instalação é normalmente realizada por empresas com capacidade de engenharia, aquisição, construção e instalação (EPCI) e os serviços são contratados com base em tarifas diárias ou valores globais (*lump sum*).

As operações são realizadas, sempre que possível, de forma paralela, e incluem:

- Instalação da subestação *offshore*;
- Instalação do cabo *offshore*;
- Instalação do cabo de exportação *onshore*;
- Pré-instalação da âncora e amarração;
- Montagem da turbina eólica *offshore* flutuante;
- Instalação da turbina eólica *offshore* flutuante;
- Transporte de entrada;
- Construção ou ensamblagem no porto;
- Logística *offshore*.

As turbinas flutuantes são normalmente totalmente montadas em porto, o que elimina a necessidade de operações complexas de elevação em alto-mar. Após a montagem, as unidades são rebocadas até ao local de instalação, onde são conectadas aos sistemas de amarração e cabos elétricos. Estas operações dependem fortemente de janelas meteorológicas favoráveis, e as restrições associadas ao estado do mar e do vento podem levar à perda de até um terço do tempo disponível durante o processo de instalação devido a condições climáticas adversas.

O período médio de instalação de um parque eólico flutuante é de cerca de três anos, iniciando-se com os trabalhos em terra. O custo total estimado para um parque de 1 GW é de aproximadamente 1447 M€ (BVG Associates, 2025).

Apesar dos desafios, existem oportunidades relevantes para otimizar custos e prazos, especialmente através da redução dos ciclos operacionais *offshore* e do alargamento da janela operacional dos navios de instalação. O desenvolvimento de inovações específicas para a energia eólica flutuante, além de reduzir custos, pode ainda reforçar a segurança e eficiência das operações. A nível contratual, a

simplificação das interfaces técnicas, por meio de contratos integrados que abranjam a fundação e o BoP, representa igualmente uma forma eficaz de mitigar riscos e acelerar a execução dos projetos.

Os principais contratantes EPCI internacionais distinguem-se pela sua capacidade operacional em grande escala, dispondo de frotas especializadas, experiência em operações *offshore* complexas e equipas multidisciplinares altamente qualificadas. Entre os exemplos mais representativos encontram-se empresas como Boskalis, Heerema, Maersk, Saipem, Subsea 7, TechnipFMC e Van Oord, reconhecidas pela sua atuação global no setor marítimo e energético.

Além destes grandes operadores, existem também empreiteiros especializados em âmbitos mais restritos de instalação, responsáveis por tarefas específicas, como o posicionamento de cabos, operações de içamento, comissionamento elétrico ou apoio logístico *offshore*, abordados em maior detalhe noutras secções do relatório.

3.3.5. Operação e manutenção

As operações de O&M (Operação e Manutenção) referem-se ao conjunto de atividades realizadas ao longo de toda a vida útil de um parque eólico *offshore*, com o objetivo de assegurar o seu funcionamento seguro, fiável e eficiente. Estas atividades iniciam-se formalmente com a conclusão da construção e abrangem a supervisão e manutenção das turbinas, do BoP (componentes como cabos, subestações, sistemas de ancoragem) e dos ativos de transmissão associados.

Durante a fase de operação, os principais objetivos da O&M são garantir a integridade dos ativos instalados, maximizar a produção de eletricidade e reduzir ao mínimo o tempo de indisponibilidade. Estas ações incluem intervenções programadas e corretivas, monitorização contínua dos sistemas, análises de dados ambientais e técnicos, bem como a resposta a falhas imprevistas.

As atividades de O&M incluem:

- Operações e controlo contínuo;
- Manutenção preventiva e corretiva;
- Grandes reparações e substituição de componentes;
- Logística *offshore* e transporte marítimo;
- Gestão do porto de O&M e respetivas infraestruturas de apoio.

A O&M de parques eólicos *offshore* integra intervenções preventivas e corretivas. A manutenção corretiva corresponde à calendarização de intervenções reativas, destinadas a corrigir falhas nos diversos subsistemas do parque. A manutenção preventiva antecede a ocorrência de falhas e inclui regimes de inspeção periódica a sistemas críticos (como o gerador, as pás da turbina, os sistemas de *pitch* e as caixas de velocidade), com cadências ajustadas ao risco e às exigências contratuais, nomeadamente com seguradoras. Inclui também a utilização de sistemas preditivos que, através de sensores e algoritmos inteligentes, permitem detetar alterações subtis no funcionamento dos sistemas, informando o planeamento de intervenções antes da ocorrência de uma falha, reduzindo desgaste dos equipamentos, custos operacionais relacionados com as falhas, e o número de intervenções desnecessárias. Segundo o relatório SPARTA 2022⁶⁹, uma base de dados anonimizada que agrega mais de 1600 turbinas e 25 parques eólicos *offshore* no Reino Unido, o número de visitas a cada turbina é, em média, superior a duas visitas por mês, embora esta tendência tenha vindo a decrescer.

No caso de parques flutuantes, impõem-se requisitos adicionais de inspeção periódica, nomeadamente aos sistemas de amarração (habitualmente com periodicidade anual ou bienal) e aos cabos dinâmicos

⁶⁹ [SPARTA-Review-2022-V5.pdf](#)

(tipicamente bienal), com possibilidade de antecipação das inspeções sempre que existam anomalias, incidentes ou outros fatores de risco identificados em operação.

Nos primeiros 3 a 10 anos de operação, o mais frequente é estabelecer um contrato de manutenção do aerogerador com garantias de produção, que cobre reparações e substituição de componentes, com o fabricante. Após esse período, o operador do parque pode optar por manter uma equipa interna, contratar empresas especializadas ou adotar um modelo híbrido, onde técnicos do fabricante são integrados na estrutura do operador. A elevada disponibilidade das turbinas é essencial para garantir a rentabilidade do projeto. Normalmente, as turbinas *offshore* apresentam níveis de disponibilidade entre 95% e 98%, semelhantes às turbinas *onshore*, sendo crucial um planeamento logístico rigoroso para manter esses valores, especialmente considerando as restrições de acesso em alto-mar.

Da mesma forma, para a manutenção da plataforma flutuante, sistema de amarrações e de cabos dinâmicos, contratos podem ser estabelecidos com o projetista da plataforma (o caso do WindFloat Atlantic e o seu contrato com a Principle Power), embora também seja frequente estabelecer contratos plurianuais com operadores navais que prestam este tipo de serviços.

As operações são apoiadas por sistemas de monitorização remota e centrais de controlo ativas 24 horas por dia, 7 dias por semana, que supervisionam os dados SCADA do parque e respondem a incidentes. A manutenção envolve tanto ações programadas como intervenções imprevistas, requerendo transporte regular de pessoal e equipamentos para as turbinas e subestações *offshore*. O acesso seguro a estas infraestruturas continua a ser um dos grandes desafios operacionais e uma área prioritária para inovações tecnológicas.



Figura 3-10. Brave Tern, uma embarcação do tipo *Jack-up* a instalar pás de turbina eólica no parque *offshore* fixo de Block Island em Taiwan, 2016. Fonte: Recharge News⁷⁰

No que toca às inspeções e manutenção ligeira, os projetos eólicos *offshore* flutuantes assemelham-se aos projetos fixos (acrescendo, porém, a necessidade de inspecionar e reparar sistemas de amarração e cabos dinâmicos). Utilizam-se os mesmos tipos de navios (embarcação de transferência de pessoal, de serviços de operação e manutenção, embarcações de apoio), operações semelhantes e janelas meteorológicas comparáveis (embora geralmente mais restritas). No entanto, nas grandes reparações e substituição de componentes (menos frequentes, mas inevitáveis ao longo da vida do projeto) as operações divergem significativamente. Numa turbina fixa, uma substituição de uma pá ou gerador é

⁷⁰ <https://www.rechargenews.com/wind/fred-olsen-to-install-mhi-vestas-wind-turbines-off-taiwan/2-1-779250>

geralmente realizada com um navio *jack-up* (ver Figura 3-10), cujas pernas extensíveis elevam a embarcação acima do nível da água, permitindo operar “de plataforma fixa para plataforma fixa” com elevada segurança.

Em comparação com a eólica *offshore* fixa, a manutenção pesada em parques eólicos flutuantes é significativamente mais complexa devido aos movimentos da turbina e do navio de manutenção. No eólico *offshore* fixo, as operações de manutenção pesada geralmente utilizam navios de *jack-up*, cujas patas extensíveis elevam a embarcação acima do nível da água, conferindo-lhe estabilidade mesmo em condições adversas de ondas (ver Figura 3-10). Contudo, na grande maioria dos locais previstos para parques eólicos flutuantes, a profundidade da água é demasiado elevada para permitir o uso destes navios. As alternativas que restam incluem: (i) rebocar as turbinas para porto para manutenção (apelidada de *tow-to-port*), (ii) realizar a manutenção pesada *offshore* com recurso a enormes embarcações flutuantes com grua de muito elevada capacidade, ou (iii) uma solução híbrida que envolve rebocar as turbinas para águas abrigadas.

Atualmente, pelos contactos do WavEC com a indústria, verifica-se que a maioria dos promotores mantém o *tow-to-port* como cenário base para manutenção pesada. Contudo, embora já tenha sido demonstrada por duas vezes no parque eólico flutuante de Kincardine, a implementação de uma estratégia de manutenção *tow-to-port* está repleta de riscos intrínsecos, desafios técnicos, custos operacionais elevados e perdas de produção avultadas durante a desconexão das turbinas, para além de impor uma elevada pressão na infraestrutura portuária disponível.

Com base nos últimos estudos, avaliações tecnológicas e pareceres técnicos emitidos pelo WavEC em *Joint Industry Projects* de energia eólica flutuante, as gruas de nova geração, como a Liftra LT1500 (Figura 3-11), evidenciam forte potencial para viabilizar a grande escala a manutenção pesada em alto mar, de uma forma mais eficiente, rápida, barata e com menores riscos operacionais e financeiros do que a estratégia *tow-to-port*. Por esta razão, o WavEC antecipa que o *tow-to-port* permaneça como opção de último recurso, embora, com uma frequência decrescente com os avanços tecnológicos e o passar do tempo.



Figura 3-11. Substituição de uma caixa de velocidades numa turbina eólica *offshore* fixa utilizando a grua de nova geração da Liftra. Fonte: Liftra⁷¹

Relativamente aos cabos elétricos (de *array*) submarinos até às subestações, a manutenção será responsabilidade dos donos dos parques. Já os ativos de transmissão, como subestações *offshore* e cabos de exportação de energia provenientes de parques eólicos *offshore*, em Portugal, estes não serão

⁷¹ <https://www.youtube.com/watch?v=5sSpWPMIa4g>

transferidos para entidades específicas como acontece no modelo britânico com os OFTOs (*Offshore Transmission Owners*). Em vez disso, a responsabilidade pela operação, manutenção e eventual construção desses ativos recai sobre o operador da Rede Nacional de Transporte (RNT), que é a REN - Redes Energéticas Nacionais.

Este enquadramento está definido no Decreto-Lei n.º 15/2022⁷², que estabelece o regime jurídico aplicável ao exercício das atividades do setor elétrico nacional, incluindo o regime da produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade. Este diploma prevê que os ativos de rede que integram a RNT sejam planeados, construídos, operados e mantidos pela REN, enquanto concessionária da rede.

Assim, ao contrário do que acontece noutros países europeus que adotaram modelos de desagregação da propriedade da rede *offshore*, em Portugal os ativos de transmissão permanecem sob responsabilidade do operador público da rede de transporte, o que implica uma articulação direta entre este e os promotores dos parques eólicos *offshore*.

O custo anual estimado de O&M durante 25 anos para um parque eólico *offshore* flutuante com 1 GW de capacidade ronda os 2894 M€ (BVG Associates, 2025). Este valor engloba não só as atividades técnicas de manutenção e operação, mas também seguros, estudos ambientais, compensações e outras despesas internas do proprietário dos ativos.

3.3.6. Desmantelamento e fim de vida

A fase de fim-de-vida de um parque eólico *offshore* flutuante marca o encerramento do seu ciclo operacional e envolve processos de desmantelamento, gestão de resíduos, reaproveitamento de componentes e possível reconversão de infraestruturas. Este estágio tem como objetivo não só mitigar impactos ambientais e socioeconómicos, mas também gerar valor económico a partir de materiais valorizáveis e reduzir custos através de otimização logística e cadeias de valorização de resíduos.

As atividades de desmantelamento são, em grande medida, asseguradas por empresas com experiência em instalação e operações *offshore*, dado que os processos, equipamentos e competências técnicas necessários são em grande parte semelhantes. Estas operações envolvem contratantes especializados em engenharia, levantamento e transporte marítimo, capazes de garantir a remoção segura e eficiente das turbinas, subestruturas, amarrações e cabos submarinos, assegurando o cumprimento das normas ambientais e de segurança aplicáveis.

Além disso, é previsível que empresas oriundas do setor do petróleo e gás *offshore*, com vasta experiência em desmantelamento de infraestruturas marítimas, passem a integrar este mercado, contribuindo com conhecimentos consolidados em logística, segurança e gestão de resíduos.

Fluxo técnico e logístico da fase de desmantelamento

Do ponto de vista técnico e logístico, o desmantelamento, em geral, segue uma sequência inversa à da instalação. Embora o Plano de Descomissionamento para a energia eólica *offshore* em Portugal ainda não tenha sido divulgado publicamente de forma detalhada, as boas práticas abrangem:

- **Desativação e segurança:** a primeira etapa é a desativação e a colocação em segurança de todos os sistemas, incluindo a drenagem e remoção de óleos e fluidos hidráulicos;
- **Desmontagem de turbinas e naceles:** a desmontagem das turbinas implica a retirada de pás, rotor e nacele recorrendo a navios-grua e equipamentos de levantamento de grande capacidade (>1000 t), podendo a desmontagem ser feita diretamente *offshore* ou em porto. Realiza-se,

⁷² [Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR](#)

então, a separação de materiais entre compósitos, metais e sistemas elétricos. Sempre que possível, subconjuntos em bom estado, como sensores, sistemas eletrônicos ou motores, podem ser recuperados para reutilização ou venda como peças de reposição, gerando receitas e reduzindo custos de desmantelamento;

- **Remoção de plataformas flutuantes:** as plataformas flutuantes de aço são transportadas até estaleiros ou portos especializados, onde são cortadas, inspecionadas e encaminhadas para eventual reparação para reutilização ou reciclagem. O planejamento deve incluir inspeções estruturais pré-remoção. No caso das plataformas em betão, existem especificidades relevantes no desmantelamento.

As plataformas em betão podem ter ciclos e vida superiores a 40 anos, possibilitando extensão da vida útil ou reaproveitamento direto em novos projetos. Quando é necessária a remoção, o reboque até porto permite operações de corte e fragmentação em ambiente controlado, com posterior reciclagem do betão. O material pode ser triturado e reutilizado como agregado na construção civil e em obras marítimas, ou, em alternativa, reconvertido em recifes artificiais desde que ambientalmente justificado. A reciclagem de betão armado com aço exige, contudo, processos de britagem seletiva para separar armaduras metálicas da matriz cimentícia;

- **Levantamento de sistemas de ancoragem e cabos:** os sistemas de ancoragem e cabos submarinos devem ser removidos ou geridos de acordo com a estratégia definida no Plano de Descomissionamento, considerando sempre os requisitos legais e ambientais. Após a recolha, os materiais são separados por tipologia (aço, cabos sintéticos, cobre) e encaminhados para reciclagem ou deposição controlada. Em determinados casos, e mediante validação ambiental e regulatória, estes elementos podem ser mantidos no local para apoiar futuros processos de repotenciação ou ser convertidos em recifes artificiais.

A decisão sobre a remoção total ou parcial depende do tipo de âncoras e cabos instalados. Certas soluções, como as âncoras de arrasto, têm remoção relativamente mais simples, enquanto outras apresentam maior complexidade ou até impossibilidade prática de remoção. No caso dos cabos submarinos, a extração integral pode implicar riscos elevados de perturbação do leito marinho, sendo por isso frequente considerada a sua permanência, desde que não representem riscos ambientais ou de navegação. Esta decisão tem impacto direto nos custos da operação, nos riscos associados e nas oportunidades de valorização dos materiais recuperados.

Tal como na fase de O&M, em que os ROVs/AUVs são utilizados para inspeção periódica, também no desmantelamento estes veículos assumem um papel central: primeiro como plataformas de monitorização para apoiar a decisão sobre a remoção ou permanência de cabos e âncoras e, quando necessário, como ferramentas ativas de corte e separação subaquática;

- **Transporte e tratamento final:** os materiais recolhidos no desmantelamento seguem fluxos diferenciados de valorização, em função da sua natureza. O aço proveniente das estruturas metálicas dispõe já de capacidade instalada para reciclagem e reintegração na cadeia produtiva, sendo considerado um fluxo maduro do ponto de vista industrial. Os metais não ferrosos (como cobre e alumínio) também encontram procura consolidada nos mercados nacionais e internacionais, garantindo viabilidade económica para a sua recuperação.

No caso dos compósitos, sobretudo provenientes das pás, existe capacidade parcial de valorização através de coprocessamento em cimenteiras, mas as tecnologias de reciclagem avançada (mecânica ou química) ainda se encontram em fase de demonstração, constituindo uma lacuna relevante, não só a nível nacional como europeu (como referido na Secção 3.5.1).

Conforme indicado anteriormente, as estruturas em betão e betão armado com aço podem ser fragmentadas e reutilizadas como agregados em obras de construção civil e marítima, havendo

capacidade instalada para absorver parte deste fluxo. No entanto, a separação eficiente das armaduras metálicas da matriz cimentícia continua a ser um desafio tecnológico, e a criação de cadeias dedicadas de reciclagem de betão *offshore* permanece incipiente.

Já os cabos e linhas sintéticas apresentam algum potencial de reprocessamento, mas a industrialização destas soluções é ainda limitada, dependendo de investimento em novas tecnologias de valorização.

Finalmente, os resíduos perigosos (óleos, fluidos hidráulicos e químicos) são geridos por operadores licenciados, com capacidade estabelecida para tratamento e deposição controlada, embora com custos significativos e sem aproveitamento económico direto.

Sempre que viável, deve aplicar-se a hierarquia de resíduos, privilegiando a reutilização, seguida da reciclagem e, apenas em último recurso, a eliminação em aterro.

Estimativas internacionais indicam que o custo de desmantelamento pode situar-se em aproximadamente 531 M€ por GW (BVG Associates, 2025), a depender da configuração do parque eólico, estratégia de descomissionamento e de fim de vida dos componentes.

No caso das plataformas em aço, os custos líquidos tendem a ser mais baixos, já que o corte e a venda da sucata metálica compensam parte das despesas, com valores de mercado da sucata de aço atualmente por volta de entre 220 €/t⁷³. Já os tratamentos das plataformas em betão apresentam custos superiores, devido às operações adicionais de britagem e separação de armaduras, bem como ao menor valor comercial dos agregados reciclados. O betão reciclado tem valor limitado (cerca de 35 €/t⁷⁴), frequentemente insuficiente para compensar os custos de processamento. Ainda assim, as operações logísticas para remoção *offshore* das plataformas em betão tendem a ser menos complexas, com tendência a reduzir os custos destas estruturas, sobretudo em contextos com cadeias locais de reciclagem desenvolvidas (DNV, 2022).

Alguns outros fluxos apresentam valor significativo de recuperação. Cada quilómetro de cabos submarinos pode conter entre 25 e 30 t de cobre e até 15 t de alumínio⁷⁵, representando um valor recuperável bruto de cerca de 200 mil €/km⁷⁶ em metais, desde que exista capacidade de reciclagem adequada. Em contraste, fluxos como os compósitos, sobretudo das pás, apresentam baixo valor de mercado e custos líquidos associados ao seu tratamento. As opções disponíveis incluem o co-processamento em cimenteiras, com valores de portagem em torno de 150 €/t, e soluções de reciclagem mecânica ou química, ainda em fase de demonstração, que podem atingir 150–300 €/t (WindEurope, 2023). Esta diferença de custos reflete tanto a maturidade tecnológica como as limitações de escala existentes.

No geral, os custos de desmantelamento são influenciados por fatores como a distância à costa, profundidade da instalação, massa estrutural a remover, condições meteorológicas durante a campanha, necessidade de tratamento especializado de materiais contaminados e limitações de capacidade portuária ou industrial. Em Portugal, aplica-se a Taxa de Gestão de Resíduos (TGR), que evoluiu ao longo

⁷³ <https://www.metalloop.com/pt/scrap-metal-price/portugal/iron-and-steel/>

⁷⁴ <https://www.tudelft.nl/citg/over-faculteit/afdelingen/engineering-structures/sections-labs/resources-recycling/research-innovation/recycling-technologies/concrete-recycling>

⁷⁵ [xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf](#)

⁷⁶ <https://www.nexans.nl/en/business/Building-Territories/Building/Distributors/Aluminium-versus-Copper.html>

dos anos e tem valor de 35 €/t em 2025⁷⁷ para deposição em aterro, incidindo a 100% sobre resíduos eliminados, e de forma parcial sobre incineração (85%) e valorização energética (20%).

Apesar destes encargos, fluxos valorizáveis, como metais ferrosos e não ferrosos, geram receitas relevantes e permitem reduzir significativamente o volume de resíduos enviados para aterro, evitando penalizações ambientais e potenciando maior circularidade industrial.

3.4. Capacidade industrial

Conforme referido anteriormente, é conhecida a expectativa de desenvolvimento da energia eólica *offshore* em Portugal e na Europa (Figura 1-2). Embora a contribuição da energia eólica flutuante atual seja ainda insignificante face a estes números, espera-se que tenha um crescimento muito acentuado na próxima década, podendo atingir 8,3 GW em 2033 em todo o mundo.

É colossal o volume necessário de infraestruturas (portuárias, fabris, embarcações, de transporte de energia elétrica), equipamentos (e.g. turbinas, fundações, cabos elétricos, sistemas de amarração, subestações elétricas), componentes (e.g. pás, nacelles, torres), materiais (aço, cobre, terras raras e materiais compósitos) e mão de obra, e tal irá requerer um enorme investimento. Por isso, muitos analistas estimam que possa haver incapacidade de assegurar o nível de desenvolvimento pretendido e todos asseveram que haverá uma enorme oportunidade industrial a explorar.

Esta oportunidade está também ao alcance da indústria nacional e será tanto maior quanto mais o país se preparar para ela. Sem dúvida que um programa nacional de energia eólica *offshore* de 2 GW assente em turbinas flutuantes, com potencial para expandir para 10 GW, terá um papel muito relevante na estruturação da indústria e na sua preparação para o mercado internacional. Como a tecnologia flutuante não está ainda estabilizada, quer ao nível das plataformas que suportam as turbinas, quer dos equipamentos auxiliares (cabos elétricos dinâmicos, sistemas de amarração e ancoragem, subestações elétricas *offshore*), a indústria nacional pode entrar numa cadeia de fornecimento ainda não completamente estruturada, com soluções inovadoras que a coloquem mais acima na cadeia de valor.

No entanto, o enorme desafio de estruturar uma cadeia de fornecimento nesta área, praticamente ainda inexistente, e a necessidade de cumprir metas de instalação ambiciosas em Portugal, na Europa e no resto do mundo, deverá resultar na necessidade de articular a indústria nacional com as suas congéneres europeias, nomeadamente a espanhola. Há, portanto, algum conflito entre o desenvolvimento duma cadeia de fornecimento nacional e o ritmo acelerado de desenvolvimento do programa eólico *offshore* nacional que se prevê e deseja.

O carácter ainda pouco maduro da tecnologia eólica flutuante é relevante, porque nas indústrias eólicas *onshore* e *offshore* fixa, a cadeia de fornecimento está já muito estruturada, sendo mais difícil a entrada de novos fornecedores ou a subida de fornecedores na cadeia de valor. Importa perceber, por isso, que a aposta da indústria nacional requer uma abordagem estratégica, que potencie as áreas de intervenção com mais potencial e/ou maior facilidade de afirmação internacional. Um aspeto essencial dessa estratégia passa, também, pela disponibilização de capital que permita às empresas fazerem os investimentos necessários a um posicionamento adequado na cadeia de fornecimento.

Para ilustrar o que ficou dito sobre a concentração da cadeia de fornecimento, refere-se que 92% das turbinas instaladas na Europa até 2024 foram fornecidas pela Vestas e Siemens Energy, cinco fornecedores (entre os quais a CS Wind, com presença em Portugal) forneceram todas as *monopiles* instalados em 2024, apenas quatro empresas forneceram os cabos *interarray* (cabos elétricos de ligação entre turbinas e entre estas e a subestação elétrica *offshore*) em 2024, bem como apenas quatro

⁷⁷ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/102-d-2020-150908012>

fornecedores forneceram os cabos elétricos de exportação para parques em construção no mesmo ano (WindEurope Market Intelligence, 2025). Estes exemplos ilustram bem a concentração dos fornecimentos na indústria eólica *offshore* assente em plataformas fixas.

Assim, os principais desafios da indústria nacional neste setor são:

- Fragilidade atual no sector eólico *offshore*;
- Acesso a capital para fazer face aos investimentos necessários à sua adaptação e infraestruturação;
- Curto intervalo de tempo para essa adaptação;
- Escassez de mão de obra qualificada, agravada pela inexistência de uma indústria de petróleo e gás (P&G) *offshore*;
- Acesso a materiais, componentes e infraestruturas de apoio, incluindo embarcações e suas tripulações;
- Rigidez da cadeia de fornecimento internacional, que lhe vai limitar o posicionamento na cadeia de valor;
- Desenvolvimento pouco consistente e com atrasos significativos do programa eólico *offshore* nacional.

No entanto, há, sem dúvida, uma oportunidade significativa de desenvolver uma cadeia de fornecimento nacional associada ao programa de energia eólica *offshore* nacional, nomeadamente porque assenta em turbinas eólicas *offshore* flutuantes, cuja tecnologia e cadeia de fornecimento não estão, em muitos aspetos, ainda estabilizadas. Estão neste caso os seguintes componentes, para os quais há ou poderá ser desenvolvida experiência:

- Plataformas flutuantes, em aço ou em betão, para turbinas e subestações elétricas;
- Sistemas de amarração e ancoragem;
- Cabos elétricos dinâmicos entre turbinas (*inter-array*);
- Equipamentos elétricos para subestações *offshore* e *onshore*;
- Teste de grandes turbinas eólicas flutuantes de 3ª e 4ª geração no mar (na ZLT de Viana de Castelo).

Como medidas de mitigação à insuficiente capacidade atual da indústria nacional, revelam-se aconselháveis as seguintes:

- Estabelecimento de parcerias internacionais adequadas às fases de desenvolvimento da cadeia de fornecimento nas diversas fases da sua evolução;
- Estabelecimento de medidas acesso e atração de capital;
- Maior determinação na implementação do programa nacional de energia eólica *offshore*;
- Estabelecimento de um roteiro para a industrialização e desenvolvimento de mão de obra.

3.4.1. Cadeia de fornecimento nacional para as energias renováveis *offshore*

Para além da identificação dos principais atores nacionais envolvidos nas diferentes fases da cadeia de valor e da análise da maturidade da indústria nacional nos setores da energia eólica *offshore* e da energia das ondas, apresentadas, respetivamente, na Tabela 8-2 e Tabela 8-3 (**Anexo 8.1**), expõe-se de seguida uma análise detalhada da capacidade da indústria nacional na cadeia de fornecimento da energia eólica *offshore* flutuante.

As empresas referidas constituem exemplos representativos, podendo existir outras no mercado com competências semelhantes às aqui ilustradas.



Capacidade no planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto

- **Estudos preliminares:** em Portugal, existe capacidade técnica para a realização de estudos preliminares para energias renováveis *offshore* (*desk-based*), nomeadamente de modelação numérica, processamento e análise de dados, bem como para a prestação de serviços complementares, como validação cruzada com dados de satélite e análises estatísticas avançadas. Neste âmbito, destacam-se entidades como Hidromod, INEGI ou FEUP, INESC TEC, IPMA, LNEG, Universidade de Lisboa / IDL ou WavEC;
- **Medição de recurso eólico:** para a realização de campanhas de medição de recurso eólico *offshore* com boias LiDAR flutuantes, Portugal não dispõe atualmente de capacidade instalada para o fornecimento direto desta tecnologia. Por esse motivo, é comum o estabelecimento de parcerias com fornecedores internacionais especializados neste tipo de solução, entre os quais se destacam a EOLOS (Espanha), Fugro, RPS Group e AXYS Technologies. No entanto, com o desenvolvimento do programa eólico *offshore* haverá seguramente condições para adquirir condições para que também este serviço seja feito por empresas nacionais;
- **Estudos de geotecnia e geofísica:** em Portugal, existe capacidade técnica instalada para a realização de estudos geotécnicos e geofísicos, com instituições nacionais a desempenhar um papel ativo neste domínio. O Instituto Hidrográfico (IH), por exemplo, realizou a campanha geotécnica em Viana do Castelo (adquirida pelo WavEC no âmbito do projeto EU-SCORES). Apesar desta competência nacional, é comum o estabelecimento de parcerias com empresas internacionais, como a Fugro ou a Gardline, com o objetivo de reduzir o risco associado aos estudos e beneficiar da experiência e especialização técnica destas entidades, beneficiando da sua experiência largamente consolidada no setor *offshore*;
- **Engenharia conceptual e de projeto:** em Portugal existem várias entidades com capacidade técnica para executar a fase de engenharia conceptual e de projeto. O WavEC, o INESC TEC e empresas como a Etermar Engenharia têm uma forte presença nesta fase, em muitos casos através de consórcios nacionais, contribuindo com inovação, conhecimento técnico e experiência em plataformas flutuantes. A Megajoule é outra empresa portuguesa especializada em consultoria e engenharia, reconhecida pela sua experiência na avaliação de recurso eólico e pelo envolvimento em todas as fases de projeto de projetos *onshore*. Também a Applus+ Portugal presta serviços de consultoria e engenharia desde a conceção até ao desenvolvimento, incluindo estudos de recurso, *due diligence* técnica e suporte FEED.

Capacidade no fabrico e fornecimento

A capacidade industrial nacional para o fabrico e fornecimento dos principais componentes de energia eólica *offshore* ainda se encontra em fase de amadurecimento, com diferentes graus de maturidade consoante o tipo de componente.

- **Plataformas flutuantes:** na área da fabricação de plataformas flutuantes em aço ou betão, empresas como a Navalrocha, Martifer, BySteel e Etermar destacam-se pela sua experiência na construção de estruturas metálicas, sendo que a Etermar possui também competência em betão armado (ver Secção 3.4.2 para detalhes sobre a experiência anterior em plataformas flutuantes para ORE). Apesar dessa base industrial existente, a capacidade instalada ainda exige investimentos adicionais e adaptações logísticas relevantes, nomeadamente ao nível das infraestruturas navais e das unidades de construção metálica e/ou betão, que deverão ser ampliadas ou ajustadas para viabilizar a produção em série de plataformas flutuantes destinadas a turbinas de potência igual ou superior a 15 MW;
- **Fundações e ancoragens:** existe em Portugal alguma experiência a nível de engenharia de sistemas de amarração e fundações, apoiada por I&D académica em amarrações e geotecnia, tal como de construção marítima por empreiteiros portugueses (e.g. Etermar). Contudo, a produção

e o design nacionais de âncoras para eólica flutuante (e.g. *drag-embedment*, caixões de sucção/SEPLA, *plate anchors*) ainda não estão estabelecidos. Com investimento, certificação e parcerias estratégicas, Portugal pode consolidar capacidades industriais nesta fase da cadeia de valor;

- **Linhas de amarração:** no que respeita às linhas de amarração, sejam correntes metálicas ou linhas sintéticas, a maioria dos sistemas continua a ser importada, embora existam oportunidades para transferência tecnológica e produção nacional. Neste contexto, destaca-se a Lankhorst Euronete Portugal, com instalações em Viana do Castelo, como um dos principais atores nacionais no fabrico de linhas de amarração sintéticas para o mercado interno e internacional. Esta empresa possui vasta experiência no desenvolvimento e produção de cabos sintéticos de alto desempenho tradicionalmente utilizadas em reboque e amarração de embarcações comerciais e industriais, sistemas de ancoragem para plataformas *offshore*, (nomeadamente no setor do petróleo e gás) e, mais recentemente, em aplicações para a eólica *offshore* flutuante. Embora não esteja envolvida na produção de estruturas metálicas ou fundações, a Lankhorst é reconhecida como fornecedora de componentes essenciais dos sistemas de ancoragem, particularmente para plataformas semi-submersíveis ou tipo *spar*, o que reforça a presença nacional na cadeia de fornecimento deste segmento;
- **Turbinas/Conversores de energia:** Portugal não possui capacidade industrial para o fabrico de turbinas eólicas de grande porte. Os grandes fabricantes globais (e.g. Siemens Gamesa, Vestas, GE Renewable Energy) localizam as suas fábricas principalmente na Alemanha, Dinamarca, França e Espanha. A instalação de turbinas em projetos flutuantes nacionais dependerá, por isso, da importação desses equipamentos, com possíveis operações de pré-montagem, integração e testes em portos portugueses, desde que adequadamente adaptados. Questões logísticas, como o transporte de naceles e pás de grandes dimensões, exigirão o planeamento conjunto com a infraestrutura portuária e fornecedores logísticos;
- **Cabos elétricos:** Portugal possui competências relevantes, embora parciais, nesta área. A Prysmian Portugal possui capacidade no fabrico de cabos elétricos de média e baixa tensão, com potencial para adaptação parcial a cabos de exportação *offshore* de alta tensão (acima de 69 kV). A produção de cabos submarinos de alta tensão é, por enquanto, inexistente a nível nacional, sendo atualmente assegurada por fabricantes internacionais (e.g. Prysmian Itália, Nexans, NKT Cables);
- **Sistemas elétricos:** existem em Portugal competências relevantes em integração de sistemas elétricos em empresas como a EFACEC ou Omninstal (filial portuguesa do Grupo Elecnor), que atuam desde a engenharia de conceção até ao fornecimento e integração de soluções elétricas completas para projetos *offshore*. Estas empresas têm capacidade para desenvolver e implementar sistemas que incluem subestações, quadros elétricos, proteção, automação e controlo, contribuindo para a fiabilidade e eficiência da ligação à rede de parques eólicos flutuantes. Outros atores relevantes com capacidades complementares incluem a J. F. Almeida e a Omexom Portugal, especializadas no fornecimento de quadros elétricos e na integração de sistemas elétricos. A Etermar destaca-se pela sua experiência em engenharia elétrica aplicada a obras marítimas, incluindo a instalação de equipamentos em ambiente *offshore*. Já o WavEC e outros parceiros técnicos, possuem competências consolidadas na realização de estudos e na definição de especificações para a integração elétrica em projetos de energia eólica *offshore* flutuante.

Em síntese, Portugal dispõe de uma base industrial e tecnológica de elevado potencial em vários pilares essenciais do fabrico e fornecimento para o eólico *offshore* flutuante, com destaque para as estruturas flutuantes e a engenharia eletrotécnica. O país conta com capacidade técnica relevante para o fabrico de plataformas, design e fabrico de transformadores, quadros elétricos, sistemas SCADA e proteção,

embora a integração completa de sistemas para subestações *offshore* flutuantes, de forma a cumprir requisitos de certificação marítima, exigências ambientais e modularidade, ainda esteja em fase de consolidação.

A produção de componentes críticos como as turbinas, um segmento dominado por grandes fabricantes globais, não deverá constituir um foco prioritário para a indústria nacional. Em contrapartida, as áreas identificadas acima, como a produção de cabos submarinos de alta tensão, representam domínios estratégicos com elevado potencial de desenvolvimento, capazes de reforçar a autonomia e a competitividade da cadeia de valor portuguesa.

Apesar das competências já existentes em engenharia elétrica, fabrico e automação, será necessário investir no reforço da integração de sistemas completos para o ambiente *offshore*. Esse avanço pode ser acelerado através de cooperação com fabricantes internacionais e clusters industriais ibéricos que já operam em contextos marítimos exigentes. A promoção de parcerias estratégicas com fornecedores estrangeiros, aliada a investimentos estruturais em portos e unidades de produção industrial, será determinante para criar uma cadeia de valor mais autónoma, resiliente e competitiva, alinhada com as metas nacionais para o setor *offshore* até 2030 e além.

Capacidade em logística e pré-instalação

Este ponto apresenta a capacidade nacional relativa à fase de logística e pré-instalação de parques eólicos *offshore* flutuantes, assumindo turbinas de 15 MW.

Em Portugal, há várias empresas a operar em diferentes segmentos da fase logística e pré-instalação, incluindo transporte terrestre XXL, transporte marítimo especializado e levantamentos pesados e que já possuem um histórico comprovado de projetos complexos e capacidade técnica relevante. Embora algumas destas empresas atuem em setores adjacentes, a sua infraestrutura, experiência e conhecimento podem ser ajustados para responder às exigências específicas do eólico *offshore* flutuante, onde as dimensões e os volumes dos componentes requerem soluções logísticas diferenciadas. Entre estas, destacam-se aquelas com maior capacidade instalada e histórico operacional, e, por isso, mais bem posicionadas para assumir um papel determinante nesta fase crítica da cadeia de valor.

- **Transporte marítimo e operações portuárias:** Portugal dispõe de capacidades relevantes no domínio do transporte marítimo e das operações portuárias. Destaca-se o Grupo ETE, um dos principais ecossistemas marítimo-portuários nacionais, que reúne um conjunto integrado de serviços que inclui rebocadores, barças, rebocadores de empurrar (*pushers*), terminais portuários e agenciamento marítimo. Complementarmente, a Etermar, através da sua nova divisão Etermar Energia, oferece soluções especializadas em engenharia marítima com foco nos setores das energias renováveis *offshore*. Com sede em Setúbal, cais privativo e frota própria de barças e unidades flutuantes, a empresa está vocacionada para prestar serviços de apoio a obras portuárias e operações *offshore*, incluindo aluguer de equipamentos, pré-montagem de estruturas e transferências junto ao cais;
- **Manuseamento e levantamento pesado (>1000 t):** em Portugal, as capacidades maiores de 1000 t são tipicamente asseguradas por operadores internacionais com base ibérica e mobilização para território nacional (contratação por projeto), articulando com portos/terminais nacionais e integradores locais. Estas empresas oferecem soluções técnicas adaptadas às exigências do eólico flutuante, integrando operações com as janelas meteoceânicas e garantindo segurança, precisão e eficiência nas fases críticas de montagem e instalação de plataformas e torres. A Sarens e a Mammoet Ibéria destacam-se como duas empresas com presença e operação em Portugal com capacidade específica para a logística pesada e levantamentos complexos associados à eólica *offshore* flutuante. A Sarens, com operações em Setúbal e Sines, disponibiliza uma frota de guas de grande capacidade, ideais para pré-montagem *onshore* de componentes como torres, nacelles e subestruturas flutuantes. Por sua vez, a Mammoet, com suporte direto a

projetos em Portugal, possui vasta experiência no transporte industrial de cargas ultra-pesadas, incluindo o uso de SPMTs (*Self-Propelled Modular Transporters*) e gruas de grande porte, com capacidades de elevação de vários milhares de toneladas;

- **Transporte terrestre de componentes XXL:** Portugal dispõe de operadores logísticos com competências para o transporte terrestre de componentes XXL associados à cadeia de valor da energia eólica *offshore* flutuante, em particular no que diz respeito à movimentação de pás, torres, naceles e subestruturas de grande porte. Empresas como a LASO Transportes e a Rangel Logistics podem desempenhar um papel estratégico na logística de grandes componentes para a energia eólica *offshore* flutuante. A LASO destaca-se pelo transporte especializado de pás de comprimento superior a 80 m, utilizando *blade-lifters*, SPMTs e frota pesada, assegurando também os troços críticos entre o local de fabrico e os cais portuários. Já a Rangel atua como integrador logístico multimodal, oferecendo soluções completas *door-to-port*, incluindo transporte rodoviário, marítimo e aéreo, bem como gestão aduaneira e coordenação de *project cargo*;
- **Portos e infraestruturas de montagem:** os portos são um elo fundamental na cadeia de pré-instalação e montagem. As características necessárias dos portos para apoiar a implementação de parques eólicos *offshore* flutuantes em Portugal (assumindo turbinas de 15 MW ou mais) estão analisadas na Secção 2.4.3. Em síntese, o porto de Sines posiciona-se, atualmente, com potencial para apoio direto a operações de pré-instalação *offshore* de grande escala, ainda que com limitações de área disponível. Outros portos como Setúbal, Aveiro e Figueira da Foz apresentam limitações em termos de calado, área disponível e equipamentos de grande porte, o que os torna mais adequados a operações logísticas de suporte (armazenamento, mobilização costeira) do que à montagem industrial direta. A falta de estaleiros de grande porte integrados em portos nacionais limita a capacidade de construção e montagem em larga escala de plataformas flutuantes, sendo esta uma das principais lacunas da infraestrutura portuária portuguesa para este setor. Adicionalmente, a falta de gruas adequadas foi uma das limitações nos projetos do WindFloat Atlantic;
- **Armazenamento:** os portos portugueses, com a possível exceção do de Setúbal, têm constrangimentos quanto a espaços com as características adequadas ao armazenamento de componentes para parques eólicos flutuantes (ver Secção 2.4.3). A competição com outras indústrias (e.g. contentores, agroalimentar, indústria naval) por áreas portuárias adequadas representa um desafio adicional.

Em conclusão, a fase de logística e pré-instalação da energia eólica flutuante exige um nível de preparação e investimento infraestrutural que Portugal ainda está a consolidar. Embora existam iniciativas em curso, como os planos de expansão portuária em Leixões ou a preparação de áreas logísticas em Viana do Castelo e Setúbal, a capacidade instalada nacional permanece insuficiente para suportar de forma autónoma uma cadeia de fornecimento robusta e autónoma.

Assim, recomenda-se uma abordagem estratégica a portos e estaleiros espanhóis (ver Secção 3.8.1), nomeadamente na Galiza e Astúrias, que já operam com níveis de maturidade superiores e possuem experiência comprovada em montagem e exportação de componentes para parques *offshore* de grande escala.

Capacidade em instalação e comissionamento

Este ponto apresenta a capacidade nacional apara a fase de instalação e comissionamento de parques eólicos *offshore* flutuantes, assumindo também turbinas 15 MW.

- **Navios especializados:** Portugal conta com operadores nacionais com alguma capacidade de apoio marítimo-portuário, como o Grupo ETE, que disponibiliza rebocadores (limitados, pela sua capacidade, a trabalhos no porto), barças e serviços integrados de agenciamento, estiva e operação de terminais. Estes meios são úteis transporte costeiro de componentes e apoio

durante janelas operacionais de instalação; porém, para as operações críticas não há em Portugal rebocadores de grande porte (AHTS), navios SOV ou navios instaladores de cabos (CLV), entre outros. Para as fases mais exigentes de instalação *offshore* (e.g. colocação de ancoragens, cabos *inter-array* e de exportação, ou a instalação das plataformas no mar) o país recorre habitualmente a embarcações especializadas de operadores internacionais, como navios de lançamento de cabos elétricos, gruas *offshore* de grande capacidade e rebocadores de manuseamento de âncoras. A experiência logística acumulada em projetos como o WindFloat, demonstra a capacidade de Portugal em receber e operar este tipo de navios especializados e cargas críticas;

- **Operações *offshore* (fundações/estruturas/cabos):** há empresas nacionais de engenharia marítima, como a Etermar, que têm expandido a sua atividade de construção portuária tradicional para a cadeia de valor da eólica *offshore*, assegurando atividades como fabrico, armazenamento e carregamento de equipamentos auxiliares e plataformas de trabalho. Estas competências reforçam a capacidade nacional em operações de carregamento e fixação marítima das estruturas e preparação de campanhas *offshore*, etapas fundamentais para o sucesso logístico dos projetos. Na área de cabeamento, os trabalhos de planeamento da ligação entre os cabos *inter-array* e os de exportação requerem estudos de rota, zonas de chegada a terra e análise de travessias. Portugal possui conhecimento técnico para o planeamento e execução da interface em terra, incluindo as subestações, sendo que a instalação submarina propriamente dita é geralmente assegurada por armadores internacionais especializados em cable-laying (e.g. Prysmian, Nexans, NKT Cables), com quem são desenvolvidas integrações locais em portos nacionais, segundo normas técnicas internacionais (DNV, Bureau Veritas). Adicionalmente, o país dispõe de competências consolidadas em levantamentos meteoceânicos e batimétricos que apoiam diretamente as fases de instalação, comissionamento e operação. O WavEC demonstrou recentemente essa capacidade em campanhas conduzidas na zona de demonstração ao largo de Viana do Castelo, em colaboração com o Instituto Hidrográfico, revelando o potencial nacional para produzir dados técnicos essenciais à execução segura e eficiente das operações *offshore*;
- **Testes, verificação e certificação:** entidades com presença e atuação em Portugal, como DNV e Bureau Veritas, oferecem garantias marítimas e certificação independente ao longo do ciclo de vida (design, fabricação, transporte, instalação e comissionamento), incluindo regras dedicadas a FOWT (e.g. BV NR572, rev. 2024⁷⁸). Esta cobertura é crítica para seguros, bancabilidade e aceitação regulatória. Existe também capacidades para o comissionamento elétrico e ensaios de integração (e.g. integração de subestações *onshore* associadas a parques, testes de proteção/SCADA). Estas capacidades combinam-se com procedimentos de verificação exigidos pelos certificadores (testes de aceitação em fábrica e campo, testes de funcionalidade, conformidade com o código de rede), podendo ser suportados por integradores e consultoras técnicas portuguesas, como a Endiprev, empresa com larga experiência internacional de comissionamento elétrico de parques eólicos *offshore*;
- **Prontidão logística dos portos (para 15 MW):** o porto de Aveiro tem nas suas instalações a fábrica de torres eólicas da CSWind, pelo que assegura já a logística necessária à fábrica, embora com algumas limitações de navegação e atracagem dos navios, aspetos que têm vindo a ser melhorados. Os portos de Setúbal, Sines e Viana do Castelo têm potencial para apoiar estas atividades, mas requerem investimentos para aumento das áreas de armazenamento, aumento da capacidade de elevação das gruas e pórticos e aumento de calado. Casos recentes da Etermar,

78

<https://marine-offshore.bureauveritas.com/nr572-classification-and-certification-floating-offshore-wind-turbines>

como a exportação de equipamentos para eólica *offshore* fixa a partir de Setúbal e a construção, planeamento operacional e fabrico de uma plataforma em betão para o mercado da eólica *offshore* flutuante (no âmbito do Plano de Recuperação e Resiliência - PRR), demonstram que há instalações em Portugal com capacidade para industrializar processos de construção e assegurar a preparação logística e operacional necessária a projetos *offshore* de grande envergadura.

Em síntese, Portugal apresenta competências que abrangem toda a cadeia de suporte à instalação e comissionamento de parques eólicos offshore. A contratação de operadores internacionais torna-se necessária para operações de elevação de cargas pesadas e instalação de cabos inter-array e de exportação, bem como para o fornecimento de rebocadores de manuseamento de âncoras e navios de apoio utilizados em ancoragens e operações de reboque marítimo e para o comissionamento offshore especializado. Estes serviços são, na maioria das vezes, assegurados por armadores ou EPCs internacionais, que operam a partir de portos nacionais como Leixões ou Sines, selecionados de acordo com as janelas operacionais mais prováveis e a rota de transporte.

Capacidade em operação e manutenção

Portugal reúne competências relevantes em engenharia, planeamento de O&M, estudos meteoceânicos e ensaios em mar real, com massa crítica em instituições como o WavEC, o INESC TEC ou o Instituto Hidrográfico (IH), a indústria marítima (Etermar, estaleiros navais, empresas mergulho/ROV) e um ecossistema crescente especializado em drones/robótica e gémeos digitais. O teste do protótipo WindFloat e a demonstrações do parque que se seguiu, o WindFloat Atlantic, aceleraram soluções de inspeção autónoma. Neste segmento da cadeia de valor, destacam-se três áreas centrais que se analisam seguidamente.

- **Serviços de monitorização e inspeção:** Portugal dispõe de uma base sólida de competências e recursos tecnológicos para prestar serviços de monitorização e inspeção à indústria eólica *offshore*, cobrindo diferentes domínios, desde o ambiente meteoceânico até à inspeção estrutural e aérea.

No campo meteoceânico e da otimização de estratégias de O&M, o Instituto Hidrográfico disponibiliza dados e previsões oceanográficas fundamentais para o planeamento de janelas operacionais e para garantir a segurança das atividades de operação e manutenção. O WavEC tem capacidade para complementar estes serviços através da elaboração de relatórios, avaliação de local e desenvolvimento de estratégias avançadas de operação e manutenção, baseadas em modelos de fiabilidade e otimização operacional.

No domínio da inspeção estrutural e subaquática, Portugal conta com instituições e empresas tecnológicas de referência. O INESC TEC e a OceanScan-MST, com a sua linha de veículos autónomos subaquáticos (AUVs), desenvolvem soluções dedicadas a levantamentos, monitorização ambiental e inspeção subaquática, aplicáveis à verificação de linhas de amarração, âncoras e cabos submarinos. No segmento dos ROVs e operações de mergulho, destacam-se empresas nacionais como a ProAquática, bem como prestadores internacionais com presença em Portugal, como a Intertek, que oferecem serviços de inspeção técnica e apoio a operações *offshore*. É, também, de referir a experiência acumulada da Multisub na inspeção submarina em projetos de energia renováveis *offshore* como o AWS, Pelamis, WindFloat1, parque WindFloat Atlantic ou CorPower. O INESC TEC testou ainda, no âmbito do projeto ATLANTIS, robôs autónomos para inspeções visuais e termográficas, bem como para mapeamento multidomínio, no parque eólico WindFloat Atlantic, em Viana do Castelo. Estes avanços colocam Portugal na vanguarda tecnológica deste tipo de atividades, contribuindo para reduzir a necessidade de deslocações ao mar e aumentar a segurança das operações em ambiente *offshore*.

Complementarmente, no campo da inspeção aérea, empresas portuguesas como a TEKEVER, a Beyond Vision ou a BladelInsight oferecem soluções de vigilância marítima e inspeção remota com recurso a veículos aéreos não tripulados (UAVs). Estas tecnologias, que incluem plataformas de descolagem vertical, aeronaves de asa fixa e sistemas digitais como o beXStream, são fundamentais para a definição de rotas, avaliação de segurança e inspeção visual de ativos *offshore*, reforçando a capacidade nacional de monitorização integrada;

- **Reparações e substituições (estratégias e meios):** em Portugal, o setor de O&M para eólica *offshore* conta com estaleiros navais com experiência em reparação pesada e reconversões, que podem atuar como *hubs* de intervenção portuária (e.g. Lisnave em Mitrena e Setúbal, e Navalrocha em Lisboa). Empresas como a Etermar Energia reforçam a capacidade local de preparação, carregamento de equipamentos necessários para os trabalhos de reparação e apoio operacional. A escolha do porto base de O&M depende de critérios como calado, áreas de armazenamento, capacidade das gruas e rebocadores, apoio costeiro e proximidade às áreas adjudicadas. As administrações portuárias têm um papel relevante na coordenação destas operações. A certificação e conformidade ficam a cargo de entidades como a DNV e a Bureau Veritas, que asseguram a conformidade de operações, procedimentos e ativos *offshore* (classe, segurança e integridade);
- **Digitalização (IoT, drones, robótica, gémeos digitais):** a digitalização está a assumir um papel central na otimização da O&M de parques eólicos *offshore* flutuantes, contribuindo para a redução de custos, o aumento da segurança e a extensão da vida útil dos ativos. Em Portugal, estudos como o realizado em Viana do Castelo no contexto do projeto EU-SCORES⁷⁹ mostram que a aplicação de ferramentas digitais à análise de janelas meteoceânicas e à definição de estratégias de afretamento de navios pode ter um impacto significativo nos custos de O&M ao longo de todo o ciclo de vida dos projetos. Tecnologias como robótica autónoma, gémeos digitais e sistemas aéreos não tripulados estão a transformar a monitorização, inspeção e gestão destas infraestruturas.

Neste contexto, Portugal tem vindo a registar progressos relevantes e a consolidar competências em várias áreas-chave, nomeadamente na robótica autónoma, com o INESC TEC / CRAS a desenvolver robótica para recolha de dados, inspeção e intervenção, com foco em navegação autónoma e operações multiplataforma, aplicável, entre outros domínios, à operação e manutenção (O&M) de plataformas flutuantes. Ensaio realizados no WindFloat Atlantic demonstraram ganhos de segurança e dados de maior qualidade com a utilização de robótica autónoma para inspeções visuais e por infravermelhos, bem como mapeamento subaquático. Também se destaca o desenvolvimento de gémeos digitais, com o WavEC e parceiros internacionais a desenvolverem estratégias avançadas de O&M, modelação de fiabilidade e gémeos digitais para apoio à decisão em tempo real, com o objetivo de reduzir o peso da O&M no LCOE, atualmente cerca de 30%. Por fim, no domínio dos veículos aéreos não tripulados (UAVs) para inspeção e segurança, a TEKEVER, a BladelInsight e a Beyond Vision fornecem soluções para vigilância marítima e inspeção contínua integráveis em plataformas de Internet das Coisas (IoT) e sistemas SCADA, destinadas ao planeamento de O&M e resposta a incidentes.

Como próximos passos, será essencial dar continuidade a este tipo de esforços através de três eixos prioritários. Em primeiro lugar, importa escalar a inspeção autónoma, expandindo o uso de AUV, ROV e UAV e assegurando a integração dos dados recolhidos em gémeos digitais, de forma a suportar estratégias de manutenção condicionada. Em segundo, é fundamental capacitar os *hubs* portuários, garantindo que infraestruturas e recursos em Leixões, Sines, Lisnave e Navalrocha estão preparados para

⁷⁹ [EU-SCORES | European Scalable Offshore Renewable Energy Source](#)

operações de O&M de parques flutuantes, incluindo rotinas de rebocamento ao porto. Por último, deve-se normalizar as regras de conformidade (*compliance*), desenvolvendo documentação técnica em colaboração com entidades como a DNV e a BV para padronizar metodologias de inspeção, reparação e segurança aplicáveis a ativos flutuantes.

Capacidade no desmantelamento e fim de vida

Com a renovação progressiva dos parques *onshore* e a expansão prevista da eólica *offshore* em Portugal, a gestão de materiais em fim de vida tornar-se-á um segmento estratégico. Estima-se que, a médio prazo, se possam ultrapassar centenas de milhares de toneladas anuais de equipamentos em fim de vida, exigindo planeamento rigoroso da capacidade nacional para desmontagem, valorização e armazenamento.

Assim como a fase de fabrico, pré-montagem, instalação e comissionamento, o estágio de fim de vida mobiliza uma cadeia diversificada de atores: operadores marítimos e portuários para a remoção e transporte; empresas de logística especializada para desmontagem e carga; e setores industriais para reciclagem, valorização e reaproveitamento de materiais.

- **Consultoria ambiental e licenciamento:** as empresas de consultoria que tradicionalmente atuam no planeamento e licenciamento de projetos *offshore* (e.g. Applus+, Nemus, STRIX, Bioinsight, Hidroambiente) mantêm um papel relevante na fase de descomissionamento, assegurando a conformidade ambiental e regulatória durante o encerramento dos parques. A sua intervenção abrange desde a preparação dos processos de licenciamento final, até à elaboração de estudos de impacto ambiental associados às operações de remoção, transporte e tratamento de materiais.

Paralelamente, centros de conhecimento como WavEC, Universidade de Aveiro, Universidade do Algarve, Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa e LNEG contribuem com metodologias de monitorização pós-desmantelamento, incluindo análise da recuperação dos ecossistemas marinhos, avaliação de alternativas de manutenção *in situ* de estruturas e desenvolvimento de planos de mitigação ambiental. Esta continuidade de competências entre fases iniciais e finais reforça a capacidade nacional para garantir uma gestão sustentável e regulada de todo o ciclo de vida dos projetos *offshore*;

- **Tratamento e valorização de materiais:** A nível nacional, destaca-se a capacidade instalada das cimenteiras (e.g. Secil e Cimpor) e o conhecimento de estaleiros e construtoras navais, que podem criar fluxos de circularidade entre o setor *offshore* e a construção civil, nomeadamente através da reciclagem e reutilização de agregados resultantes do corte e britagem de estruturas de betão e betão armado com aço. Estas empresas dispõem igualmente de capacidade para valorização energética de compósitos por coprocessamento em cimenteiras. Paralelamente, a Megasa-Siderurgia Nacional poderá absorver e fundir o aço proveniente das estruturas *offshore* desmanteladas.

A Lankhorst Euronete apresenta potencial para o reprocessamento de cabos e linhas sintéticas, enquanto a Ambigroup pode assumir um papel relevante devido à sua experiência no desmantelamento de aerogeradores e na reciclagem de componentes, em particular metais e resíduos de construção e demolição. Já o Grupo EGF e a Veolia Portugal, embora não tenham ligação direta a projetos eólicos, podem apoiar através de operações de triagem, valorização energética e integração de fluxos compatíveis de resíduos não perigosos. No caso da Veolia, a experiência internacional já adquirida na reciclagem de pás eólicas (nomeadamente em França e nos EUA) poderá ser uma mais-valia para o contexto português, reforçando a capacidade nacional neste domínio.

Por sua vez, a Bondalti, pelo seu posicionamento no setor químico e energético, pode atuar como recetora de materiais provenientes do desmantelamento para processos de reciclagem química e valorização energética, contribuindo para o desenvolvimento de novos modelos de negócio alinhados com a economia circular;

- **Logística e operações marítimas de desmantelamento:** Operadores como Etermar e Grupo ETE, já referenciados noutras fases, podem desempenhar papel central no reboque de plataformas, carga/descarga portuária e movimentação de componentes pesados. Estaleiros como Lisnave (Setúbal), ENVC (Viana do Castelo) e Navalrocha (Lisboa) oferecem infraestruturas para corte, reparação e reconversão de estruturas marítimas. Portos estratégicos como Setúbal e Viana do Castelo, que combinam acesso a navios *de carga pesada*, áreas logísticas e ligação direta a estaleiros, constituem pontos-chave para uma cadeia logística integrada e alinhada com requisitos técnicos e ambientais.

Empresas ibéricas como a Navantia Seanergies acrescentam capacidade para reaproveitamento industrial de componentes, atuando como elo entre desmontagem, transporte e reindustrialização. Além disso, operadores internacionais especializados em içamento de cargas pesadas como a Sarens e a Mammoet, podem apoiar operações críticas de içamento, corte e separação de grandes estruturas.

Em suma, Portugal possui bases para desenvolver uma cadeia de valor competitiva no desmantelamento de parques eólicos *offshore*, através da combinação de infraestruturas portuárias e estaleiros adequados, capacidade industrial para valorização de certos materiais e centros de I&D ativos. Persistem, contudo, lacunas críticas na reciclagem avançada de compósitos e cabos de alta tensão, que atualmente obrigam à exportação de resíduos e à perda de valor económico.

3.4.2. Experiência da cadeia de fornecimento portuguesa em projetos ORE

A experiência da cadeia de fornecimento portuguesa em parques de energia eólica *offshore* é relativamente pequena, mas é indicativa do seu potencial. Como casos representativos, referem-se os seguintes:

- **Casais:** como subempreiteiro da Jan De Nul, construiu 16 plataformas em betão (tipo *gravity base*) em 2011-2012 para o parque Karhan na Suécia, desenvolvido pela E.ON.;
- **ASM Industries/CS Wind:** construiu a plataforma em aço do protótipo WindFloat1 (2011) e duas das três plataformas em aço do parque WindFloat Atlantic (2018). No entanto, a empresa não conseguiu fornecer nenhuma das cinco plataformas para o parque eólico *offshore* de Kincardine⁸⁰, na Escócia, que foram fornecidas pela empresa espanhola Navantia em 2021, empresa que tinha construído a terceira plataforma do parque WindFloat Atlantic. Em julho de 2021 a empresa foi vendida à sul-coreana CS Wind, um líder mundial de fornecimento de torres eólicas *offshore*;
- **ETERMAR:** ganhou em março de 2025 um concurso para o fornecimento de 100 plataformas exteriores em betão para o parque Baltic 2 em desenvolvimento pela Oersted;
- **Endiprev:** fundada em 2009 e com sede em Mortágua, Portugal, é especializada em serviços de instalação e manutenção de turbinas eólicas *onshore* e *offshore*, incluindo comissionamento e trabalhos em média e alta tensão. A empresa tem uma forte presença no Reino Unido, EUA e França, tendo colaborado com grandes empresas do setor, como Siemens, Vestas e GE

⁸⁰ Apesar da experiência na construção do WFA, os métodos construtivos em série para os grandes parques serão diferentes.

Renewable Energy. A Endiprev foi comprada pela Muehlan Wind services (MWS) em junho de 2024, o que deve potencializar ainda mais a atividade da empresa no setor a nível internacional;

- **Principal Power Inc:** empresa que detém a tecnologia WindFloat, tem uma delegação em Portugal que se foca principalmente em gestão de projetos *offshore* (coordenação e supervisão de projetos eólicos flutuantes, como o WindFloat Atlantic) e engenharia e design (desenvolvimento e adaptação de tecnologias para instalação e operação de turbinas eólicas em águas profundas);
- **Lankhorst:** forneceu em 2019 o sistema de ancoragem (linhas de amarração) das três turbinas flutuantes do parque WindFloat Atlantic. Para além disso, a Lankhorst forneceu cordas de poliéster Cabral512 com revestimento LankoShield para o projeto piloto Culzean no Mar do Norte, desenvolvido pela Archer Wind para a TotalEnergies no Reino Unido;
- **CEO – Companhia de Energia Oceânica:** é a proprietária e operadora do centro de testes da Aguçadoura, composto por um cabo elétrico *offshore* e uma subestação elétrica que inclui um banco de baterias para estabilização da energia fornecida à rede, entre outros equipamentos de apoio. A CEO tem sido crucial no teste das tecnologias Pelamis, WindFloat e CorPower, prestando a estas empresas o serviço de ligação à rede elétrica e outros serviços de apoio;
- **Vestas Technology Ventre Porto:** é um centro de engenharia e desenvolvimento que integra a rede global de centros de I&D da Vestas. Tem presentemente 600 colaboradores e prevê expandir brevemente para 1 000 colaboradores. Este centro tem contribuído significativamente para o desenvolvimento da turbina eólica *offshore* V236-15,0 MW. O centro colabora, também, com o Atlantis – Centro europeu de Robôs para Parques Eólicos Offshore de Viana do Castelo;
- **EDP LABELEC:** é uma unidade de I&D da EDP e tem estado envolvida em diversos projetos de energias renováveis *offshore*, de onde se salientam o EU-SCORES ou ELEXIA⁸¹. Estes projetos são referidos na Secção 3.5 deste relatório;
- **CNET:** é outra unidade de I&D da EDP, em parceria com a TGD – Three Gorges Dam, e tem estado envolvida em diversos projetos de energias renováveis offshore, de onde se salientam o WindFloat Atlantic, o SouthCoast Wind (147 turbinas num total de 2,4 GW, o Ventos do Sul no Brasil (15 GW) ou o Gippsland Offshore Wind Project na Austrália (1,3 GW). Para além disso, tem estado envolvido em diversos projetos de I&D, como, por exemplo, o Atlantis – Centro europeu de Robôs para Parques Eólicos Offshore.
- **Multisub:** fundada em 2003, tem vindo a prestar serviços de mergulho profissional com mergulhadores e ROVs em diversos testes de mar de protótipos de energia das ondas (AWS – 2000 a 2004, Pelamis – 2007 e 2008, Corpower – 2023 e 2025) e energia eólica *offshore*, nomeadamente no teste do protótipo WindFloat1 (2011 – 2016) e no parque WindFloat Atlantic (2019 em diante);
- **Tinita:** presta serviços de transporte de técnicos de manutenção entre Viana do Castelo e o parque WindFloat Atlantic, tendo adquirido uma embarcação especializada para o efeito;
- **Gazelle Wind Power:** é uma empresa que irá testar no centro de testes da Aguçadoura, na Póvoa do Varzim, uma plataforma inovadora de energia eólica *offshore* flutuante, tendo criado uma delegação em Viana do Castelo para implementar esse projeto;

⁸¹ [ELEXIA](#)

- **Porto de Viana do Castelo:** presta serviços de atividade portuária e de aluguer de espaço de escritório para as empresas Ocean Winds, Gazelle Wind Power e CorPower, esta última na área da energia das ondas;
- **EFACEC:** forneceu todo o equipamento elétrico e de controlo da subestação que serve o centro de testes da Aguçadoura para energias renováveis *offshore*.

A experiência da cadeia de fornecimento portuguesa na construção e teste de protótipos de energia das ondas é pequena, mas expressiva em termos internacionais, sendo também indicativa do seu potencial. Como casos representativos, em que não se repete as referências à CEO e Multisub, indicam-se os seguintes:

- **CorPower Ocean Portugal:** com sede em Viana do Castelo é a delegação em Portugal da empresa sueca CorPower Ocean. A empresa foi responsável pelo fabrico em materiais compósitos do casco do protótipo (diâmetro de 9 m), testado no centro de testes da Aguçadoura, sendo o centro de inovação da empresa para o fabrico do casco. A empresa assegurou igualmente a montagem final do protótipo e assegura as operações de instalação e teste do protótipo (que ainda continuam em 2025);
- **Kymaner:** forneceu diversas turbinas de ar para centrais piloto de Coluna de Água Oscilante, nomeadamente para os projetos Cores (2007), Mutriku (2017), OPERA (2016 – 2019), Bombora (2019 – 2020) e Turbowave (2023 – 2026);
- **Composite Solutions:** fabricou o casco (diâmetro de 4,5 m) do protótipo à escala ½ do dispositivo de energia das ondas CorPower em 2018;
- **Estaleiros Navais de Peniche:** colaboraram na montagem das três máquinas Pelamis (2006 – 2007) e de diversos protótipos da tecnologia WaveRoller (entre 2012 e 2021);
- **Estaleiros Navais de Viana do Castelo:** atualmente WestSea, fizeram a montagem final do protótipo AWS - 2MW (1999 – 2000);
- **EFACEC:** desenvolveu e forneceu o gerador assíncrono da central de ondas do Pico e todo o equipamento elétrico da central (1998);
- **Irmãos Cavaco:** construiu a estrutura em betão da central de energia das ondas do Pico (1998 – 1999);
- **Consulmar:** foi a responsável pelo projeto da central de energia das ondas do Pico (1986 – 1998);
- **Profabril:** foi a coordenadora geral do projeto de construção da central de energia das ondas do Pico (1996 – 2000).

3.4.3. Potencial de exportação e competitividade

Portugal reúne condições ímpares para assumir um papel de relevo na cadeia de valor do eólico *offshore* flutuante: portos com capacidade para serem competitivos, base industrial metalomecânica, engenharia naval, eletrónica e competências digitais (modelação, IA, *digital twins*). O facto de Portugal ter estado particularmente ativo nas fases iniciais do desenvolvimento do setor, desde estudos concetuais até aos projetos de demonstração e pré-comerciais, permitiu ao país desenvolver competências sólidas no fabrico de estruturas/fundações flutuantes, sistemas de amarração, integração elétrica, engenharia e supervisão, logística portuária, O&M e análise de dados. Neste sentido, espera-se que Portugal capitalize as suas vantagens competitivas para se afirmar como exportador de serviços e componentes neste setor.

Contudo, uma aposta tardia pode comprometer esta trajetória, representando um risco real. A cadeia de abastecimento internacional está a consolidar-se rapidamente; as posições críticas da cadeia de valor (fornecedores, parcerias) uma vez definidas tornam o acesso de novos entrantes mais difícil. Assim, para potenciar vantagens e tirar partido do histórico industrial existente em várias etapas da cadeia e posicionar o país como exportador, é crucial acelerar decisões, investir em capacidade, e procurar nichos de maior valor acrescentado. Desta forma, será possível impulsionar a reindustrialização do país, com especial foco na construção naval, e setores afins, cuja capacidade foi muito afetada pelas deslocalizações verificadas nas décadas de 80 e 90. Para tal, será essencial modernizar portos e estaleiros, reforçar as docagens, qualificar a cadeia de fornecimento e promover a coordenação ibérica/europeia.

De referir também a forte capacidade de empregabilidade deste setor (ver Secções 3.6.4 e 3.7.1), combinando alguns postos menos qualificados (logística, montagem) com uma maioria de empregos muito qualificados (engenharia, soldadura certificada, técnicos de comissionamento, inspeção, instrumentação, data & software), conforme justificado na Secção 6. Acelerar agora significa transformar vantagens em capacidade de exportação e empregos de qualidade ao longo das próximas décadas.

A análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats*) da capacidade da indústria portuguesa na área da eólica *offshore* flutuante, apresentada na Figura 3-12, reforça o panorama promissor analisado, embora com desafios a superar que requerem a adoção de políticas públicas adequadas.



ANÁLISE SWOT DA CAPACIDADE DA INDÚSTRIA PORTUGUESA NA ÁREA DA EÓLICA OFFSHORE FLUTUANTE

PONTOS FORTES

- **Potencial Eólico:** ventos fortes, distância à costa reduzida e fundos adequados.
- **Experiência & Inovação:** histórico relevante em projetos pioneiros e I&D de excelência.
- **Infraestrutura:** portos com elevado potencial e indústria metalomecânica experiente.
- **Rede Elétrica:** proximidade à costa, pronta para reforço.
- **Apoio Institucional:** políticas estáveis que destacam as energias renováveis como prioridade.

PONTOS FRACOS

- **Dependência Externa:** dependência de tecnologias e embarcações estrangeiras.
- **Produção Limitada:** pouca capacidade nacional de fabrico e integração na cadeia de valor.
- **Falta de Recursos Humanos:** escassez de profissionais qualificados em áreas críticas.
- **Limitações Financeiras:** dificuldade de acesso a capital para investimento industrial.

OPORTUNIDADES

- **Crescimento do Mercado:** expansão do mercado nacional e internacional, com investimentos relevantes até 2030.
- **Parcerias Estratégicas:** colaboração com líderes internacionais e atração de novas empresas.
- **Desenvolvimento de Tecnologias Nacionais:** aposta em I&D para reduzir dependência e reforçar competitividade.
- **Sinergias:** integração com outras energias renováveis (solar, ondas e hidrogénio verde).
- **Economia Azul:** impulso à indústria marítima, portos e surgimento de novas atividades offshore.

AMEAÇAS

- **Concorrência Internacional:** países vizinhos com experiência consolidada e competitivos.
- **Regulamentação e Burocracia:** processos lentos e complexos representam um risco e dificultam o acesso a investimentos.
- **Implementação do programa eólico offshore:** atrasos podem afastar investidores e promotores.
- **Impactos Ambientais e Sociais:** necessidade de equilibrar desenvolvimento e conservação.

Portugal reúne condições para se tornar um líder na área da eólica offshore flutuante, desde que invista em infraestrutura, inovação, qualificação e estabilidade regulatória.

Figura 3-12. Análise SWOT da capacidade da indústria portuguesa na área da eólica *offshore* flutuante. Fonte: WavEC (elaboração própria).

3.5. Oportunidades em atividades de I&D

Para explorar o potencial da energia renovável oceânica como vetor estratégico para a descarbonização da economia e transição energética, em especial a energia eólica *offshore* flutuante e a energia das ondas, onde o país apresenta vantagens geográficas, infraestruturais e conhecimento técnico acumulado, é necessária uma aposta continuada em I&D, com vista à maturação tecnológica, redução de custos e reforço da competitividade industrial.

Esta secção apresenta uma análise das principais oportunidades de I&D no setor das renováveis oceânicas, o mapeamento das capacidades existentes no sistema científico e tecnológico nacional, e estratégias para a cooperação entre centros de I&D e a indústria que permitam concretizar as oportunidades identificadas.

3.5.1. Domínios estratégicos de I&D

A energia eólica *offshore* flutuante encontra-se numa fase de transição para a maturidade comercial. Projetos como o WindFloat Atlantic validaram a viabilidade técnica da tecnologia em escala pré-comercial (TRL 8–9), mas persistem lacunas em áreas críticas de suporte. Estas incluem o desenvolvimento de fundações flutuantes alternativas, sistemas de ancoragem adaptativos, subestações *offshore* flutuantes ou submersas e operação autónoma de ativos. Tecnologias como plataformas semi-submersíveis modulares, estruturas em betão e parques híbridos (eólica + ondas) permanecem em níveis intermédios de maturidade tecnológica (TRL 5–7), exigindo investigação adicional e validação em ambiente real. Por outro lado, para aumentar a capacidade de produção mundial, um requisito essencial para assegurar o nível de desenvolvimento programado, é fundamental a inovação dos processos produtivos, nomeadamente a produção em série assente em meios robóticos ou WAAM (*Wire Arc Additive Manufacturing*), aspetos particularmente importantes para a indústria nacional por ser fornecedora de grandes peças soldadas, como é o caso das torres, peças de transição e plataformas fixas e flutuantes.

Já a energia das ondas mantém-se numa fase predominantemente experimental, com vários conceitos ainda em desenvolvimento e sem uma solução dominante. Iniciativas como a da CorPower Ocean ou da WaveRoller demonstraram o potencial da tecnologia, mas ainda carecem de validação prolongada em condições operacionais reais, mantendo a maioria das soluções em TRLs entre 4 e 6. O EU Blue Economy Report 2025 (European Commission, 2025) confirma este diagnóstico, destacando a energia das ondas como uma tecnologia prioritária para investigação e reforço da maturidade.

Apesar destas tecnologias apresentam níveis de maturidade distintos, partilham desafios estruturais relacionados com a redução de custos, a resiliência em ambientes marinhos exigentes, a durabilidade dos materiais e a otimização das operações de instalação, monitorização e manutenção.

Estas áreas de investigação respondem não só às lacunas tecnológicas existentes, como também acompanham tendências internacionais de descarbonização, soberania tecnológica e Economia Azul sustentável. A identificação destas prioridades orienta o planeamento de políticas públicas e estratégias de financiamento para consolidar a liderança de Portugal no desenvolvimento das energias renováveis oceânicas. Neste contexto, os esforços de I&D têm vindo a concentrar-se nos domínios estratégicos definidos na Tabela 3-4, onde se apresentam também exemplos de projetos e iniciativas recentes a nível europeu.

Tabela 3-4. Domínios estratégicos de I&D para as energias renováveis *offshore* e exemplos de projetos e iniciativas relacionados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Área	Projetos e iniciativas relacionados
1. Materiais sustentáveis, recicláveis e resistentes a ambientes <i>offshore</i> Desenvolvimento de compósitos avançados, fibras naturais como o linho e cânhamo (em alternativa às fibras sintéticas) e ligantes desmontáveis que facilitem a separação de materiais no fim de vida útil, ligas metálicas resistentes à corrosão e materiais com baixa pegada carbónica (ex.: betões ecológicos, alternativas ao aço). <i>Objetivo:</i> permitir a reciclagem eficiente das pás e outros componentes das turbinas	MAREWIND* (https://www.marewind.eu/) Soluções duráveis e recicláveis para componentes de turbinas eólicas <i>offshore</i> . Envolve revestimentos, materiais avançados, otimização de performances estruturais. FIBREGY* (https://fibregy.eu/) Aplicação extensiva de materiais Polímeros Reforçados com Fibra inovadores para aplicações <i>offshore</i> em substituição do aço. EuReComp* (https://eurecomp.eu/) Projeto-piloto que reaproveita pás de turbinas para criar estruturas flutuantes de energia solar. MADE4WIND (https://made4wind.eu/) Desenvolvimento e teste de componentes inovadores para turbinas <i>offshore</i> flutuantes de elevado porte (~15 MW), com materiais leves, recicláveis e técnicas de fabricação avançadas EOLIAN (https://eolian-project.eu/)

Área	Projetos e iniciativas relacionados
<i>offshore</i>, reduzindo impactos ambientais no ciclo de vida, aumentar a durabilidade dos componentes, reduzir custos de manutenção e responder aos desafios da circularidade em ambientes marinhos agressivos (salinidade, humidade, variações térmicas e ação das ondas).	Desenvolvimento de pás eólicas sustentáveis, reparáveis e recicláveis, feitas com compósitos vitrímer bio-based, reforçadas com fibras naturais (ex.: basalto), e integração de sensores avançados para monitorização estrutural. EcoComposites Cluster* (https://www.furhy-project.eu/ecocompositescluster) Cluster que agrega vários projetos do Horizon Europe dedicados a compósitos mais sustentáveis, bio-based e recicláveis com possíveis aplicações <i>offshore</i>.
2. Novos materiais para substituir terras raras em ímanes e geradores Desenvolvimento de geradores sem terras raras (e.g. excitatriz elétrica ou relutância síncrona), soluções para redução do uso de ímanes permanentes e métodos de reciclagem de metais críticos. Objetivo: diminuir a dependência da China no fornecimento de materiais críticos para o desenvolvimento das energias renováveis <i>offshore</i>, mitigar os impactos ambientais da extração de terras raras e reforçar a soberania tecnológica europeia.	REE4EU (https://ree4eu.eu/) Desenvolvimento de tecnologias para reciclagem em circuito fechado de terras raras (neodímio, disprósio) a partir de resíduos industriais e ímanes em fim de vida, incluindo avaliação de viabilidade económica e ambiental. Aplicável à reciclagem de ímanes de turbinas eólicas. SusMagPro (https://www.susmagpro.eu/) Criação de uma cadeia de reciclagem para ímanes de terras raras na Europa, e demonstração do reuso desses materiais reciclados em aplicações reais, numa escala piloto, com aplicação em turbinas eólicas e veículos elétricos. WindEurope Sustainability Working Group* (https://windeurope.org/) Plataforma de stakeholders que promove normas para rastreabilidade e origem sustentável de terras raras, boas práticas para reutilização e reciclagem de ímanes e componentes e apoio a projetos-piloto de turbogeradores sem terras raras.
3. Biofouling e soluções ecológicas de proteção Desenvolvimento de metodologias para analisar o <i>biofouling</i>, revestimentos <i>antifouling</i> não tóxicos, inspirados em soluções naturais (como microtexturas de pele de tubarão), ou integração de elementos que promovam biodiversidade de forma controlada (e.g. bio-huts). Objetivo: reduzir a colonização biológica das estruturas, prolongar a vida útil dos equipamentos e diminuir os custos operacionais, promovendo soluções ambientalmente seguras.	BIODHYL (https://www.france-energies-marines.org/en/projects/biodhyl/) Metodologia para caracterizar a biocolonização em linhas de amarração e cabos elétricos de turbinas eólicas flutuantes. ACORN (https://cordis.europa.eu/project/id/605955?) Desenvolvimento de revestimentos avançados para energia renovável <i>offshore</i> com melhor resistência à corrosão e antifouling. Marine Biofouling Database* (https://www.wavec.org/en/services/tools/marine-biofouling-database?) Base de dados europeia sobre bio incrustação, desenvolvida no âmbito do projeto OCEANIC e SeaSnake, que fornece dados da distribuição geográfica da bio incrustação.
4. Sistemas de ancoragem inteligentes e modulares Criação de sistemas de ancoragem leves, modulares e adaptados aos fundos marinhos portugueses, com integração de sensores para monitorização de tensões, fadiga e corrosão. Objetivo: melhorar o desempenho estrutural, aumentar a segurança, reduzir os custos operacionais e facilitar a adaptação a diferentes profundidades e características geotécnicas.	TAILWIND* (tailwind-project.eu) Sistemas de amarração e linhas de ancoragem mais sustentáveis, reutilizáveis e com menor impacto ambiental, assim como materiais mais leves para ropagem e cabos. MooringSense (https://cordis.europa.eu/project/id/851703) Desenvolvimento de sensores inteligentes, gémeos digitais, técnicas de monitorização estrutural e estratégias de controlo para a gestão integridade de sistemas de amarração com o objetivo de reduzir custos operacionais e aumentar a eficiência de parques eólicos <i>offshore</i> flutuante. FLOAT&M (https://www.floatmproject.com/en/) Desenvolvimento de um sistema de monitorização integral em juntas críticas, pré-carga, cargas nas torres, cargas nas plataformas e nos sistemas de ancoragem. Inclui desenvolvimento de gémeos digitais otimização da operação e manutenção de parques eólicos flutuantes, com forte componente de digitalização e automação para diagnóstico preditivo.

Área	Projetos e iniciativas relacionados
5. Monitorização ambiental integrada e contínua Desenvolvimento de sensores inteligentes acústicos, óticos e de biodiversidade, câmaras subaquáticas com inteligência artificial integrada, e sistemas automatizados de recolha e análise de dados em tempo real. <i>Objetivo:</i> assegurar a monitorização eficiente dos impactos ambientais dos projetos <i>offshore</i> e cumprir os requisitos de licenciamento e aceitação social com menor custo e maior precisão.	SEAMPHONI* (https://cordis.europa.eu/project/id/101206245) Criação de um gémeo digital marinho que integra ferramentas inovadoras de monitorização ambiental marinha. HiWave-5* (https://www.hiwave-5.eu/project/) Monitorização de ruído subaquático para o conversor de energia de ondas (Wave Energy Converter, WEC) no projeto HiWave-5, junto à costa de Aguçadoura. SEAME (https://seame.rwe.com/Home/the-project) Monitorização da biodiversidade marinha, empregando técnicas não invasivas e de baixas emissões como câmaras subaquáticas com IA e veículos autónomos que apoiam a transição global para a energia sustentável e a adoção de boas práticas ambientais. FLOATFARM* (https://floatfarm-project.eu/) Avançar a maturidade industrial da tecnologia FOW, diminuir impactos ambientais, melhorar a perceção pública, otimizar design e métodos de instalação. Ferramentas de modelação serão utilizadas para otimizar o design de plataformas flutuantes, minimizando o ruído e os impactos nos ecossistemas marinhos, e promovendo um desenvolvimento sustentável dos parques eólicos <i>offshore</i> .
6. Operação e manutenção autónoma e digitalizada Aplicação de tecnologias como drones, veículos subaquáticos autónomos (AUVs) e sistemas de inspeção remota com algoritmos de deteção automática nas atividades de O&M. <i>Objetivo:</i> reduzir o risco humano e os custos logísticos das operações <i>offshore</i> , melhorando a fiabilidade e a eficiência dos sistemas através de manutenção preditiva e gestão remota.	AEROSUB* (https://aerosub.eu/consortium/) Demonstração da primeira solução robótica totalmente não tripulada para inspeção e intervenção aérea e subaquática, reduzindo os custos operacionais e o impacto ambiental, ao mesmo tempo que aumenta a acessibilidade e a longevidade dos parques eólicos <i>offshore</i> reduzindo custos de O&M. ATLANTIS* (https://www.atlantis-h2020.eu/) Criação de uma infraestrutura piloto em Viana do Castelo para demonstração de robótica em parques eólicos <i>offshore</i> para reduzir o LCOE, eliminando ou marginalizando a utilização de embarcações de apoio para operações de inspeção e manutenção. IntelliWind* (https://cordis.europa.eu/project/id/101168725) Sistemas inteligentes para realizar operações autónomas parques eólicos <i>offshore</i> , reduzindo as intervenções humanas no processo de decisão, operação e manutenção, visando uma significativa melhoria na eficiência de custos e maior viabilidade das operações dos parques eólicos. FOD4Wind (https://energycluster.dk/en/projects/flexible-offshore-drone-for-wind-fod4wind/) Drones autónomos operando a partir de navios de serviço (SOVs) para inspeção e reparação de turbinas <i>offshore</i> , reduzindo paragens, custos operacionais e emissões de CO ₂ .
7. Conversão e armazenamento de energia Desenvolvimento: soluções eficientes para a conversão da energia marinha em eletricidade adaptada às redes e sistemas de armazenamento robustos e escaláveis, como baterias marítimas, hidrogénio verde ou armazenamento térmico. Exploração de tecnologias híbridas que integrem conversão e armazenamento in situ. <i>Objetivo:</i> garantir estabilidade da produção e flexibilidade da rede <i>offshore</i> e <i>onshore</i> , reduzir perdas energéticas, assegurar fornecimento contínuo apesar da variabilidade renovável e criar soluções adequadas para contextos isolados ou insulares, aumentando a fiabilidade e resiliência dos sistemas <i>offshore</i> em cenários de elevada penetração de renováveis.	BEHYOND* (https://www.eeagrants.gov.pt/en/programmes/blue-growth/projects/projects/beheyond/) Desenvolvimento de uma solução modular inovadora para a produção de hidrogénio a partir da energia eólica <i>offshore</i> , para vários utilizadores finais. OYSTER (https://oysterh2.eu/) Desenvolvimento de um sistema combinado de turbina eólica e eletrolisador projetado para operação em ambientes marinhos, com o objetivo de promover o avanço da tecnologia necessária para a futura produção <i>offshore</i> de hidrogénio. H2 Green Valley* (https://www.h2greenvalley.pt/) Hub nacional de hidrogénio verde que serve como plataforma de inovação, coordenação e demonstração de projetos de produção, armazenamento e uso de hidrogénio verde em Portugal. Battery Cluster Portugal (https://batterycluster.pt/) Cluster formado por instituições académicas, tecnológicas, industriais e associações de sectores adjacentes integrantes, direta e indiretamente, da cadeia de valor de sistemas de armazenamento de energia e baterias.

Área	Projetos e iniciativas relacionados
8. Integração com outros usos do espaço marinho e soluções híbridas Investigação sobre a compatibilização com a pesca, a aquacultura e áreas protegidas, bem como sobre a hibridização de tecnologias renováveis (eólica + ondas + hidrogénio). <i>Objetivo:</i> maximizar a produção energética, promover a eficiência no uso do espaço marítimo e reduzir potenciais conflitos entre diferentes atividades económicas.	AQUAWIND* (https://aquawind.eu/) Demonstração de uma solução multiuso que integra aquacultura de peixes com um protótipo de produção de energia eólica <i>offshore</i> flutuantes. EU-SCORES* (https://euscores.eu/) Demonstração da combinação de energia eólica <i>offshore</i> com energia solar <i>offshore</i> e energia de ondas, com foco no uso mais eficiente e rentável do espaço <i>offshore</i> e o equilíbrio da rede elétrica. Atlantic Strategy* (https://atlantic-maritime-strategy.ec.europa.eu/en) Iniciativa alinhada com o uso combinado do espaço marítimo e o desenvolvimento de soluções híbridas de eólica <i>offshore</i> .
9. Sistemas de controlo de rede e integração elétrica eficiente Desenvolvimento de soluções para controlo dinâmico do fluxo energético, compensação de potência reativa, integração com armazenamento e gestão de variabilidade. Inclui investigação em subestações (flutuantes e fixas), otimização da rede marítima e simulações para redução de perdas. <i>Objetivo:</i> garantir a estabilidade e flexibilidade da rede elétrica com elevada penetração de renováveis, assegurando uma ligação segura e eficiente entre parques <i>offshore</i> e a RNT.	DCDYNAMIC (https://www.dcdynamic.eu/) Desenvolvimento de cabo de exportação de alta tensão dinâmico (HVDC) para ligar parques flutuantes de eólica <i>offshore</i> à rede elétrica, focando-se em fiabilidade, sustentabilidade e redução de riscos quanto ao uso em larga escala. INTEROPERA (https://interopera.eu/) Garantir a interoperabilidade técnica entre sistemas de diferentes fabricantes, melhorar as capacidades de grid-forming em conversores <i>offshore/onshore</i> e estabelecer acordos normativos, comerciais, jurídicos e regulatórios que viabilizem a implementação em larga escala de redes HVDC multi-terminais, multifornecedores e multifuncionais até 2030. HDC-WISE (https://hvdc-wise.eu/) Proposta de várias configurações de redes HVDC resilientes e confiáveis para acelerar a integração de renováveis, nomeadamente a eólica <i>offshore</i> , ajudando a suportar ligações seguras e eficientes entre parques <i>offshore</i> e redes terrestres.
10. Gémeos digitais e modelação preditiva Aplicação de gémeos digitais combinados com sensores, algoritmos de inteligência artificial e modelação de dados para simular em tempo real o comportamento de estruturas <i>offshore</i> . <i>Objetivo:</i> antecipar falhas, reduzir o tempo de inatividade, otimizar a manutenção e prolongar a vida útil dos ativos, aumentando a eficiência operacional e reduzindo custos.	WinDTwin* (https://windtwinproject.eu/) Desenvolvimento e validação de um gémeo digital para parques eólicos <i>offshore</i> que permita previsões precisas da produção de energia e da procura, com visualizações, cenários e modelos de previsão. TwinEU* (https://twineu.net/) Desenvolvimento a grande escala de um ecossistema federado de gémeos digitais para infraestruturas energéticas europeias, com interoperabilidade entre modelos e dados para suporte à operação eficiente e resiliente. Com potencial de ser aplicado a FOW ou energia de ondas. DTWO (https://dtwo-project.eu/) Desenvolvimento de um gémeo digital para previsão de produção, otimização operacional, suporte a decisões de manutenção de parques eólicos <i>offshore</i> que integra dados reais em tempo real e modelos de simulação já existentes.
11. Aplicação de AI às energias renováveis offshore Integração de IA para previsão de produção, operação de redes, manutenção preditiva, otimização de armazenamento e desenvolvimento de novos materiais. <i>Objetivo:</i> melhorar a eficiência, resiliência e escalabilidade dos sistemas renováveis <i>offshore</i> , acelerando a transição energética com soluções inteligentes e sustentáveis.	ROMEO (https://www.romeoproject.eu/) Desenvolvimento de uma plataforma baseada em nuvem e IoT para diagnóstico e prognóstico de falhas em tempo real, visando maximizar a vida útil dos principais componentes das turbinas eólicas e reduzir custos de O&M usando monitorização condicional, big data e machine learning. Pesquisas em andamento <i>Offshore Wind Turbine Tower Design and Optimization: A Review and AI-Driven Future Directions*</i> (https://arxiv.org/abs/2502.02594) - Identificação de oportunidades de IA para otimização do design de torres de turbinas <i>offshore</i> , considerando cargas, materiais, padrões de fabrico, integração de modelos digitais e monitorização. SyntEO: Synthetic Data Set Generation for Earth Observation and Deep Learning (https://arxiv.org/abs/2112.02829) - Uso de IA e técnicas Deep Learning e dados sintéticos para detetar parques eólicos <i>offshore</i> em imagens de satélite (Sentinel-1), criando datasets anotados para melhorar modelos de reconhecimento.

*Projetos ou iniciativas com parceiros portugueses. Identificação das instituições envolvidas na Tabela 3-5.

3.5.2. Infraestruturas, parcerias e condições para a mobilização de capital privado

Os portos constituem um dos principais nós críticos da cadeia de valor. Na energia eólica flutuante, as fases de montagem, pré-comissionamento e integração de turbinas e flutuadores requerem áreas extensas, cais com elevada capacidade de carga, acessos com calado adequado e equipamentos especializados. Mercados como a Escócia ou a Noruega compreenderam esta necessidade e investiram na adaptação de portos como Nigg e Stord, hoje preparados para receber e montar estruturas de grande porte. Em Portugal, a falta de preparação portuária (descrita na Secção 2.4.3) adequada pode não só afastar promotores, como também limitar a capacidade de a indústria nacional beneficiar do efeito de arrastamento económico. Investidores atentos reconhecem que demoras na adaptação portuária se traduzem em atrasos na execução dos projetos, e, portanto, em custos adicionais e riscos de incumprimento contratual.

As questões de infraestrutura de rede elétrica e ligação à costa continuam a ser determinantes para os investidores. A expansão para áreas de águas mais profundas e afastadas exige soluções de corrente contínua de alta tensão (HVDC), que permitem transportar grandes volumes de energia a longas distâncias com perdas mais baixas do que as opções em corrente alternada. Projetos recentes na Europa demonstraram que as soluções HVDC já são tecnologicamente maduras, mas exigem planeamento antecipado e coordenação com a calendarização dos leilões, uma vez que a sua implementação envolve custos elevados e prazos longos de execução. Qualquer atraso ou incerteza quanto à disponibilidade destas infraestruturas pode aumentar substancialmente o risco financeiro dos parques eólicos, comprometendo a participação de investidores privados.

Neste contexto, é essencial garantir clareza regulatória e assegurar que o planeamento da rede elétrica decorre de forma coordenada com os leilões para atribuição de capacidade. A previsibilidade no calendário e na execução destas etapas reforça a confiança dos investidores e reduz riscos de desalinhamento entre projetos e infraestruturas de rede. Importa ainda reconhecer que, para além das soluções HVDC convencionais que constituem a base dos projetos até 2030, estão em curso iniciativas de investigação e desenvolvimento na Europa, como o projeto SCARLET⁸², que explora cabos supercondutores capazes de aumentar a capacidade de transmissão e reduzir perdas. Embora estas tecnologias ainda não estejam maduras para aplicação imediata, a sua evolução sinaliza o caminho futuro e reforça a importância de um enquadramento regulatório que mantenha abertura à inovação, assegurando ao mesmo tempo estabilidade e confiança para os investimentos em curso.

A partilha de investimento público em infraestruturas comuns, como cabos de exportação, *hubs offshore* ou zonas técnicas portuárias, constitui uma forma eficaz de reduzir riscos iniciais e acelerar a execução dos projetos. Modelos de parcerias público-privadas (PPP) têm sido aplicados com sucesso em vários países, permitindo alinhar o investimento público e privado em componentes críticas. O caso do porto de Nigg, na Escócia, demonstra como este tipo de parceria pode atrair capital privado, criar emprego local e desenvolver uma base industrial estável. Em Espanha e na Noruega, consórcios formados entre empresas de utilidade pública, estaleiros e promotores seguem uma lógica semelhante, conjugando competências industriais e capacidade financeira para ganhar escala e competitividade.

Estas condições estruturais reforçam a confiança dos investidores institucionais (fundos de infraestruturas, entidades de utilidade pública e investidores especializados) que procuram ativos estáveis e de longo prazo. A combinação de previsibilidade regulatória, investimento coordenado em infraestruturas e modelos de partilha de risco constitui, assim, a base para atrair capital em volume e consolidar Portugal como destino de investimento na eólica *offshore* flutuante.

⁸² [Scarlet – Superconducting CAbles foR sustainabLe Energy Transition](#)

3.5.3. Capacidades nacionais de I&D para o desenvolvimento tecnológico das ORE

A continuidade e intensificação das atividades de I&D é um fator essencial para acelerar o desenvolvimento tecnológico das energias renováveis oceânicas, reduzir os seus custos e reforçar a competitividade industrial de Portugal no contexto europeu. Este esforço é determinante não apenas para consolidar o setor em termos industriais, mas também para garantir que o país contribui ativamente para o avanço científico e tecnológico destas soluções energéticas.

A recomendação de criar e consolidar ecossistemas de inovação azul europeus (European Commission, 2025), representa uma oportunidade estratégica para posicionar Portugal como um polo de inovação azul. A análise das capacidades existentes realizada para este Relatório e apresentada na Tabela 3-5, mostra que o país possui um ecossistema de investigação tecnicamente robusto, com instituições ativas em todos os domínios prioritários de desenvolvimento identificados na Secção 3.5.1. Em particular, seis destes domínios demonstram já uma presença nacional forte e consolidada, com projetos em curso:

- **Materiais sustentáveis, recicláveis e resistentes a ambientes *offshore*:** com destaque para o INEGI, que participa em projetos focados na resistência de materiais, durabilidade e circularidade em contextos marinhos agressivos (projetos FIBREGY, MAREWIND e EuReComp);
- **Monitorização ambiental integrada e contínua:** Portugal apresenta um conjunto alargado de instituições com competências nesta área, incluindo WavEC (projeto HiWave-5), blueOASIS (FLOATFARM), CIIMAR, CCMAR e MARE, que contribuem para o desenvolvimento de soluções de monitorização automatizada e inteligência artificial aplicada à avaliação de impactos ambientais;
- **Operação e manutenção autónoma e digitalizada:** com forte envolvimento de centros como o INESC TEC (projetos AEROSUB e ATLANTIS), INESC TEC.OCEAN (projetos TRIDENT e EU SCORES) e WavEC (projeto EU SCORES), em soluções inovadoras de manutenção preditiva, robótica subaquática e plataformas digitais de operação *offshore*;
- **Conversão e armazenamento de energia:** com destaque para os CoLABs HyLab (hidrogénio verde) e VG CoLAB (baterias e eletrónica de potência), que atuam na integração de soluções de armazenamento para garantir estabilidade e flexibilidade da rede;
- **Integração com outros usos do espaço marinho e soluções híbridas:** com envolvimento significativo de instituições portuguesas em projetos europeus de demonstração de soluções híbridas, incluindo a CorPower Portugal, EDP Labellec, INESC TEC e WavEC (projetos EU SCORES e AquaWind);
- **Gémeos digitais e modelação preditiva:** com envolvimento direto de entidades como o INESC TEC, EDP New e WavEC (projetos ILIAD e WinDTwin), na criação de modelos digitais avançados para simulação e otimização de desempenho em tempo real de parques eólicos *offshore*.

Parte do dinamismo e capacidade de resposta do sistema nacional de I&D deve-se à vantagem competitiva de Portugal enquanto país com projetos pioneiros já instalados no mar. O parque eólico flutuante WindFloat Atlantic e a zona de testes da Aguçadoura (onde, entre outros sistemas, foi testada a plataforma flutuante WindFloat para eólica *offshore* e, atualmente, está a ser testado o conversor de energia das ondas da CorPower, no âmbito do projeto HiWave-5) constituem plataformas reais de demonstração tecnológica, reforçando a capacidade do país em testar, validar e escalar soluções inovadoras.

Considerando o conjunto alargado de áreas críticas de inovação tecnológica nas ORE, destaca-se o papel de instituições como INESC TEC, CEiiA, IST e WavEC, com capacidades reconhecidas em múltiplas frentes de desenvolvimento. O envolvimento ativo destas entidades em projetos europeus representativos sublinha não só o seu interesse como a relevância estratégica para impulsionar o setor em Portugal.

A articulação entre estes centros de conhecimento, a indústria e os programas públicos nacionais e europeus de financiamento à inovação será determinante para transformar a capacidade existente num verdadeiro ecossistema nacional de inovação azul.

Tabela 3-5. Entidades destacadas com capacidade nos domínios prioritários de I&D e experiência prévia em pesquisas ou projetos aplicados às energias renováveis *offshore*. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Materiais sustentáveis, recicláveis e resistentes a ambientes <i>offshore</i>	
APM Composites	Parceiro do projeto SUSPENS (https://www.suspensproject.eu/partners/).
CEiiA	Sem experiência prévia identificada.
FEUP	Sem experiência prévia identificada.
INEGI	Parceiro dos projetos FIBREGY, MAREWIND e EuReComp.
INL	Parceiro do projeto MAREWIND.
ISQ	Pesquisas com materiais resistentes adaptados ao ambiente marinho, incluindo soluções que combinam desempenho estrutural com sustentabilidade ambiental.
IST	Sem experiência prévia identificada.
Universidade de Aveiro	Participantes do projeto NANOMAR - Revestimentos ativos para aplicações marítimas (https://cordis.europa.eu/project/id/295145).
Novos materiais para substituir terras raras em ímanes e geradores	
IST	Sem experiência prévia identificada.
CEiiA	Sem experiência prévia identificada.
CICECO	Sem experiência prévia identificada.
LNEG	Sem experiência prévia identificada.
Universidade do Minho	Sem experiência prévia identificada.
Biofouling e soluções ecológicas de proteção	
CIIMAR	Sem experiência prévia identificada. Realizados estudos sobre biofouling em substratos artificiais e impacto em estruturas <i>offshore</i> e desenvolvimento de soluções ecologicamente compatíveis de antifouling. Parceiro do projeto SeaBioData (https://eeagrants.org/archive/2009-2014/projects/PT02-0017).
CCMAR	Sem experiência prévia identificada.
IPMA	Sem experiência prévia identificada. Parceiro do projeto SeaBioData (https://eeagrants.org/archive/2009-2014/projects/PT02-0017).
IST	Sem experiência prévia identificada.
LNEG	Sem experiência prévia identificada.
Universidade dos Açores	Sem experiência prévia identificada. Parceiro do projeto MarineSABRES (https://www.marinesabres.eu/).
WavEC	Parceiro no projeto EU SCORES e responsável pela plataforma Marine Biofouling Database.
Sistemas de ancoragem inteligentes e modulares	
INEGI	Sem experiência prévia identificada.
INESC TEC	Sem experiência prévia identificada.
IST	Sem experiência prévia identificada.
Universidade de Porto	Parceiro do projeto TAILWIND.
WavEC	Pesquisas nesta área no contexto da Missão Interface-CTI.
Monitorização ambiental integrada e contínua	
blueOASIS	Parceiro do projeto FLOATFARM.
CCMAR	Sem experiência prévia identificada.

CE3C	Sem experiência prévia identificada.
CENSE	Sem experiência prévia identificada.
CERENA	Sem experiência prévia identificada.
CESAM	Sem experiência prévia identificada.
CIIMAR	Sem experiência prévia identificada.
CIMA	Sem experiência prévia identificada.
IMAR	Sem experiência prévia identificada.
IPMA	Sem experiência prévia identificada. Pesquisas integrando tecnologia com ecologia aplicada.
IST	Sem experiência prévia identificada.
MARE	Sem experiência prévia identificada.
MARE	Sem experiência prévia identificada. Pesquisas integrando tecnologia com ecologia aplicada.
Observatório Marinho de Esposende	Sem experiência prévia identificada.
WavEC	Parceiro do projeto HiWave-5.
Operação e manutenção autónoma e digitalizada	
CEiiA	Sem experiência prévia identificada.
FEUP	Parceiro do projeto IntelliWind.
INESC TEC	Coordenador do projeto AEROSUB. Parceiro do projeto ATLANTIS.
INESC TEC.OCEAN	Parceiro no projeto EU SCORES e TRIDENT (https://deepseatrident.eu/).
EDP Labellec	Parceiro no projeto EU SCORES
Universidade de Aveiro	Sem experiência prévia identificada.
Ventient Energy Servicios	Parceiro do projeto IntelliWind.
WavEC	Parceiro no projeto EU SCORES e extensa experiência acumulada nesta área.
XpectralTEK	Desenvolvimento e teste de aplicações com elevado grau de inovação na área de O&M autónoma e digitalizada.
Conversão e armazenamento de energia	
EDP	Parceiro do projeto FleCnCONFU (https://flexnconfu.eu/).
CEiiA	Parceiro do projeto BEHYOND.
CoLAB HyLab	Sem experiência prévia identificada.
EDP Inovação	Parceiro do projeto BEHYOND.
FEUP	Membro do Battery Cluster Portugal.
LusoTechnip Engenharia	Parceiro do projeto BEHYOND.
Regar Energy	Sem experiência prévia identificada.
Universidade de Coimbra	Sem experiência prévia identificada.
NOVA	Parceiro da iniciativa H2tALENT.
VG CoLAB	Sem experiência prévia identificada.
WavEC	Parceiro do projeto BEHYOND.
Integração com outros usos do espaço marinho e soluções híbridas	
CCMAR	Sem experiência prévia identificada.
Corpower PT	Parceiro do projeto EU SCORES.
EDP Labellec	Parceiro do projeto EU SCORES.
INESC TEC	Parceiro do projeto EU SCORES.
MARE	Sem experiência prévia identificada. Experiência com estudos de impacto acumulativo e compatibilidade de usos no espaço marítimo português.
WavEC	Parceiro do projeto AquaWind e EU SCORES.
Sistemas de controlo de rede e integração elétrica eficiente	

EDP Labeltec	Parceiro do projeto ELEXIA (https://www.elexia-project.eu/).
Efacec	Sem experiência prévia identificada.
INESC TEC	Sem experiência prévia identificada.
IST	Sem experiência prévia identificada.
LNEG	Sem experiência prévia identificada.
R&D Nester	Relevante experiência acumulada na área. Parceiros do projeto EnergyGuard (https://energy-guard.eu/).
Universidade de Coimbra	Sem experiência prévia identificada.
Gémeos digitais e modelação preditiva	
CEiiA	Aplicações cruzadas com veículos autónomos marinhos, controlo remoto e integração com sensores.
Centro De Investigacao Em Energia REN - State Grid SA	Parceiro no projeto TwinEU.
EDP New	Parceiro no projeto WinDTwin.
FEUP	Experiência em simulação avançada, otimização de estruturas e IA aplicada a engenharia <i>offshore</i> .
Hidromod	Parceiro no projeto Iliad (https://ocean-twin.eu/).
INEGI	Sem experiência prévia identificada.
INESC TEC	Parceiro no projeto Iliad (https://ocean-twin.eu/) e BLUE-X (https://www.inesctec.pt/pt/projetos/blue-x#technical_sheet)
Instituto De Engenharia de Sistemas E Computadores, Tecnologia E Ciencia	Parceiro no projeto TwinEU.
Instituto Hidrográfico	Sem experiência prévia identificada.
LNEC	Estudos sobre interação entre plataformas <i>offshore</i> e o ambiente marinho.
REN	Parceiro no projeto TwinEU.
WavEC	Parceiro no projeto WinDTwin e Iliad (https://ocean-twin.eu/).
Aplicação de AI às energias renováveis offshore	
CEiiA	Sem experiência prévia identificada.
CoLAB +Atlantic	Sem experiência prévia identificada.
FEUP	Parceiro no projeto IntelliWind. Envolvimento em pesquisa sobre o assunto: artigo " <i>Offshore Wind Turbine Tower Design and Optimization: A Review and AI-Driven Future Direction</i> ".
IST	Sem experiência prévia identificada.
Universidade de Aveiro	Sem experiência prévia identificada.
Universidade de Lisboa	Sem experiência prévia identificada.
Universidade do Porto	Sem experiência prévia identificada.
WavEC	Desenvolvimento da ferramenta SatCvision para monitorização de parques a partir de imagens satélite aplicando AI e técnicas de machine learning.

3.5.4. Reforço da ligação entre I&D e indústria: relevância das infraestruturas de teste e demonstração no desenvolvimento industrial português

A ligação eficaz entre o ecossistema de I&D e a indústria é fundamental para acelerar a inovação e garantir a competitividade da cadeia de valor das energias renováveis *offshore*. A transição de tecnologias dos laboratórios e centros de I&D para aplicações comerciais requer infraestruturas adequadas, financiamento estável e mecanismos de cooperação ágeis. Esta articulação é particularmente relevante em áreas como a eólica *offshore* flutuante e a energia das ondas, que ainda enfrentam desafios técnicos e operacionais em várias etapas do seu desenvolvimento.

A relevância das infraestruturas de teste e validação experimental

Pela sua complexidade e elevado custo, sobretudo quando se atinge a fase testes de protótipos no mar, o desenvolvimento das tecnologias de energia renovável *offshore*, como de muitas outras, faz-se de forma articulada e faseada, envolvendo numa fase inicial estudos conceptuais e validação em laboratório (TRL 1 a 4), ensaios em tanque de ondas a uma escala significativa (TRL 5) e ensaios em mar de complexidade crescente (TRL 6 a 8). Esta abordagem prende-se em grande parte com custo muito elevado dos testes em mar, que atinge facilmente 10 M€ para sistemas de energia das ondas e o triplo disso para turbinas eólicas flutuantes. Com esta metodologia procura-se reduzir o risco e facilitar a atração de investimento necessário, assegurando que cada passo só é realizado depois de validadas as fases anteriores e que as fases mais dispendiosas de teste no mar só são realizadas com uma boa base de validação.

Os centros de teste no mar, chamados de Zonas Livres Tecnológicas (ZLTs) e *test beds* em ambiente real, têm um papel crítico na aceleração da curva de aprendizagem tecnológica e na validação de novas soluções, funcionando como espaços de ensaio conjunto entre centros de investigação, empresas tecnológicas e promotores. Desta forma, contribuem para o desenvolvimento precoce da cadeia de fornecimento e a certificação das entidades envolvidas. Neste domínio, o teste do protótipo WindFloat permitiu o desenvolvimento duma cadeia de fornecimento nacional, que para além de assegurar 60% da construção do protótipo, preparou a indústria para construir duas das três plataformas usadas no parque WindFloat Atlantic construído posteriormente.

Assim, é natural que exista uma vasta rede europeia de centros de teste no mar, essenciais para projetar os países com essas infraestruturas na vanguarda do desenvolvimento das energias renováveis oceânicas. Entre os exemplos de referência destacam-se o EMEC (European Marine Energy Centre), na Escócia, o WaveHub, no Reino Unido, o BiMEP (Biscay Marine Energy Platform) e o PLOCAN (Oceanic Platform of the Canary Islands), em Espanha, o SEM-VER (Multi-Technology Offshore Test Site), Paimpol-Bréhat e MISTRAL (Marine Infrastructure for STRategic Research and experimentation on Advanced Logistics), em França, o METCentre (Marine Energy Test Centre), na Noruega, o DanWEC (Danish Wave Energy Center) e o Kreigers Flak Offshore Test Site, na Dinamarca, o DMEC (Dutch Marine Energy Centre), nos Países Baixos, e o AMETS (Atlantic Marine Energy Test Site), na Irlanda, entre outros. A iniciativa International WaTERS⁸³ oferece uma base de dados internacional abrangente que descreve as especificidades e capacidades dos vários centros de teste.

Em Portugal existe o centro de testes da Aguçadoura, a norte da Póvoa do Varzim, onde foram já testados diversos protótipos de energia das ondas e energia eólica *offshore*, como será indicado abaixo, e onde será testado o projeto piloto Nau Azul e 2 MW⁸⁴, da Gazelle Wind Power, e a Zona Livre Tecnológica para as energias renováveis *offshore* em Viana do Castelo, criada pelo DL 15/2022⁸⁵.

Particularmente importante para o país, é a criação, em curso, de uma rede de testes europeia para grandes turbinas flutuantes (+15 MW) no Atlântico. Esta iniciativa está a ser financiada pelo projeto INTERREG HiPoTeSis, na qual participa a CEO - Companhia de Energia Oceânica, proprietária do centro de testes da Aguçadoura e atualmente detida maioritariamente pelo INESC TEC e WavEC. Prevê-se que esta rede tenha menos centros de teste do que países envolvidos (Irlanda, França, Portugal e Espanha), pelo que é particularmente importante conseguir que a Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo seja

⁸³ [Test Sites | International WaTERS](#)

⁸⁴ [Nau Azul » Gazelle Wind Power](#)

⁸⁵ [Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR](#)

integrada na rede. Esse cenário tem a vantagem adicional do investimento no cabo elétrico *offshore* de exportação de energia já ter sido realizado. Este aspeto será retomado mais abaixo.

As zonas piloto para o desenvolvimento de tecnologias de energias renováveis *offshore* devem reunir um conjunto de características que potenciem a inovação, a cooperação e a redução dos riscos associados à transição do laboratório para o mar. A experiência europeia demonstra que o sucesso destas zonas depende, em primeiro lugar, da existência de processos de licenciamento simplificados e previsíveis, acompanhados de mecanismos de partilha de dados ambientais e operacionais em formato aberto. Esta abordagem, adotada por países como a Escócia, Dinamarca e os Países Baixos (European Commission, 2025), permite acelerar os ciclos de teste, aumentar a transparência e promover o envolvimento de novos atores no ecossistema.

Outro fator essencial é a estrutura de governação das zonas piloto. As boas práticas apontam para modelos de gestão baseados em consórcios público-privados, que combinam a visão estratégica do setor público com a capacidade técnica e operacional dos promotores, empresas tecnológicas e centros de I&D. Estes consórcios asseguram uma maior agilidade na tomada de decisões e um alinhamento mais eficaz entre os objetivos de política pública e as necessidades de desenvolvimento industrial.

Por fim, as zonas piloto mais avançadas incorporam já sistemas de inteligência artificial nos seus processos de teste e monitorização. Casos como o Reino Unido e a Noruega (Algburi, y otros, 2025) demonstram o potencial do uso de sensores inteligentes, algoritmos de previsão de falhas e ferramentas de controlo adaptativo, que aumentam a eficiência dos ensaios, reduzem custos operacionais e contribuem para a maturação tecnológica acelerada. Estes elementos, combinados, devem servir de referência para o desenho e operacionalização de zonas piloto em Portugal, com vista a posicionar o país como um centro de testes de excelência no domínio das energias renováveis oceânicas.

Experiência laboratorial e em testes no mar em Portugal

Há uma experiência muito significativa no teste em mar de protótipos de tecnologias energéticas oceânicas:

- **2000 – 2017:** teste da central europeia de energia das ondas no Pico;
- **2001 - 2004:** teste do protótipo de energia das ondas AWS na Aguçadoura;
- **2007 - 2008:** teste de 3 protótipos de energia das ondas Pelamis na Aguçadoura;
- **2006 – 2013:** teste do protótipo de energia das ondas WaveRoller em Peniche;
- **2011 – 2016:** teste do protótipo de energia eólica flutuante WindFloat1 na Aguçadoura;
- **Desde 2023:** teste do protótipo de energia das ondas CorPower na Aguçadoura;
- **2025:** contrato com a Gazelle Wind Power para teste de protótipo de uma tecnologia eólica flutuante na Aguçadoura a partir de 2027.

Outros tecnólogos de energia das ondas e eólica flutuante têm procurado as costas portuguesas para testar dos seus protótipos. Citam-se, como exemplo, a tecnologia Demogravi, promovida pela Acciona e pela EDP, que obteve um financiamento europeu para testar um protótipo de energia eólica na Aguçadoura, e uma tecnologia TLP (*Tension Leg PLatform*) de energia eólica promovida pela empresa Acciona, também com financiamento europeu, a ser testada em Viana do Castelo. Infelizmente ambos os projetos ficaram por concluir: no primeiro caso, os custos de construção do protótipo excediam largamente as estimativas; no segundo, falhou a ligação atempada ao cabo elétrico *offshore* do WindFloat Atlantic.

Tabela 3-6. Impacto económico dos projetos realizados na Aguçadoura. Fonte: adaptado de (República Portuguesa, 2016).

Projeto	Ano	M€			Fonte
		Investimento total	Financiamento público nac.	Gasto em PT	
Projeto DemowFloat	2012 - 2014	6,1	0	2,9	WavEC
Projeto KIC InnoEnergy HiWave	2013 - 2016	15	0	0,8	WavEC
Projeto Horizonte europa INFINITE	2022 - 2023	32,6	0	3	WavEC
Projeto Horizonte Europa EU-Scores	2021 - 2025	45,7	0	10,6	WavEC
Projeto Demogravi3	2016 - 2017	26,5	0	3,6	WavEC
AWS	2001-2004	10	0	2	WavEC
Pelamis	2007-2008	15	1,2	2	PWP
WindFloat	2011-2014	23	8	9	EDP
CorPower	2023-	25	7	12	CPO
Total	2000 - 2025	199	16	46	

Na Tabela 3-6 apresenta-se o impacto económico dos testes de protótipos realizados até hoje na Aguçadoura. Note-se, no entanto, que os valores relativos aos projetos INFINITE e Demogravi3 foram muito inferiores aos indicados, dado que não foram completamente execução, como referido anteriormente. Estes valores são, apesar disso, incluídos por mostrarem o potencial económico associado a um centro de testes.

O centro de testes da Aguçadoura é constituído por um cabo elétrico *offshore*, uma subestação em terra, sistemas elétricos associados, boias de sinalização e uma área marítima caracterizada do ponto de vista geofísico e metoceanico. Apesar de continuar a atrair tecnólogos internacionais, enfrenta limitações decorrentes do atual enquadramento legal. A legislação portuguesa não permite reservar potência de ligação à infraestrutura nem concessionar a área marítima à entidade gestora, a CEO, atribuindo esses direitos apenas aos promotores de cada projeto de teste. Como resultado, a CEO não pode garantir antecipadamente a disponibilidade de ligação à rede ou de espaço marítimo para novos testes. Além disso, a potência libertada por projetos concluídos pode ser atribuída a outros empreendimentos em terra, comprometendo a continuidade de utilização da infraestrutura. Com o objetivo de ultrapassar estas limitações, CEO solicitou à Agência de Inovação, no início de 2024, a criação de uma Zona Live Tecnológica para a Aguçadoura, que permitiria reservar capacidade à subestação elétrica e reforçar o papel da gestora na atribuição dos títulos de utilização do espaço marítimo (TUPEM).

Devido à procura de novos utilizadores, a CEO, em articulação com o INESC Ocean (que será a entidade financiadora) está interessada em colocar um segundo cabo *offshore* e expandir a sua capacidade de ligação à rede elétrica para uma potência de 7 a 11 MW, dependendo da capacidade ainda existente no ponto de ligação em terra. Se tal ocorrer, a Aguçadoura poderá permitir testar tecnologias eólicas flutuantes em TRL 6 ou 7 e de energia das ondas em TRL 6 a 8. A menor profundidade (da ordem de 45 m) da zona *offshore* consignada no PSOEM (Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo) não tornam a zona de testes da Aguçadoura competitiva, mas sim complementar da ZLT de Viana do Castelo, devido à maior capacidade de ligação elétrica aí existente e também à maior profundidade (cerca de 100 m).

Como referido acima, está em estudo a criação de uma rede de centros de teste europeia para grandes turbinas eólicas flutuantes. A ZLT de Viana do Castelo está particularmente bem posicionada para receber um destes centros, pois tem já instalado um cabo elétrico *offshore* que à tensão de operação atual permite conectar cerca de 85 MW. Destes apenas 25 MW estão a ser usados pelo parque WindFloat Atlântico. Os restantes 60 MW permitiriam dispor de 3 pontos de ligação *offshore* de 25 MW cada

(aceitando-se um sobredimensionamento que seria gerido de forma dinâmica). É de referir que o custo do cabo, incluindo a sua colocação no mar, foi da aproximadamente 110 M€. O facto deste investimento já ter sido realizado, enquanto outros centros terão de o efetuar ainda, torna a ZLT de Viana do Castelo numa opção muito atrativa. A curta distância a terra, a profundidade, a caracterização geofísica e metoceanica já realizada e/ou em curso, a disponibilidade de portos e de uma cadeia de valor regional e trans regional, a facilidade de acesso a partir de qualquer ponto da Europa e a proximidade do parque WindFloat Atlântico, conferem atratividade adicional. No entanto, para que o potencial da ZLT de Viana do Castelo se concretize é necessário que o Governo, a DGEG e a REN se mobilizem, apostando na dinamização da entidade gestora e nos estudos de engenharia complementares a realizar, nomeadamente a ligação *offshore* ao cabo de exportação e a ligação em terra à subestação da rede de transporte (atualmente está ligada à rede de distribuição, que não permite a potência acima referida).

Portugal conta igualmente com capacidade e experiência acumulada na realização de testes laboratoriais (tanques de ondas):

- **1983 – 1993:** teste em tanque de ondas da central europeia de energia das ondas do Pico (pelo IST no LNEC);
- **2012-2013:** realização dos primeiros testes da tecnologia CorPower em tanque de ondas (pela CorPower e WavEC na FEUP);
- **2010 – 2015:** teste em canal de ondas da Universidade de Coimbra da tecnologia de energia das ondas REEFS;
- **2020 – 2021:** teste da tecnologia de energia das ondas SeaTurns no tanque de ondas da FEUP.

Os tanques de ondas existentes no país não foram desenvolvidos especificamente para a área das energias renováveis oceânicas, apresentando algumas limitações, nomeadamente fundos relativamente pouco profundos. No entanto, está em construção um tanque de ondas oceânico no Hub Azul de Leixões, com as características mais adequadas.

Barreiras a ultrapassar

Apesar das oportunidades, persistem barreiras estruturais que limitam o impacto da I&D no desenvolvimento tecnológico e comercial das ERO:

- Atraso na implementação de políticas públicas relevantes, como é o caso das ZLT de Viana do Castelo e da Aguçadoura e da implementação do programa de 2 GW de energia eólica *offshore*;
- Insuficiente dinâmica de inovação nas empresas portuguesas do setor energético e da cadeia de fornecimento, levando a que a generalidade das tecnologias de energia renovável *offshore* seja conduzida por empresas estrangeiras;
- Fragmentação entre academia, indústria e decisores políticos, dificultando projetos conjuntos de longo prazo;
- Falta de financiamento contínuo, sobretudo em fases de desenvolvimento intermédias (TRL 5–7), essenciais para a validação de protótipos e soluções integradas;
- Ausência de plataformas públicas de dados abertos, tanto ambientais como operacionais, que limitam a replicabilidade dos testes e o desenvolvimento de modelos preditivos;
- Escassez de competências técnicas em áreas emergentes como IA aplicada à energia, que reduz a capacidade de transição para uma O&M digitalizada e inteligente;
- Riscos de cibersegurança, especialmente relevantes em sistemas *offshore* altamente digitalizados.

Apesar dos desafios presentes, Portugal encontra-se numa posição estratégica para liderar a inovação em energias renováveis oceânicas devido à previsão de instalação de parques eólicos flutuantes em diversos pontos do país e às características adequadas da costa portuguesa para a fase de teste,

demonstração e validação de tecnologias em fase de desenvolvimento. Para tal, é fundamental reforçar os investimentos em I&D, nas áreas com maior potencial de aplicação nacional e exportação, nomeadamente o eólico *offshore* flutuante e a energia das ondas.

3.6. Impactos económicos associados ao setor das energias renováveis oceânicas

A instalação prevista de 2 GW de capacidade eólica *offshore* flutuante até 2030 (valor inscrito no PNEC 2030) exige uma análise cuidadosa dos potenciais impactos económicos associados ao desenvolvimento desta indústria em Portugal.

Nesta secção, a avaliação económica centra-se na estimativa do Valor Acrescentado Bruto (VAB) e dos empregos equivalentes a tempo completo (ETC) gerados ao longo do ciclo de vida dos projetos. Estes indicadores permitem quantificar o contributo efetivo do setor para a economia nacional, considerando tanto os efeitos diretos nas atividades industriais e de engenharia, como os indiretos e induzidos sobre cadeias de fornecimento, serviços e consumo.

Além disso, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* deverá ter repercussões fiscais significativas. A contribuição fiscal dos projetos eólicos varia substancialmente entre países, refletindo diferenças de regime tributário e estrutura macroeconómica. Em geral, as receitas públicas provenientes de impostos e taxas representam uma fração relevante do valor acrescentado total de um projeto ao longo do seu ciclo de vida.

Em Portugal, estima-se que a implementação e operação de parques eólicos *offshore* possam gerar:

- Impostos diretos e contribuições sociais sobre o trabalho e o rendimento das empresas, incidindo sobretudo nas fases de fabrico, instalação e operação;
- Impostos sobre a produção e taxas locais, associados ao licenciamento, à ocupação do domínio público marítimo e à utilização de infraestruturas portuárias;
- Receitas sobre o consumo como reflexo de efeitos indiretos sobre o emprego e os serviços locais, incluindo hotelaria, restauração, transporte e turismo técnico.

Estes benefícios fiscais e económicos são reforçados quando a cadeia de valor é localizada no país, amplificando o retorno social e orçamental do investimento inicial. Em paralelo, a implementação de políticas de conteúdo local e estratégias de desenvolvimento pode maximizar os impactos económicos, garantindo que uma parte substancial da receita gerada permanece nas comunidades costeiras envolvidas.

A avaliação abrange as várias fases do ciclo de vida dos projetos procurando quantificar o valor gerado com base no efeito multiplicador na economia nacional. A dimensão dos impactos depende essencialmente de três fatores:

- Custo total de desenvolvimento e operação dos parques eólicos;
- Capacidade instalada em cada fase dos projetos;
- Nível de incorporação nacional nos bens e serviços utilizados ao longo do processo.

3.6.1. Abordagem metodológica

A avaliação dos impactos económicos foi conduzida com base no modelo *Input-Output* (IO), ferramenta amplamente utilizada em análises macroeconómicas para estimar os efeitos de novos investimentos na economia. Este tipo de modelo permite compreender como o estímulo num determinado setor se

propaga pelo tecido económico, refletindo as interdependências existentes entre as diferentes atividades produtivas.

O modelo parte da estrutura da economia nacional, representada por uma matriz de fluxos de bens e serviços entre setores, que indica o grau de dependência de cada ramo relativamente aos restantes para conduzir a sua produção. Neste estudo, a modelação foi efetuada com base nas matrizes simétricas de Portugal (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2020), que descreve as transações de bens e serviços entre os diferentes setores da economia portuguesa.

Para a estimativa do emprego, em equivalentes a tempo completo (ETC), foram utilizados coeficientes setoriais de emprego (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2020). Estes coeficientes traduzem o volume médio de emprego, expresso em ETC, necessário para gerar uma unidade de produção em cada setor, permitindo converter o impacto económico total do investimento em termos de emprego direto, indireto e induzido.

Assim, quando ocorre um investimento num determinado setor, o modelo IO permite quantificar três tipos de efeitos:

- **Efeitos diretos:** correspondem à atividade económica gerada nos setores diretamente envolvidos na implementação dos projetos de eólico *offshore*, como a construção, operação e manutenção das infraestruturas;
- **Efeitos indiretos:** resultam da procura de bens e serviços intermédios por parte dos setores diretamente mobilizados, abrangendo os restantes elos da cadeia de fornecimento;
- **Efeitos induzidos:** representam o impacto adicional decorrente do aumento do rendimento das famílias que participam direta ou indiretamente na atividade. O acréscimo de salários e rendimentos traduz-se em maior consumo em setores como comércio, habitação, restauração e serviços, contribuindo para o reforço do dinamismo económico regional.

A soma destes três efeitos traduz o impacto macroeconómico total do projeto, avaliado neste relatório em termos de valor acrescentado bruto, emprego em equivalentes a tempo completo e contribuições fiscais associadas à produção, à remuneração e aos produtos.

Esta abordagem permite avaliar o efeito multiplicador do investimento, evidenciando o potencial da energia eólica *offshore* flutuante não apenas como fonte de produção de energia renovável, mas também como motor do crescimento económico e desenvolvimento industrial.

Detalhes adicionais sobre a abordagem metodológica e aplicação do modelo IO são apresentados no **Anexo 8.2**.

3.6.2. Escalabilidade e estimativa de custos

Os cálculos de impacto têm por base os valores obtidos para o cenário de 1 GW de capacidade instalada (Tabela 8-2 do **Anexo 8.1**), ajustados para a meta de 2 GW através da aplicação de fatores de escala.

Para refletir as economias de escala associadas ao aumento da capacidade instalada, foi considerada uma redução global de 3% no custo total do projeto. Este valor é utilizado como estimativa para um aumento de escala moderado, que beneficia de (i) ganhos de eficiência, (ii) standardização técnica, (iii) normalização de processos, (iv) otimização de operações e (v) consolidação das cadeias de fornecimento e compras em volume.

Estudos internacionais (ORE Catapult, 2025) indicam que programas de grande escala, com portfólios superiores (na ordem de 15 GW), podem alcançar reduções agregadas de 15% no custo total. Embora

tais estimativas se apliquem a escalas significativamente superiores, fornecem um referencial para sustentar a adoção de um fator mais conservador neste estudo.

De acordo com (Rubin, Azevedo, Jaramillo, & Yeh, 2015), taxas típicas de redução de custos para tecnologias eólicas situam-se entre 5% e 20% por duplicação da capacidade cumulativa instalada, variando conforme a maturidade tecnológica e as condições de mercado. Face aos dados apresentados neste estudo, o valor de fator de escala adotado de 3% supõe uma redução global moderada dos custos unitários que considera o carácter incremental da expansão analisada (1 GW → 2 GW) e o nível de maturidade tecnológica do setor eólico *offshore* em Portugal.

Embora o fator seja aplicado de forma agregada, reconhece-se que as diferentes fases do ciclo de vida do projeto não beneficiam de forma uniforme desse efeito. As fases de fabrico, fornecimento e instalação (CAPEX) tendem a concentrar a maior parte das economias de escala e, em parte, dos efeitos de aprendizagem (*learning-by-doing*), decorrentes da execução sistemática e da otimização logística e produtiva.

Por outro lado, as fases de planeamento e desenvolvimento (DEVEX) são menos sensíveis ao aumento de escala, uma vez que envolvem custos fixos de licenciamento e gestão. As fases de operação e manutenção (OPEX) e de desmantelamento (DECEX) registam ganhos parciais, sobretudo por via de sinergias operacionais e ganhos logísticos.

Deste modo, a aplicação de um fator de escala global deve ser entendida como uma aproximação média, adequada para análises de carácter macroeconómico e prospetivo. Esta abordagem assegura consistência metodológica e comparabilidade entre cenários, permitindo representar, de forma sintética, os efeitos combinados de standardização, eficiência e consolidação produtiva. Com base neste ajustamento, foram estimados os custos totais de investimento, operação, manutenção e desmantelamento correspondentes ao cenário de 2 GW. O resumo dos custos por fases de projeto é apresentado na Tabela 3-7.

Tabela 3-7. Custos totais por fase, ajustados ao cenário de 2 GW de capacidade instalada.

Fonte: WavEC (elaboração própria).

Fases do projeto	Custo (M€)	% Custo total
Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	295	1,9%
Fabrico e fornecimento	7 179	45,9%
Logística, instalação e comissionamento	2 628	16,8%
Operação e manutenção	4 668	29,9%
Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	857	5,5%
Total	15 627	100%

Os custos são distribuídos ao longo da duração prevista de cada fase e sub-fase, conforme detalhado na Secção 4.1.2 (Tabela 4-1), o que corresponde a:

- Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto (4 anos);

- Fabrico e fornecimento (3 anos);
- Logística, instalação e comissionamento (2 anos);
- Operação e manutenção (25 anos);
- Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida (2 anos).

No total, o ciclo de vida do projeto compreende cerca de 7 anos de pré-operação, a considerar desde o planeamento até o fim do comissionamento, 25 anos de operação e cerca de 2 anos para remoção dos ativos e tratamento dos componentes.

Anualmente, é considerada a distribuição dos custos associada às diferentes fases e atividades previstas ao longo do ciclo de vida do projeto. No caso da fase de O&M, assume-se o comportamento característico da “curva da banheira” (análise de Weibull), em que a intensidade das intervenções tende a ser mais elevada nos primeiros anos, devido à correção de falhas de instalação e aos ajustes às condições operacionais, voltando a aumentar nos anos finais em resultado do desgaste acumulado dos componentes e da necessidade de reparações.

O modelo assume um cenário económico constante ao longo do horizonte de análise, sem incorporar a influência de eventuais alterações macroeconómicas. Esta abordagem, embora não capture potenciais variações associadas a flutuações nos preços dos fatores produtivos, alterações cambiais, atrasos na execução ou mudanças nas condições de mercado, assegura a coerência estrutural do modelo e a comparabilidade das estimativas, permitindo avaliar de forma sistemática os impactos económicos.

A metodologia utilizada para o cálculo dos custos e para a aplicação do fator de escala encontra-se descrita no **Anexo 8.3**.

3.6.3. Mapeamento da cadeia de valor e conteúdo local

Procedeu-se ao mapeamento da cadeia de valor nacional, identificando as principais atividades envolvidas em cada fase do projeto, bem como a respetiva distribuição de custos.

Para cada fase e sub-fase indicadas na Tabela 8-2 (**Anexo 8.1**) os setores económicos foram classificados segundo a nomenclatura NACE⁸⁶, permitindo estabelecer uma correspondência entre as etapas do projeto e os ramos de atividade mais relevantes da economia nacional.

Esta classificação possibilita estimar a participação setorial relativa e o peso total de cada setor na cadeia de valor. O impacto na economia portuguesa é aqui entendido como função do nível de incorporação nacional de bens, serviços e emprego ao longo do ciclo de vida dos projetos.

Foram definidos dois cenários de desenvolvimento do conteúdo local, representando diferentes níveis de maturidade e integração da indústria nacional:

- **Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional:** corresponde ao cenário prospetivo de referência, desenvolvido a partir da análise apresentada na Secção 3.4, relativa à cadeia de valor e às oportunidades de expansão da indústria nacional. Baseia-se na avaliação da capacidade industrial atualmente disponível e no potencial de crescimento identificado para os principais setores envolvidos (Tabela 8-2 - **Anexo 8.1**). Admite-se uma dinâmica de crescimento dos setores ligados à eólica *offshore* flutuante impulsionada por políticas públicas de incentivo, no contexto da meta nacional de expansão até 10 GW, o que justifica o investimento em infraestruturas, formação e consolidação da cadeia de fornecimento. Este cenário pressupõe, portanto, uma

⁸⁶ [Eurostat. NACE Rev. 2 - Statistical classification of economic activities.](#)

adaptação da cadeia nacional, com ganhos de competitividade e maior retenção do valor económico no país;

- **Cenário 2 – Integração Industrial Limitada:** reflete uma situação menos desenvolvida face ao Cenário 1, em que, no momento da implementação do programa de 2 GW, os incentivos e condições de mercado ainda não seriam suficientes para promover a expansão da cadeia de valor nacional. Nestas circunstâncias, a capacidade da indústria portuguesa permaneceria mais limitada, restringindo a incorporação de produtos e serviços nacionais nas diferentes fases dos projetos. Consequentemente, a retenção de investimento, de emprego qualificado e de valor acrescentado no país seria inferior à observada no cenário “Expansão Industrial Nacional”.

Desta forma, após a avaliação do potencial da indústria nacional sob a perspetiva dos dois cenários descritos, o conteúdo local correspondente a cada um deles é apresentado na Tabela 3-8 e na Tabela 3-9, respetivamente.

Tabela 3-8. Conteúdo local: Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional	
Fases do projeto	Conteúdo local (%)
Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	73%
Fabrico e fornecimento	47%
Logística, instalação e comissionamento	33%
Operação e manutenção	65%
Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	75%

Tabela 3-9. Conteúdo local: Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Cenário 2 – Integração Industrial Limitada	
Fases do projeto	Conteúdo local (%)
Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	59%
Fabrico e fornecimento	19%
Logística, instalação e comissionamento	18%
Operação e manutenção	30%
Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	35%

3.6.4. Avaliação dos impactos macroeconómicos

Com base nas hipóteses e parâmetros definidos, são estimados os impactos diretos, indiretos e induzidos associados ao programa de 2 GW de capacidade eólica *offshore* flutuante. Os impactos são quantificados segundo os seguintes indicadores principais:

- **Valor Acrescentado Bruto (VAB):** representa o valor económico gerado pelas atividades produtivas, correspondendo à diferença entre o valor da produção e o consumo intermédio;
- **Geração de Emprego Equivalente a Tempo Completo (ETC):** representa o volume de emprego gerado ou sustentado ao longo do horizonte de análise, expresso em equivalentes a tempo completo;
- **Receitas fiscais:** englobam as contribuições fiscais associadas à atividade económica gerada pelo projeto, nomeadamente impostos sobre a produção, impostos e contribuições sociais sobre as remunerações, e impostos sobre o consumo, em particular o IVA associado à despesa adicional das famílias (efeito induzido).

Resultados agregados

A Tabela 3-10 e a Tabela 3-11 apresentam os impactos económicos totais para os cenários 1 e 2, respetivamente. Os resultados correspondem aos efeitos diretos, indiretos e induzidos, acumulados ao longo da vida útil do parque eólico. Para efeitos de comparação com a dimensão da economia nacional, estes impactos são igualmente expressos em valores médios anuais e comparados com os valores observados para o PIB e o emprego nacional em 2024, utilizados como referência.

Para o **Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional**, estima-se uma geração de **9 255 M€ em VAB e cerca de 223 mil ETC acumulados** ao longo do horizonte de análise. Para efeitos comparativos, quando expressos em valores médios anuais, o VAB representa aproximadamente 0,08 % do PIB nacional⁸⁷, enquanto o impacto em emprego equivale a cerca de 0,10 % do emprego total nacional⁸⁸, tomando como referência os valores observados em 2024 (Tabela 3-10).

Já no **Cenário 2 – Integração Industrial Limitada**, os impactos são inferiores em magnitude, refletindo a menor incorporação de conteúdo nacional. Ainda assim, são positivos e economicamente relevantes, com um impacto acumulado de **4 454 M€ no VAB e aproximadamente 108 mil ETC acumulados**. Em termos médios anuais, os resultados equivalem a cerca de 0,04 % do PIB nacional e 0,05 % do emprego total nacional em 2024 (Tabela 3-11).

A distribuição do VAB (direto, indireto e induzido) para os diferentes cenários de conteúdo local é apresentada na Figura 3-13, enquanto a distribuição do emprego em ETC (direto, indireto e induzido) é mostrada na Figura 3-14, ambas relativas ao ciclo de vida do projeto.

⁸⁷ [INE – Instituto Nacional de Estatística. Contas Nacionais. Produto Interno Bruto \(2024\).](#)

⁸⁸ [INE – Instituto Nacional de Estatística. Estatísticas de Emprego \(2024\).](#)



Tabela 3-10. Impacto económico total ao longo da vida útil de um parque eólico de 2 GW - Cenário 1: Expansão Industrial Nacional. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Impacto	Valor Acrescentado Bruto (M€)	Emprego (ETC)
Direto	2 822	81 880
Indireto	2 251	52 316
Induzido	4 182	89 088
Total (acumulado)	9 255	223 284
Comparativo Ano 2024	% PIB	% Emprego nacional
Impacto médio anual	0,08 %	0,10 %

Tabela 3-11. Impacto económico total ao longo da vida útil de um parque eólico de 2 GW - Cenário 2: Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Impacto	Valor Acrescentado Bruto (M€)	Emprego (ETC)
Direto	1 366	40 556
Indireto	1 065	24 785
Induzido	2 024	43 115
Total (acumulado)	4 454	108 456
Comparativo Ano 2024	% PIB	% Emprego nacional
Impacto médio anual	0,04 %	0,05 %

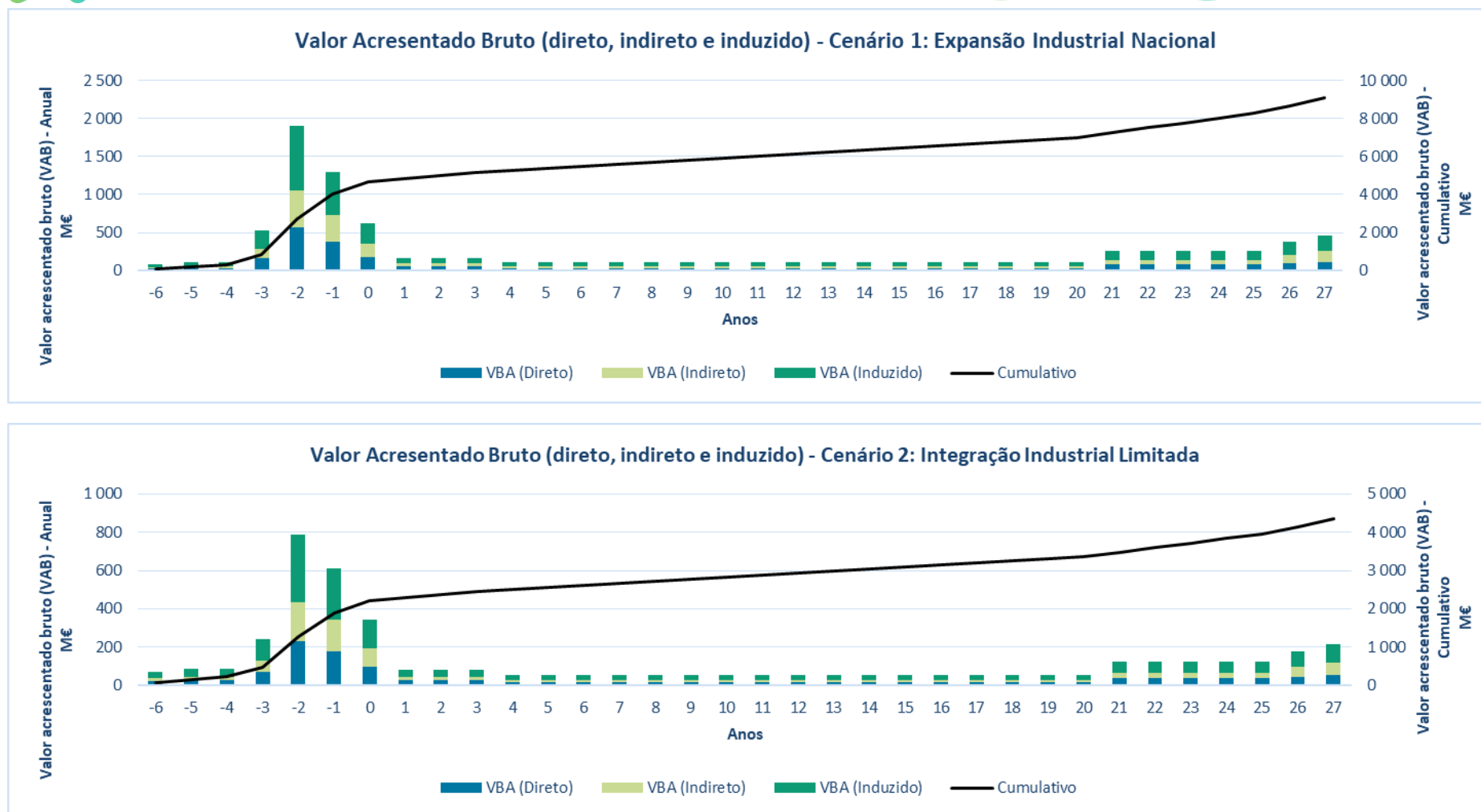


Figura 3-13. Valor acrescentado bruto (M€) distribuídos entre direto, indireto e induzido. (a) Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, (b) Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

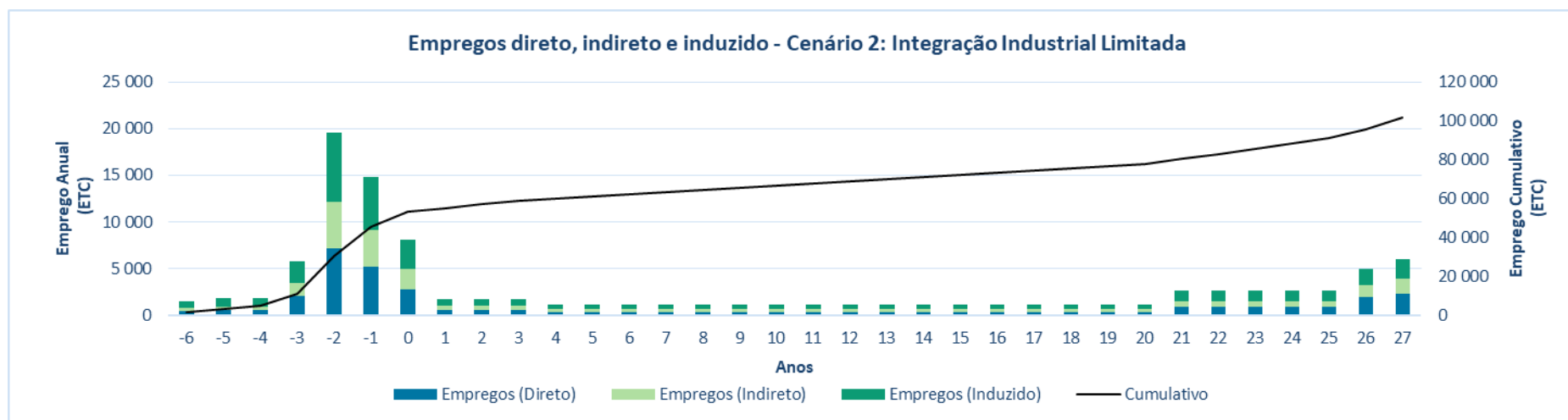
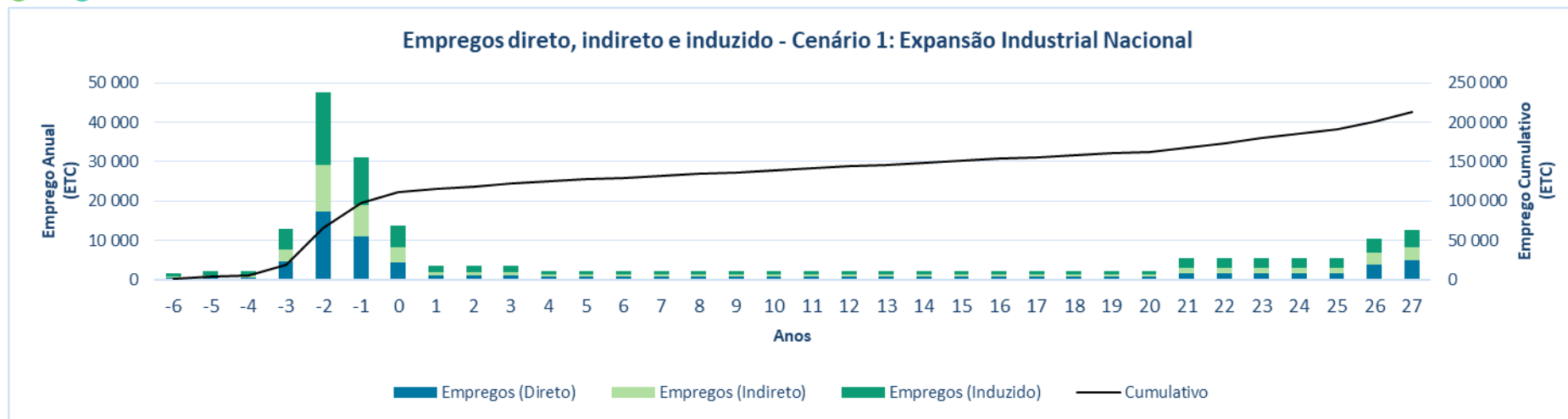


Figura 3-14. Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) distribuídos entre direto, indireto e induzido. (a) Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, (b) Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

De acordo com o estudo do INE (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2018), a Economia do Mar representou cerca de 3,9 % do VAB nacional no triénio 2016-2018 e 4,0 % do emprego total no período 2016-2017. A desagregação por setores evidencia que os ramos mais relacionados com a energia eólica *offshore*, nomeadamente portos, transportes e logística, construção e reparação naval, infraestruturas e obras marítimas, e serviços marítimos somam aproximadamente 1,1 % do PIB e emprego nacional de referência, como indicado na Figura 3-15.

O setor “Novos usos e recursos do mar”, onde se enquadra a produção de energia eólica *offshore*, apresenta, para o período de referência, uma expressão ainda residual de cerca de 0,01 % do PIB e do emprego nacional, refletindo o carácter emergente destas atividades na estrutura económica observada. Comparativamente aos resultados apresentados no presente estudo para a implementação inicial de 2 GW, e tendo sobretudo em conta os impactos médios anuais estimados, observam-se potenciais impactos positivos de crescimento económico e de integração industrial que, com o desenvolvimento e a maior maturidade do setor, poderão sustentar um programa alargado de maior capacidade (10 GW), bem como apoiar o avanço de outras tecnologias de energia marinha renovável.

Importa salientar que o período de referência do estudo mencionado não traduz o contexto atual de expansão das energias renováveis marinhas, mas constitui uma base indicativa útil da estrutura e do peso relativo dos diferentes segmentos da Economia Azul na economia nacional.

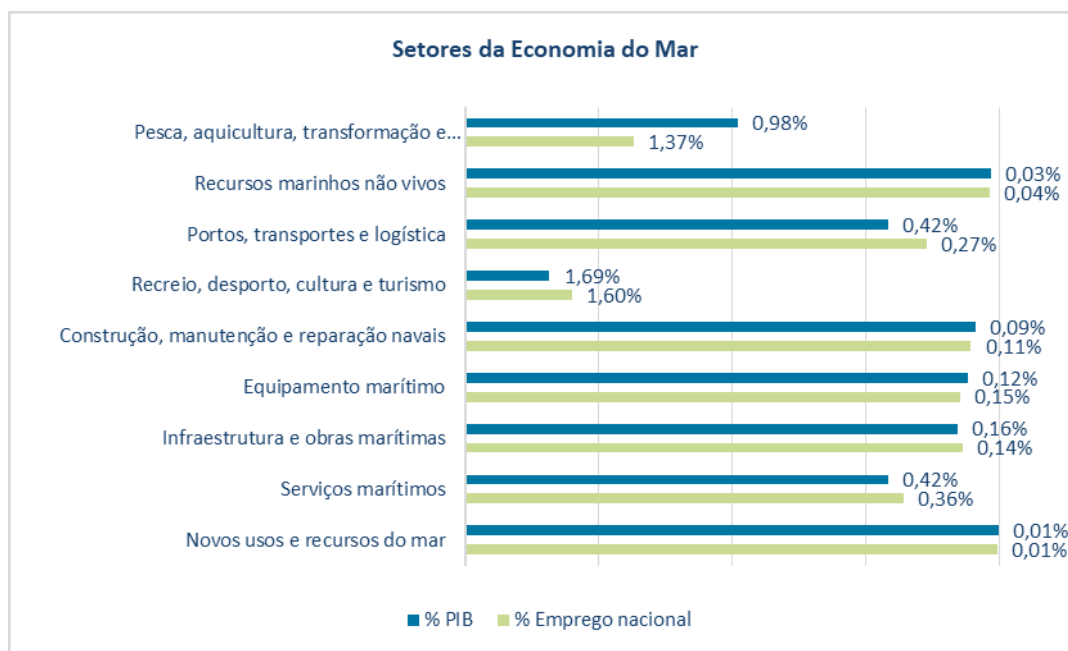


Figura 3-15 Impacto dos setores da economia do mar na economia nacional 2016-2018 (% PIB e % Emprego nacional). Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2018).

Distribuição de VAB e empregos por fases de projeto e setores de atividade económica

A análise dos dois cenários evidencia uma distribuição de resultados global semelhante, mas com magnitudes e profundidades distintas. Os resultados mostram que o pico de geração de VAB e emprego ocorre nas fases de fabrico, instalação e comissionamento, enquanto os efeitos a longo prazo são sustentados pela O&M.

No **Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional**, a fase de O&M é o principal vetor cumulativo, representando cerca de 40 % do VAB e 37 % do emprego total. Esta etapa reflete um impacto prolongado, sustentado pela prestação contínua, direta e indireta, de serviços técnicos especializados, engenharia, logística e atividades administrativas e de apoio, e pelos setores de comércio, alojamento, e restauração, que refletem os efeitos induzidos do consumo.

O fabrico e fornecimento constitui o segundo maior contributo (35 % do VAB e 37 % do emprego), com forte presença das indústrias transformadoras como a indústria metalomecânica e a produção de equipamentos elétricos, apoiadas pela construção e logística industrial, representando a base produtiva nacional com maior efeito multiplicador.

A instalação e comissionamento (12 % do VAB e 11 % do emprego) mobiliza intensamente os setores de construção civil, logística portuária e transporte marítimo, com elevada alocação de recursos mais temporários e pontuais, e impacto regional significativo nas zonas costeiras e portuárias.

As fases de planeamento e desenvolvimento (4 % do VAB e 3 % do emprego) e de desmantelamento e fim de vida (9 % do VAB e 11 % do emprego) têm menor expressão, mas papel estratégico na mobilização de serviços de consultoria, engenharia e licenciamento ambiental, assim como na logística de desmobilização de ativos, gestão de resíduos e recuperação de materiais, reforçando a vertente de economia circular.

No **Cenário 2 – Integração Industrial Limitada**, a estrutura de fases mantém-se de forma similar, mas com menor intensidade e maior dependência de importações. A O&M continua a liderar (40 % do VAB e 37 % do emprego), mas com apenas 30% de conteúdo local, o que reduz a retenção de valor e o potencial de criação de emprego qualificado nos setores de reparação e instalação de máquinas e equipamentos.

O fabrico e fornecimento (30 % do VAB e 32 % do emprego) é o mais afetado pela baixa incorporação nacional (19 %), traduzindo um desvio de parte do valor económico para fornecedores externos, principalmente relacionado com os setores de metais de base, de produtos metálicos transformados, e de máquinas e equipamentos.

Nas atividades de instalação e comissionamento (14 % do VAB e 15 % do emprego), observa-se uma redução significativa nos setores de logística marítima e construção especializada.

Nas fases de planeamento e desenvolvimento (7 % do VAB e 6 % do emprego) e de desmantelamento e fim de vida (9 % do VAB e 11 % do emprego), a menor capacidade técnica e industrial nacional traduz-se numa participação mais limitada em serviços de engenharia, consultoria e gestão de resíduos, reduzindo a geração de valor interno.

No geral, em termos setoriais, os efeitos diretos concentram-se sobretudo nas indústrias transformadoras, construção, distribuição de eletricidade e engenharia. Os efeitos indiretos propagam-se pelos serviços técnicos e administrativos, transporte e comércio grossista, refletindo o encadeamento produtivo com os setores industriais de base. Por fim, os impactos induzidos manifestam-se principalmente nos serviços de consumo local, como alojamento, restauração e comércio a retalho, impulsionados pelo aumento das rendas e do consumo das famílias.

Entretanto, o Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional reforça e amplia as cadeias produtivas nacionais, promovendo maior retenção de valor, dinamismo económico e geração de emprego qualificado. Já o Cenário 2 – Integração Industrial Limitada mobiliza de forma mais limitada as capacidades existentes, resultando em menor encadeamento interno e maior dependência de importações.

Assim, num cenário prospetivo de expansão dos projetos eólicos nacionais, torna-se claro que a consolidação de uma política industrial robusta e integrada é determinante para transformar o investimento em energia *offshore* em desenvolvimento económico estruturante.

A Figura 3-16 e Figura 3-17 ilustram a distribuição de empregos diretos por setores agregados da indústria para os Cenários 1 e 2, respetivamente, servindo como referência para a identificação dos setores diretamente mobilizados e as áreas com maior exigência de mão de obra qualificada, de acordo com a análise apresentada na Secção 3.7.

Adicionalmente na Figura 3-18 e Figura 3-19 encontram-se as estimativas de VAB e empregos ETC distribuídos por fases de projeto.

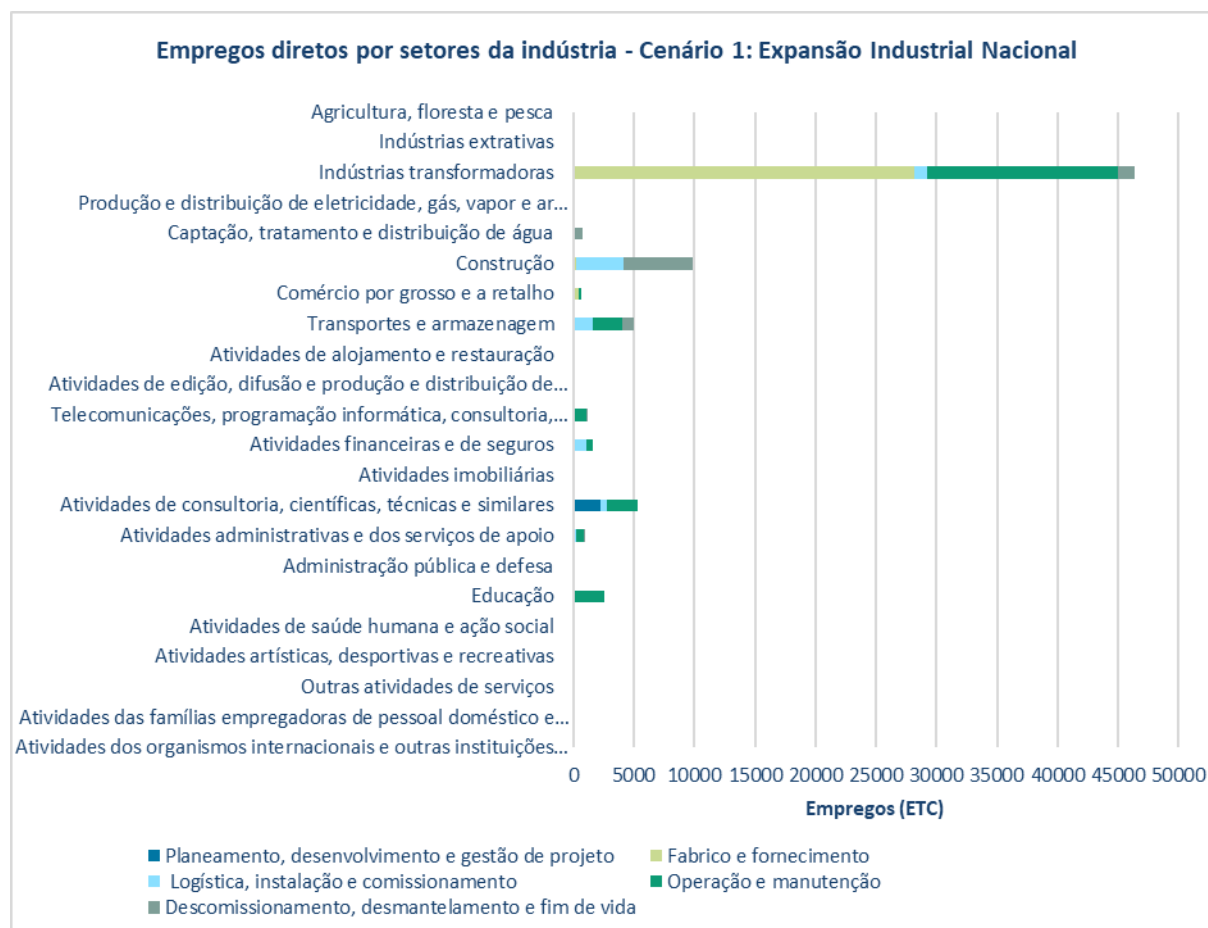


Figura 3-16. Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) diretos por setores agregados da indústria. Distribuição dos empregos diretos gerados pela implementação de um parque eólico de 2 GW no Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, com evidência dos setores industriais mais diretamente estimulados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

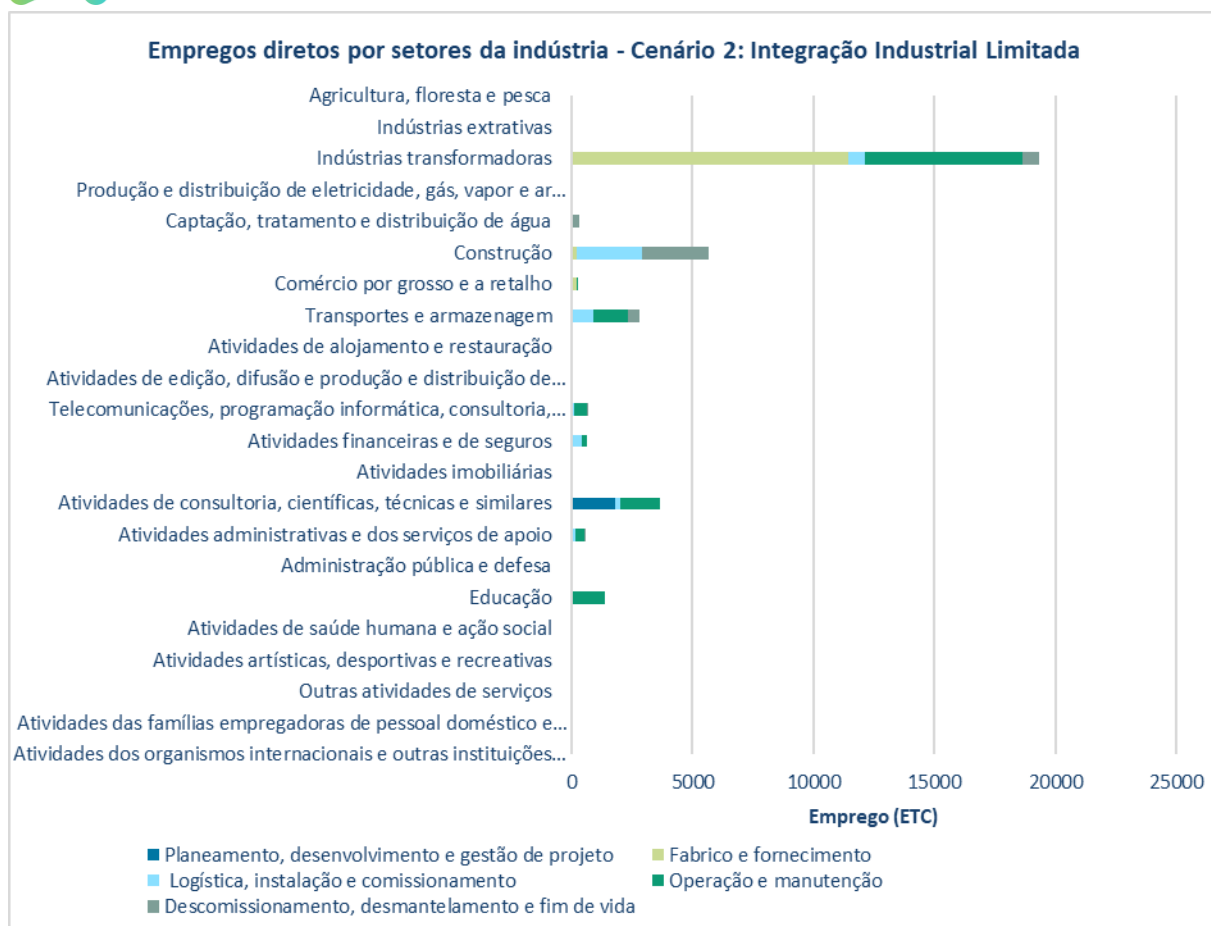


Figura 3-17 Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) diretos por setores agregados da indústria. Distribuição dos empregos diretos gerados pela implementação de um parque eólico de 2 GW no Cenário 2 – Integração Industrial Limitada, com evidência dos setores industriais mais diretamente estimulados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

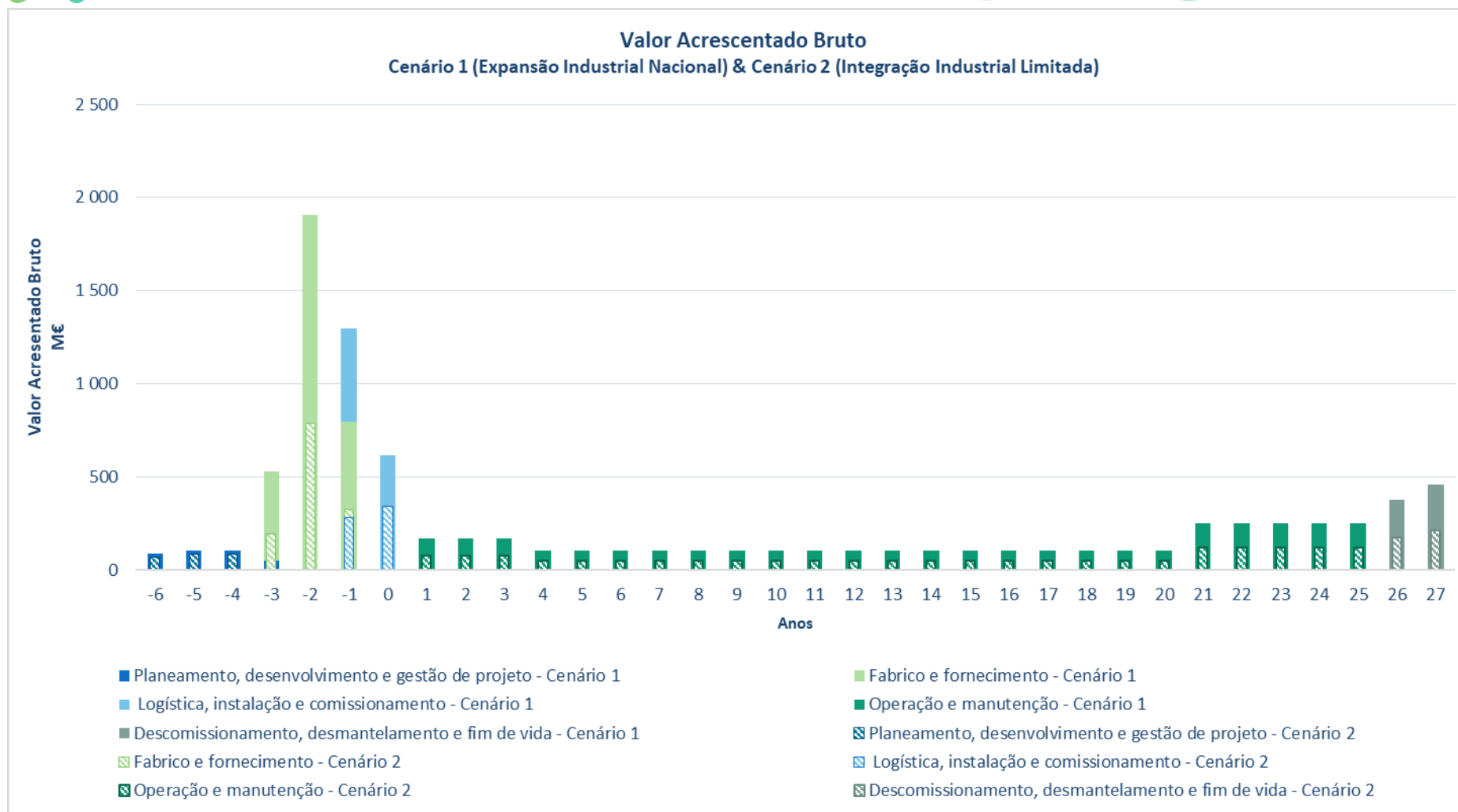


Figura 3-18 Valor acrescentado bruto (M€) por fases de projeto. As colunas em preenchimento cheio representam o Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, enquanto as colunas tracejadas correspondem ao Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

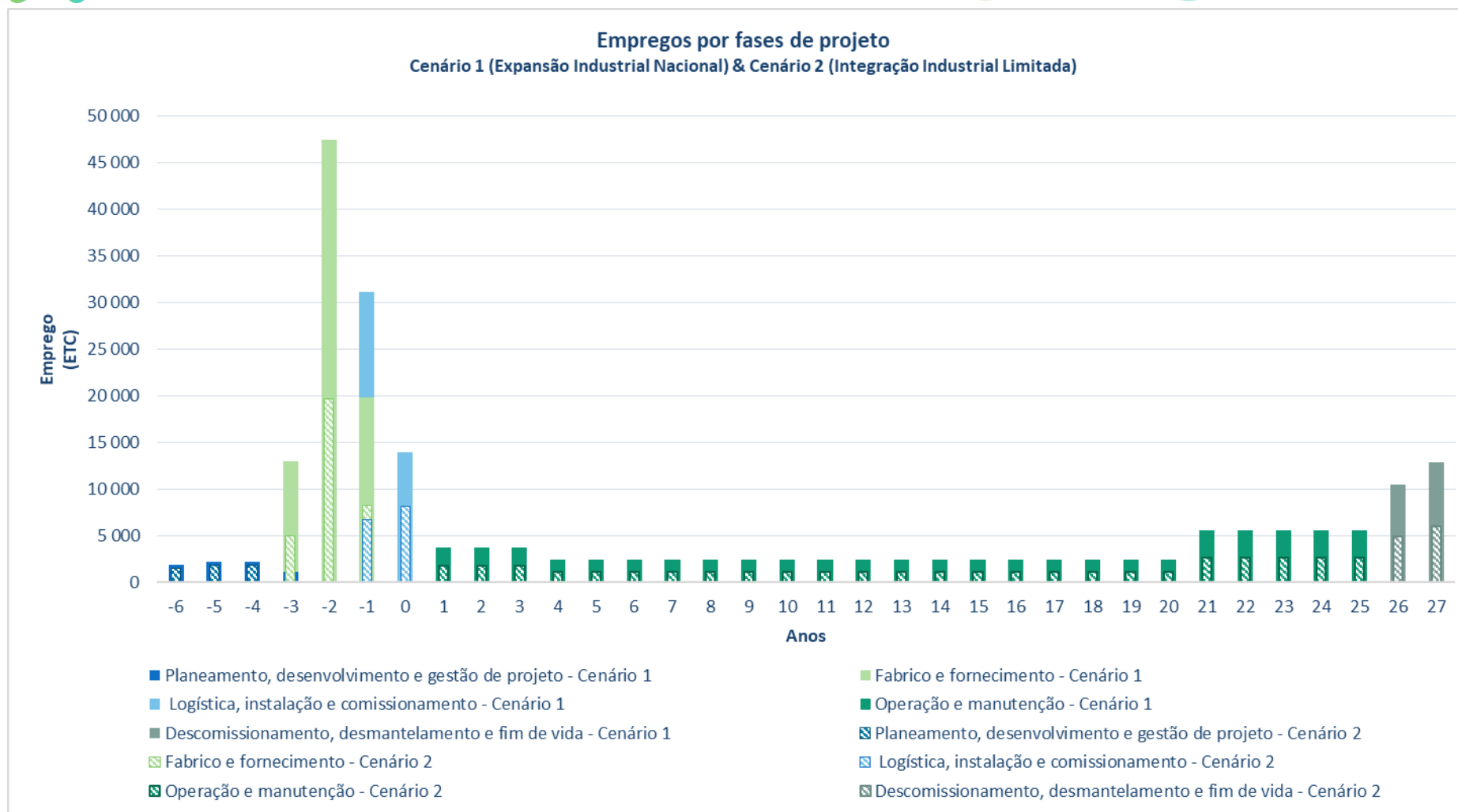


Figura 3-19 Empregos equivalentes a tempo completo (ETC) por fases de projeto. As colunas em preenchimento cheio representam o Cenário 1 – Expansão Industrial Nacional, enquanto as colunas tracejadas correspondem ao Cenário 2 – Integração Industrial Limitada. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Estimativa das contribuições fiscais

O VAB gerado pelo programa constitui a base para a estimativa das receitas fiscais e contributivas associadas à atividade económica. A sua decomposição segue a estrutura média observada na economia portuguesa (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2020), que permite identificar a repartição funcional do VAB entre remunerações do trabalho, excedente bruto de exploração e outros impostos líquidos de subsídios sobre a produção.

De acordo com essa estrutura, o VAB nacional é composto, em média, por 54 % de remunerações do trabalho, 44 % de excedente bruto de exploração e cerca de 2 % de outros impostos líquidos de subsídios sobre a produção.

Desta forma as remunerações são estimadas em cerca de 4 928 M€ e 2 358 M€ para os Cenários 1 e 2 respetivamente. Assim, é possível estimar as contribuições fiscais associadas, com base nas taxas médias efetivas observadas na economia portuguesa:

- Contribuições sociais (34 % das remunerações): incluem a taxa patronal de 23,75 % e a taxa de trabalhador de 11 %, ambas aplicadas ao total das remunerações;
- Imposto sobre o rendimento (IRS – 13 % das remunerações): corresponde à taxa média efetiva de tributação do trabalho observada na economia portuguesa⁸⁹ e é aplicada sobre as remunerações brutas;
- Impostos sobre a produção (2 % do VAB): incluem tributos pagos pelas empresas não diretamente associados ao volume de vendas, como IMI, ISP, IUC, refletindo a rubrica “outros impostos líquidos de subsídios à produção” registados nas contas nacionais.

Com base nestes parâmetros, as receitas fiscais associadas à produção totalizam aproximadamente 2 533 M€ no Cenário 1 e 1 213 M€ no Cenário 2, distribuídas em 68 % de contribuições sociais, 25 % de IRS e 7 % de impostos sobre a produção, conforme indicado Figura 3-20.

A distribuição temporal das contribuições fiscais associadas às remunerações acompanha o perfil de intensidade das fases do projeto. Observa-se que o pico de recolha fiscal ocorre nos anos correspondentes ao fabrico, instalação e comissionamento (aproximadamente entre os anos -2 e 0), período em que se concentra maior volume de atividades.

Estima-se que cerca de 20 % do total das contribuições sociais, dos impostos sobre a produção, e dos impostos sobre o rendimento sejam gerados neste intervalo de três anos.

⁸⁹ [Banco de Portugal. O IRS em Portugal: da crise da dívida soberana ao choque inflacionista \(2024\).](#)

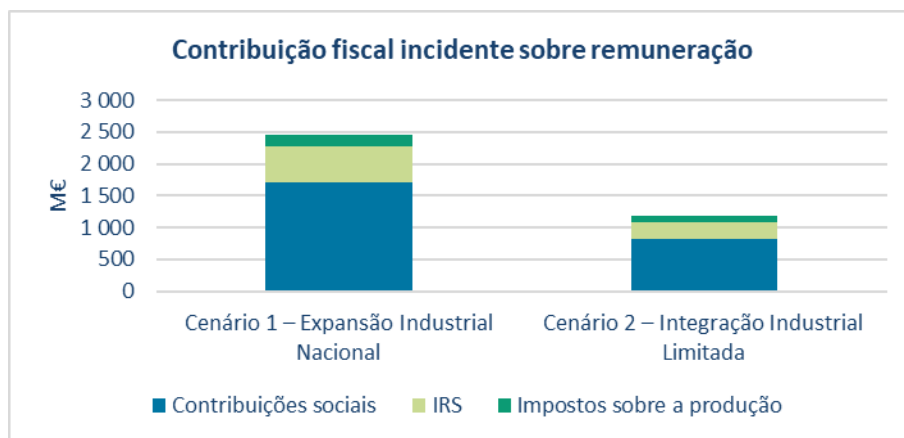


Figura 3-20. Contribuição fiscal incidente sobre a remuneração (contribuições sociais, IRS e impostos sobre a produção). Fonte: WavEC (elaboração própria).

Para além das contribuições geradas pela produção, foram também estimadas as receitas associadas ao consumo. O cálculo baseia-se na estrutura de impostos sobre produtos da matriz simétrica Input-Output (INE - Instituto Nacional de Estatística, 2020), que permite identificar a proporção média de Imposto sobre o Valor Acrescido (IVA) e outros impostos (OI) sobre produtos, deduzidos dos subsídios (S) aos produtos, no consumo final das famílias.

Deste modo, a contribuição acumulada incidente sobre o consumo é estimada em 313 M€ para o Cenário 1 e 151 M€ para o Cenário 2, valores que equivalem aproximadamente a 3 % dos respetivos VAB Figura 3-21..

Contudo, importa salientar que o IVA não incide diretamente sobre o VAB, uma vez que é cobrado sobre o consumo final e não sobre a produção. Esta proporção é usada apenas como referência comparativa entre cenários, permitindo aproximar o impacto fiscal associado ao consumo adicional induzido pelas remunerações.

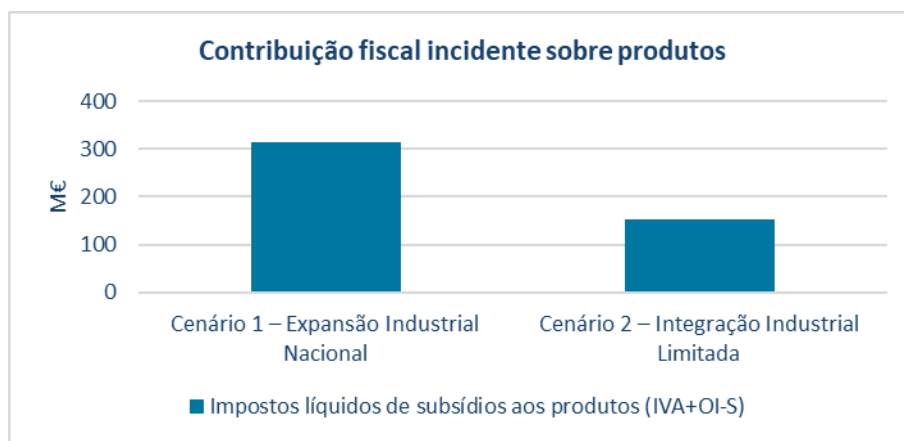


Figura 3-21. Contribuição fiscal incidente sobre produtos (IVA+OI-S). Fonte: WavEC (elaboração própria).

3.7. Necessidades de formação e qualificação de RH

O fator humano assume uma importância decisiva no setor das energias renováveis oceânicas na Europa, impulsionado nas últimas décadas pela inovação tecnológica e pela abertura de novos mercados. O sucesso e a sustentabilidade do crescimento das ORE, em particular da energia eólica *offshore* flutuante, dependem da existência de profissionais qualificados, adaptáveis e tecnicamente atualizados. Todas as fases da cadeia de valor, desde a conceção e fabrico até à instalação, operação e manutenção, exigem um conjunto de competências em rápida evolução, refletindo o carácter multidisciplinar e tecnológico do setor.

A Europa tem liderado o desenvolvimento de altas capacidades na indústria eólica *offshore*, com maior concentração nos países do Mar do Norte, conforme mostrado na Figura 3-22, onde se localiza a maior percentagem da capacidade instalada a nível europeu (81% - 29,58 GW) (WindEurope Market Intelligence, 2025). Portugal encontra-se dentro do grupo de países que apresentam ainda uma capacidade reduzida nesta indústria, encontrando-se numa fase de construção das suas competências industriais e humanas.

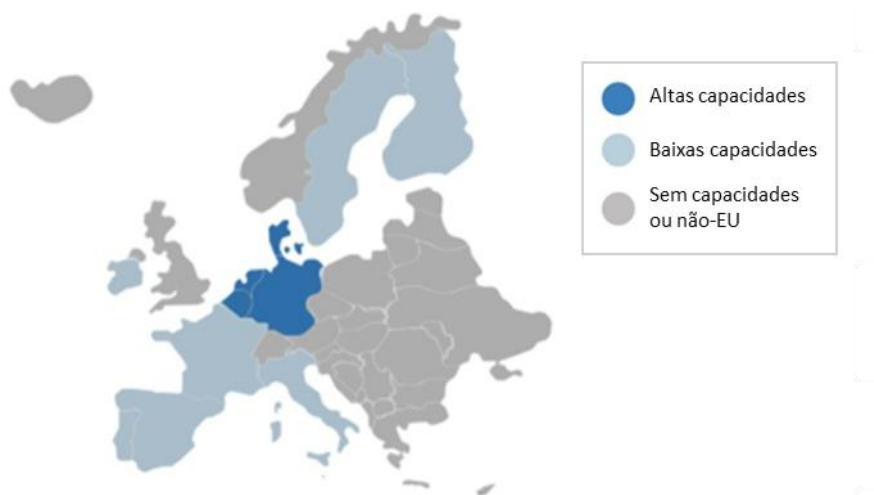


Figura 3-22. Concentração esquemática das capacidades instaladas de energia eólica *offshore* na Europa. Fonte: (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024).

A análise dos postos de trabalho no setor da eólica *offshore* na EU, apresentada na Figura 3-23, mostra uma tendência de crescimento contínuo que vem acompanhando a expansão da capacidade instalada, passando de cerca de 60 000 empregos em equivalentes a tempo completo (ETC) em 2011 para mais de 115 000 em 2024 (European Commission, 2025). Atualmente, a maior parte dos postos de trabalho concentra-se na fabricação de turbinas eólicas *offshore*, na prestação de serviços especializados *offshore* e na fabricação de subestruturas, áreas onde a UE consolidou um forte posicionamento industrial e tecnológico. Este padrão de emprego reforça a necessidade de políticas de formação e qualificação técnica orientadas para estas atividades, de forma a garantir mão de obra especializada e competitiva ao longo de toda a cadeia de valor.

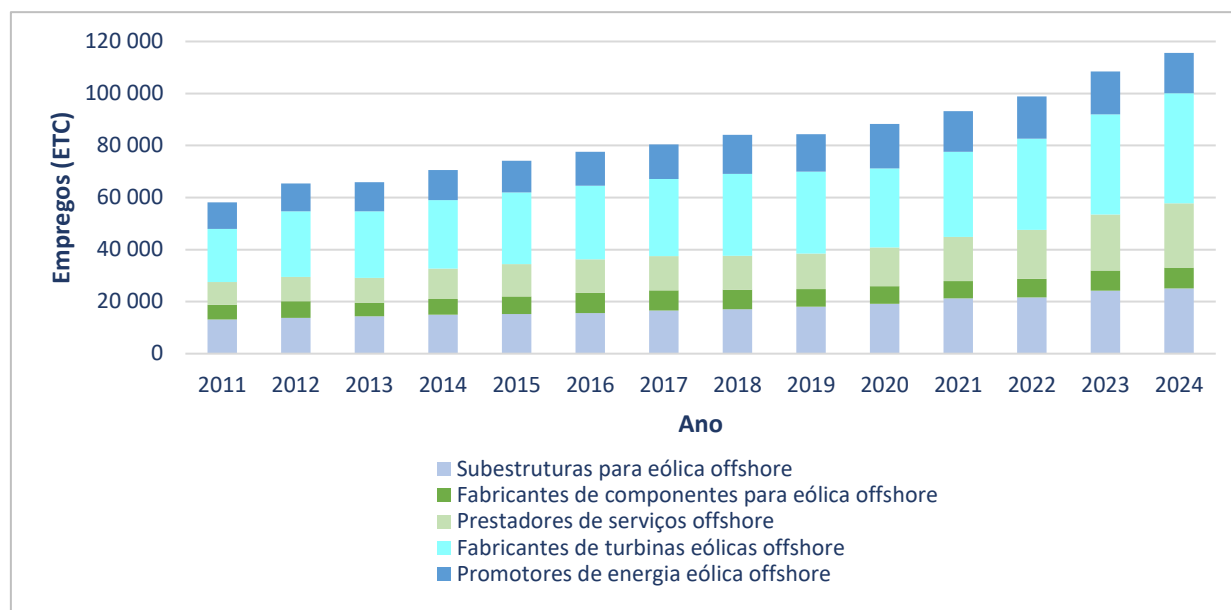


Figura 3-23. Empregos (ETC) no setor da eólica *offshore* na UE entre 2011-2024. Fonte: WavEC (elaboração própria) a partir de dados de (European Commission, 2025).

3.7.1. Perfis profissionais e oferta formativa ao longo da cadeia de valor da energia eólica offshore flutuante

Para a identificação dos perfis profissionais necessários ao desenvolvimento e implementação da energia eólica flutuante *offshore* em Portugal, ao longo de toda a respetiva cadeia de valor, foram consideradas a base de dados ESCO (Competências, Qualificações e Profissões Europeias), as necessidades de recursos humanos associadas à cadeia de valor identificada na Secção 3.3, e as atividades de I&D consideradas prioritárias na Secção 3.5.

A cadeia de valor das energias renováveis oceânicas envolve um conjunto diversificado de processos e operações com diferentes níveis de complexidade, realizados por uma ampla variedade de perfis ocupacionais. Cada perfil desempenha funções distintas, mas complementares, que geram impactos de natureza e dimensão variadas. A análise apresentada neste estudo teve como objetivo não apenas identificar os grupos ocupacionais e perfis ocupacionais ao longo de toda a cadeia de valor, mas também mapear as principais competências, a relação e atuação desses perfis nas diferentes fases da cadeia, e os cursos ou programas de formação que oferecem a capacitação necessária para o desenvolvimento das competências requeridas por cada perfil em Portugal. Esta análise, detalhada no **Anexo 8.4**, foi elaborada com base nos resultados do projeto FLORES⁹⁰ e em pesquisas internas.

⁹⁰ [Flores](#)

No total, foram identificados 42 grupos de perfis ocupacionais (nível hierárquico 3), 160 perfis ocupacionais (nível hierárquico 4) e 17 perfis emergentes (Tabela 8-4 - **Anexo 8.4**).

Capacitações prioritárias e perfis emergentes

A expansão da eólica *offshore* flutuante na Europa e em Portugal irá acelerar até 2030–2050, impulsionada por metas de descarbonização e a progressiva maturidade tecnológica e integração em rede. Este movimento reforça a necessidade de um conjunto de capacidades, que já se encontram no mercado, e que serão prioritárias para a implementação dos programas, nomeadamente (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024):

- Integração entre turbina e plataforma e engenharia de amarrações para sistemas flutuantes;
- Cabos dinâmicos e terminação de ligações elétricas de média e alta tensão, subestações em terra e *offshore*, e sistemas SCADA/OT;
- Soldadura e controlo de qualidade (ensaios não destrutivos), prevenção da corrosão, aplicação de revestimentos, fabrico metálico e montagem de grandes estruturas;
- Comissionamento elétrico e funcional, realização de testes, fiabilidade operacional e manutenção preditiva;
- Digitalização aplicada à operação, incluindo gémeo digital, análise de dados, cibersegurança em sistemas operacionais, automação, robotização e inspeção através de drones ou veículos subaquáticos (ROV);
- Gestão ambiental e licenciamento, com foco em estudos metoceanicos, habitats marinhos, monitorização ambiental e coexistência com outras atividades no mar;
- Conceção, manutenção e operação de embarcações especializadas;
- Competências específicas *offshore* (e.g. trabalho em altura e intervenção em pás);
- Logística *offshore*, incluindo operações de içamento e elevação, planeamento e execução segura de operações.

A transição energética e o avanço tecnológico projetam uma transformação profunda no mercado de trabalho associado à eólica *offshore* flutuante. As novas tendências tecnológicas darão origem a uma geração de perfis híbridos, que combinam engenharia, digitalização e sustentabilidade, entre os quais se destacam (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024):

- Engenheiro de integração de parques flutuantes, especialista em amarrações dinâmicas e engenheiro de cabos HVDC/dinâmicos;
- Gestor de operações remotas e técnico-piloto de ROV/AUV;
- Engenheiro de dados e gémeo digital para O&M e especialista em cibersegurança OT/IT;
- Engenheiro de materiais e revestimentos eco-compátíveis e técnico de reparação de pás *offshore*;
- Planeador logístico-portuário, especialista SIG e em monitorização ambiental;
- Gestor de licenciamento e envolvimento de partes interessadas;
- Engenheiro de desmantelamento e reciclagem circular;
- Gestor de qualidade e segurança HSE;
- Analista de mercados energéticos e gestor de projeto de ORE com enfoque na industrialização.

Até 2040–2050, esta evolução implicará novos programas de qualificação e requalificação, garantindo que a força de trabalho acompanha o ritmo da transição energética e digital.

Oferta formativa nacional para o setor da energia eólica offshore flutuante

O desenvolvimento e a expansão do setor da Economia Azul impulsionaram naturalmente o aumento do número de programas e cursos de formação em Portugal, bem como a sua crescente especialização. No

passado, estes programas eram frequentemente integrados em ofertas formativas mais amplas sobre energias renováveis no seu conjunto.

Para analisar a oferta formativa nacional capaz de fornecer as competências necessárias identificadas ao longo da cadeia de valor (Tabela 8-4 - **Anexo 8.4**), foi realizada uma análise das formações atualmente disponibilizadas por diferentes instituições e entidades em Portugal, que abrangem as capacidades essenciais para a cadeia de fornecimento da energia eólica *offshore* flutuante.

O ponto de partida desta análise foi a plataforma MarineTraining⁹¹, um serviço dedicado à educação e formação marinha, desenvolvido e operado pela Universidade de Ghent, que atualmente integra também resultados do projeto FLORES. Para além dos cursos listados nesta plataforma, foram analisadas formações adicionais que colmatam lacunas identificadas em áreas como logística e operações marítimas, economia circular, segurança e saúde, metalomecânica e soldadura, ou administração e finanças.

No conjunto, foram identificadas 122 formações (4 doutoramentos, 38 mestrados, 53 licenciaturas, 15 cursos técnicos e 12 outras formações) que abrangem todas as capacidades críticas analisadas neste estudo, conforme apresentado na Tabela 3-12.

Da análise efetuada, conclui-se que Portugal dispõe atualmente de capacidade formativa para preparar todos os perfis necessários à implementação de projetos de energia eólica *offshore* flutuante. Contudo, destaca-se que, embora as formações existentes possam fornecer as competências requeridas, a oferta deverá ser progressivamente ajustada à procura e às dinâmicas do mercado de trabalho, promovendo e valorizando estas áreas junto dos jovens, de modo a evitar desequilíbrios entre oferta e procura de profissionais.

Tabela 3-12. Categorias, níveis de formação e capacidades associadas da oferta formativa nacional existente para o desenvolvimento das competências necessárias ao longo da cadeia de valor. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Categoria e Nível de formação típicos	Capacidades associadas
1. Energia <i>Offshore</i> e Renovável Licenciatura, Mestrado, Doutoramento	Energia <i>offshore</i> e renovável; Engenharia naval
2. Engenharia e Operações Industriais Curso Técnico Profissional, Licenciatura, Mestrado	Máquinas e operadores; Soldadura e metalurgia; Tecnologia industrial; Engenharia mecânica e fabrico; Manutenção mecânica; Engenharia industrial, sistemas de produção e gestão e inovação; Automação industrial e tecnologia de sensores; Montagem industrial e segurança na construção; Sistemas elétricos e operações industriais; Sistemas elétricos e manutenção industrial; Engenharia civil, gestão de infraestruturas e sustentabilidade ambiental; Engenharia de telecomunicações, engenharia informática e TIC
3. Engenharia Naval, Marítima e Portuária Licenciatura, Mestrado	Engenharia naval; Engenharia marinha e marítima; Logística e gestão de embarcações; Gestão marítima, navegação, segurança; Construções <i>offshore</i> ; Gestão marítima, logística, economia marítima e segurança

⁹¹ [Home | Marinetraining](#)

Categoria e Nível de formação típicos	Capacidades associadas
4. Ciências Marinhas e Ambientais Licenciatura, Mestrado, Doutoramento	Ciências do mar; Biologia marinha; Ecologia; Biologia; Tecnologia de proteção ambiental; Gestão da sustentabilidade; Clima e ciências atmosféricas; Ciências ambientais, biotecnologia, e gestão marinha
5. Biotecnologia e Ciências da Vida Licenciatura, Mestrado, Doutoramento	Biotecnologia; Bioinformática; Biologia marinha, biotecnologia e ecologia; Biologia, ecologia, biotecnologia e aquacultura; Políticas e governação, biotecnologia, toxicologia e ecologia
6. Sustentabilidade, Economia Circular e Gestão Ambiental Licenciatura, Mestrado	Economia circular e Economia Azul; Sistemas energéticos e tecnologia ambiental; Tecnologia ambiental e energia <i>offshore</i> e renovável
7. Políticas, Governação e Economia Marítima Licenciatura, Mestrado	Economia marítima; Políticas e governação e segurança marítima; Logística e gestão de embarcações
8. Gestão e Negócios Curso Técnico Profissional, Licenciatura, Mestrado	Gestão empresarial; Administração e economia; Marketing, comunicação e media; Finanças e contabilidade
9. Tecnologia da Informação e Dados Licenciatura, Mestrado	Ciência da computação; Inteligência artificial; Ciência de dados; Gestão da informação, estudos de arquivo e biblioteca e sistemas de dados
10. Segurança e Qualidade Curso Técnico Profissional, Licenciatura	Segurança ocupacional e gestão de saúde; Gestão da qualidade
11. Ciências Sociais, História e Cultura Curso Técnico Profissional, Licenciatura	História marítima e cultura marítima; Literacia dos oceanos; Relações-públicas e comunicação

Desajustes e lacunas entre a oferta e a procura de competências

A escassez de profissionais qualificados ao longo da cadeia de valor da energia eólica *offshore* constitui um desafio global amplamente reconhecido. Este fenómeno tem sido documentado em diferentes estudos internacionais, nomeadamente pelo Offshore Wind Industry Council (OWIC, 2025), ORE Catapult (ORE Catapult, 2022) e o National Renewable Energy Laboratory (Clark, McDowell, Bailey Pons, & Stefek, 2024). Estes relatórios demonstram que tanto na Europa como em geografias com elevada capacidade instalada, como os Estados Unidos e o Reino Unido, o crescimento do setor tem superado a capacidade de resposta dos sistemas de formação, resultando em lacunas críticas de competências em múltiplas áreas técnicas e operacionais.

No contexto europeu, os desajustes mais frequentes referem-se à falta de técnicos especializados, engenheiros e perfis de apoio operacional, essenciais para a instalação, operação e manutenção dos parques eólicos *offshore*.

O Reino Unido, por exemplo, identifica os técnicos de turbinas eólicas como a profissão mais procurada, seguida de especialistas em cabos de alta tensão, engenheiros de instalação, técnicos de fabrico, planeadores de projeto e gestores técnicos. Os principais gargalos de competências concentram-se em cinco áreas: licenciamento e planeamento ambiental, engenharia elétrica e alta tensão, competências

digitais e analíticas, fabrico e soldadura especializada e falta de novos engenheiros. Estes desafios resultam da rápida expansão dos projetos, da forte concorrência internacional por talento e da redução do interesse dos jovens nas carreiras técnicas e de engenharia.

Nos Estados Unidos também foi identificada escassez de soldadores, operadores de guindaste, mergulhadores comerciais e técnicos de instrumentação, refletindo a crescente competição global por mão de obra qualificada.

Em Portugal, embora exista uma oferta formativa ampla e diversificada, espera-se que o ritmo previsto de crescimento da indústria supere a capacidade de adaptação das instituições de ensino e formação profissional.

Atualmente existem no país lacunas entre a oferta formativa e a procura de competências específicas, sobretudo em áreas críticas como metalurgia e metalomecânica, funções de tripulação, bem como competências digitais e de automação, nomeadamente:

- Soldadores e outros profissionais especializados em metalomecânica;
- Engenheiros mecânicos, eletrotécnicos e de estruturas;
- Auditores e inspetores de qualidade;
- Especialistas em logística e operações marítimas;
- Consultores técnicos especializados em áreas associadas ao setor;
- Especialistas em simulação industrial e em metodologias *lean manufacturing*.

Estes profissionais desempenham funções em fases críticas na cadeia de valor e, além dos constrangimentos atualmente existentes, prevê-se uma maior pressão no mercado pela procura destes e de outros perfis profissionais chave durante a implementação do programa de energia eólica *offshore* em Portugal. Importa salientar que os constrangimentos nacionais tenderão a agravar-se, devido à forte concorrência por estes mesmos recursos humanos noutros mercados europeus.

A Figura 3-24 apresenta os principais perfis profissionais envolvidos nas diferentes fases da cadeia de valor, a duração estimada de cada fase e os valores de emprego correspondentes ao Cenário 2 – Integração Industrial Limitada, conforme descrito na Secção 3.6.

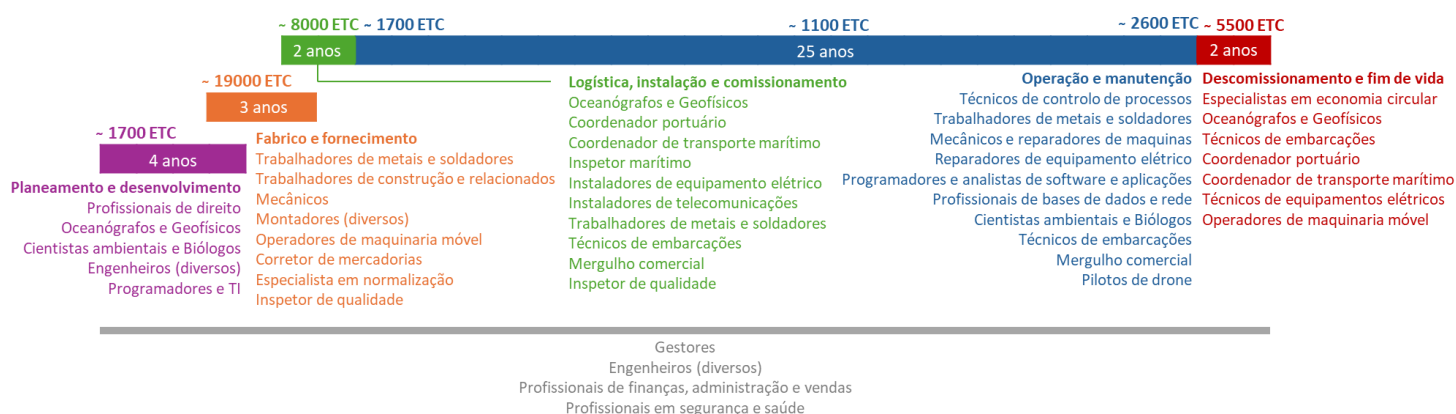


Figura 3-24. Número máximo anual de emprego (ETC) para o Cenário 2, distribuídos pelas diferentes fases da cadeia de valor da energia eólica *offshore* flutuante, duração estimada de cada fase e principais perfis profissionais envolvidos em etapa. Fonte: WavEC (elaboração própria).



Portanto, as áreas em que é urgente reforçar a capacitação nacional, face às metas definidas para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, coincidem com os setores que apresentam maiores constrangimentos de competências na Europa e no Reino Unido, sendo prioritário o investimento na formação de:

- Soldadores e inspetores qualificados para estruturas metálicas e cabos;
- Técnicos especializados em sistemas elétricos de média e alta tensão, com experiência em comissionamento, proteção e ligação de cabos dinâmicos;
- Supervisores de instalação em ambiente *offshore*, técnicos de movimentação de cargas e operadores de grua;
- Especialistas em sistemas de amarração e engenharia de plataformas flutuantes;
- Profissionais na área de tecnologias operacionais e de controlo industrial, incluindo especialistas em cibersegurança, análise de dados e inteligência artificial aplicadas à operação e manutenção;
- Técnicos de garantia e controlo da qualidade, metrologia e instrumentação;
- Mergulhadores comerciais e técnicos de comunicações marítimas.

Estes perfis são complementados por uma procura crescente de competências transversais, tais como gestão de risco, cultura de segurança, comunicação com partes interessadas, literacia de dados e domínio do inglês técnico, consideradas essenciais para contextos colaborativos e multinacionais.

Adicionalmente, observa-se uma sub-representação da formação profissional face ao predomínio de programas de nível superior, e uma insuficiente oferta de formações práticas e modulares adaptadas à realidade das operações *offshore*. Tal como apontado no projeto FLORES (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024), a maioria dos programas de ensino em Energias Renováveis Oceânicas ainda se concentra em conteúdos teóricos ou genéricos, com menor foco nas funções operacionais centrais da cadeia de valor.

A nível estrutural, as lacunas entre oferta e procura também refletem uma assimetria geográfica: enquanto as principais oportunidades de emprego irão se concentrar nas regiões costeiras com portos estratégicos (Viana do Castelo, Aveiro, Figueira da Foz ou Sines), a formação técnica ainda se distribui de forma desigual pelo território. A ausência de centros regionais de excelência em competências da Economia Azul e de mecanismos sistemáticos de monitorização (*skill intelligence*) limita a capacidade de resposta atempada aos requisitos do mercado.

3.7.2. Recomendações para o reforço da capacitação nacional no setor da energia eólica offshore flutuante

O crescimento da energia eólica *offshore* flutuante em Portugal exigirá uma força de trabalho altamente qualificada, digital e interdisciplinar. Apesar da ampla oferta formativa existente em Portugal, os rápidos avanços da indústria e a escassez de mão de obra especializada, em particular a falta de profissionais com competências em metalurgia e metalomecânica (soldadura), engenharia mecânica e eletrotécnica, bem como em funções marítimas e logísticas portuárias, evidenciam a necessidade de desenvolver mecanismos de inteligência de competências (*skill intelligence*) que permitam alinhar a oferta formativa nacional com as exigências atuais e futuras do setor. É igualmente fundamental implementar medidas de retenção de talento, assegurando condições que incentivem a permanência no país de perfis qualificados, nacionais ou estrangeiros.

Em conformidade com as recomendações do Offshore Wind Industry Council (OWIC, 2025) e tendo em conta as necessidades específicas identificadas para o contexto português nesta secção, apresentam-se de seguida as principais estratégias para o reforço da capacitação nacional, com vista a preparar Portugal para um crescimento sustentável da energia eólica *offshore* flutuante:

1. Criação de um plano estratégico nacional para a força de trabalho da eólica offshore

- Definir uma estratégia nacional de competências alinhada com as políticas de emprego, energia limpa e Economia Azul;
- Criar um observatório nacional de competências e emprego para monitorizar a oferta e procura de qualificações, atualizando anualmente as projeções de emprego;
- Utilizar planeamento por cenários para antecipar evoluções tecnológicas e ajustar a formação às necessidades emergentes.

2. Redução do défice de competências e reforço técnico (*hard skills*)

- Identificar e priorizar profissões críticas ao longo da cadeia de valor (engenheiros, técnicos de turbinas, operadores marítimos, gestores de O&M, especialistas HSE);
- Implementar programas de requalificação acelerada (*reskilling*) para trabalhadores de setores adjacentes, como construção naval e metalomecânica;
- Desenvolver aprendizagens híbridas em empresas pioneiras e programas educativos com conselhos industriais, assegurando experiências práticas e currículos ajustados;
- Criar centros regionais de formação junto de portos estratégicos (Setúbal, Sines, Aveiro, Viana do Castelo e Figueira da Foz), com foco em montagem, O&M e logística.

3. Inovação pedagógica e métodos complementares de formação

- Promover a reforma curricular no ensino superior e técnico, introduzindo novos cursos e módulos sobre automação, robótica, HVDC, materiais sustentáveis, cibersegurança OT e digitalização industrial;
- Oferecer cursos curtos e modulares com abordagem mista (presencial + online) e credenciais empilháveis (*microcredentials*);
- Utilizar plataformas digitais e tutoriais online para promover a autoformação e a aprendizagem contínua.
- Aplicar métodos inovadores como simulações, cenários práticos e aprendizagem gamificada.

4. Educação e desenvolvimento de talentos

- Reforçar o ensino STEM (Ciência, Tecnologia, Engenharia e Matemática), com maior integração de conteúdos ligados às energias marinhas e à sustentabilidade;
- Introduzir módulos sobre energia eólica e Economia Azul no ensino básico e secundário, despertando interesse desde cedo;
- Incentivar a aprendizagem experiencial através de programas de estágios e projetos colaborativos entre escolas e empresas.

5. Colaboração indústria-educação e inovação aplicada

- Envolver conselhos industriais e associações setoriais no desenho dos programas educativos, garantindo coerência com as necessidades reais da indústria.

6. Políticas públicas e incentivos ao investimento em competências

- Definir metas nacionais de qualificação associadas à transição energética e à Economia Azul;
- Criar incentivos financeiros e fiscais para empresas e entidades formadoras que apostem em capacitação e certificação profissional;
- Promover parcerias público-privadas de longo prazo para financiar programas de formação e investigação aplicada;
- Assegurar normalização e certificação em conformidade com os referenciais ESCO, GWO e normas IEC/ISO, garantindo mobilidade e reconhecimento internacional das qualificações.

7. Estratégia de inclusão, atração e retenção de talento

- Implementar programas inclusivos para integrar jovens, mulheres e trabalhadores de setores tradicionais nas novas cadeias de valor;
- Criar campanhas nacionais de promoção de carreiras na energia eólica, destacando oportunidades de estabilidade e inovação;
- Adotar medidas de fixação territorial e reconhecimento de qualificações estrangeiras para atrair e reter profissionais altamente qualificados.

O reforço da capacitação nacional no setor da energia eólica flutuante deve assentar numa abordagem integrada entre governo, indústria e instituições de ensino, articulando planeamento estratégico, formação técnica e inovação aplicada. A adoção de políticas ativas de qualificação, certificação e inclusão será determinante para assegurar mão de obra qualificada, reduzir lacunas de competências e posicionar Portugal como um polo competitivo e sustentável da Economia Azul europeia.

3.8. Articulação com outras geografias

A ambição de Portugal em desenvolver uma indústria local e competitiva de energia eólica *offshore* flutuante não pode assentar apenas nas capacidades atualmente existentes. A expansão desta tecnologia requer uma conectividade europeia mais ampla, que possibilite o acesso a conhecimento técnico consolidado, a redução do risco nos primeiros projetos, a diversificação das cadeias de fornecimento e a aceleração do processo de aprendizagem industrial. Paralelamente, é essencial manter e reforçar a cooperação com parceiros do espaço atlântico, nomeadamente no âmbito da Comunidade dos Países de Língua Portuguesa e das relações transatlânticas com os Estados Unidos e o Canadá. O estabelecimento de ligações estruturadas com atores da Europa do Norte e Central, bem como com instituições de investigação e desenvolvimento de referência no Reino Unido e na União Europeia, será determinante para encurtar a curva de aprendizagem de Portugal e aumentar a bancabilidade dos projetos iniciais.

A Noruega traz consigo décadas de experiência em engenharia *offshore* e operações marítimas, com capacidades de classe mundial em conceção de flutuadores, sistemas de amarração e ancoragem, logística de elevação pesada/reboque para porto, e gestão de HSE e integridade de ativos em condições adversas. A transferência deliberada de competências do setor do petróleo e gás *offshore* para o da energia eólica *offshore*, incluindo procedimentos, normas, gestão digital de ativos e engenharia de fiabilidade, pode ajudar Portugal a desenvolver capacidades mais rapidamente e com menor risco. A colaboração com fabricantes de equipamentos originais (OEMs), empresas de engenharia, clusters marítimos e entidades de certificação noruegueses pode reforçar diretamente as empresas portuguesas nas áreas de operações e manutenção de ativos flutuantes, controlo de custos e conceção orientada para a produção.

Outro pilar essencial para o desenvolvimento do setor eólico *offshore* flutuante em Portugal é o ecossistema europeu de I&D e inovação, que já oferece a plataforma necessária para o crescimento. Programas-quadro como o Horizon Europe e outros instrumentos da UE (e.g. Innovation Fund, Interreg) promovem projetos transfronteiriços que combinam ensaio, digitalização e escalabilidade industrial. Embora Portugal já esteja bem integrado neste ecossistema, como é evidenciado na Secção 3.5.1 e 3.5.3 com a participação de entidades portuguesas em projetos europeus que abordam importantes desafios da indústria FOW, é fundamental continuar a posicionar universidades, laboratórios e empresas portuguesas em consórcios com as principais organizações europeias (e.g. TECNALIA - Espanha, ORE Catapult - Reino Unido, Fraunhofer – Alemanha, SINTEF – Noruega). Estas parcerias podem reforçar a participação de Portugal nos ensaios de protótipos e nos domínios-chave identificados na Secção 3.5.1, que sustentam o crescimento do setor.

Por outro lado, uma rede pan-europeia reduz dependências críticas e aumenta a resiliência em pacotes essenciais, desde componentes de flutuadores, sistemas de amarração, cabos dinâmicos e de exportação, subestações e logística de O&M. O trabalho conjunto com clusters da Europa do Norte pode apoiar os portos e estaleiros portugueses na adoção de práticas de fabrico modular, sistemas de qualidade e montagem em tempo certo (*just-in-time*) para grandes estruturas flutuantes, alinhando-se com as normas europeias em matéria de segurança, certificação e ESG (Ambiental, Social, Governança). Ao ampliar sistematicamente a colaboração, Portugal poderá reduzir prazos, diminuir custos e desenvolver uma cadeia de valor para a energia eólica *offshore* flutuante competitiva à escala global.

Esta integração europeia alargada não é opcional; é o caminho mais eficaz para mitigar o risco dos primeiros projetos, mobilizar financiamento e assegurar uma capacidade industrial sustentável em Portugal.

Embora uma rede pan-europeia seja fundamental para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* flutuante (FOW), a Espanha destaca-se como o parceiro mais natural e estratégico para a cooperação. A Secção 3.8.1 analisa as principais áreas em que essa colaboração pode ser estruturada.

3.8.1. Articulação com Espanha

A integração estratégica com fornecedores e clusters industriais espanhóis poderá vir a desempenhar um papel fundamental no reforço da maturidade industrial de Portugal no setor da energia eólica *offshore* flutuante.

Acesso a cadeias de fabrico mais amadurecidas

Espanha dispõe de um ecossistema industrial ainda em fase de consolidação, mas com progressos significativos alcançados nos últimos anos no setor das energias renováveis *offshore*. O país integra fabricantes de referência internacional em áreas estratégicas como turbinas, cabos, estruturas metálicas e sistemas avançados de medição. Entre os principais atores destacam-se a Navantia Seanergies, Windar Renovables, Siemens Gamesa e EOLOS Floating LiDAR Solutions, Haizei Bilbao e Saitec Offshore Technologies.

A consolidação da maturidade industrial no setor das energias renováveis *offshore* em Espanha representa uma oportunidade estratégica relevante para Portugal. Esta realidade permite ao país colmatar lacunas críticas na sua cadeia de valor, como a ausência de capacidade instalada para produção de fundações metálicas ou cabos submarinos de alta tensão, enquanto desenvolve, de forma faseada e sustentada, as suas próprias competências industriais.

Redução de custos e tempo de maturação

O aproveitamento das fábricas e fornecedores já operacionais em Espanha constitui uma via estratégica para acelerar o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante em Portugal, oferecendo vantagens tangíveis em várias frentes:

- Evita investimentos iniciais avultados em todas as etapas do processo industrial, reduzindo o risco financeiro e o capital imobilizado por parte dos promotores nacionais;
- Permite encurtar de forma significativa os prazos de fornecimento, especialmente no que diz respeito a componentes críticos como as turbinas, cujo lead time pode ultrapassar os 24 meses;
- Cria economias de escala no contexto ibérico, aumentando a eficiência global da cadeia de abastecimento e reforçando a competitividade dos projetos portugueses em futuros leilões *offshore*.

A capacidade industrial consolidada de Espanha, abrangendo fundações, plataformas, torres e sistemas flutuantes, representa uma base sólida e diversificada de fornecedores. Estes ativos podem ser decisivos não só para colmatar lacunas atuais da cadeia de valor portuguesa, mas também como plataformas complementares para acelerar a execução de projetos nacionais e garantir a sua competitividade no contexto europeu.

Partilha de capacidades industriais transfronteiriças

As infraestruturas industriais e portuárias de regiões espanholas como a Galiza, Astúrias e Andaluzia, devido à sua proximidade à costa portuguesa, representam uma oportunidade estratégica de integração logística nos projetos *offshore* nacionais. Esta cooperação pode concretizar-se de diversas formas:

- Pré-fabrico e envio de módulos ou componentes a partir de estaleiros espanhóis;
- Acesso a canais ferroviários e marítimos otimizados para o transporte de peças de grandes dimensões;
- Utilização partilhada de estaleiros, portos e equipamentos pesados para montagem de plataformas.

O último ponto reveste-se de grande relevância dada a maior capacidade dos portos e estaleiros existentes em Espanha. Neste contexto, destacam-se as regiões da:

- **Galiza (A Coruña, Vigo, Ferrol):** trata-se de uma região dotada de portos com infraestruturas industriais robustas e calados profundos, adequados às exigências logísticas associadas à energia eólica *offshore*. A combinação entre esta capacidade infraestrutural e a experiência consolidada em montagem de plataformas e operações marítimas transforma estes portos em potenciais *hubs* de produção, montagem e exportação para o setor eólico flutuante;
- **Astúrias (Avilés, Gijón):** a região das Astúrias dispõe de estaleiros bem equipados e com profundidades entre os 12-14 m, o que os torna particularmente adequados para operações de grande escala, como a pré-montagem de fundações metálicas e estruturas flutuantes. A presença destacada da Navantia nestes estaleiros reforça a sua relevância industrial e capacidade técnica. O Porto de Avilés, por exemplo, tem um calado atual de 12 m com previsão de chegar até os 14 m nos seus terminais de carga⁹², permitindo a movimentação de componentes de grandes dimensões. Esta profundidade operacional, combinada com um histórico de envolvimento em

⁹² [Puerto Avilés](#)

grandes projetos de construção e reparação naval, posiciona Avilés e Gijón como centros estratégicos para apoiar a cadeia de valor ibérica da eólica *offshore* flutuante. A sua integração em projetos logísticos transfronteiriços pode representar uma mais-valia relevante para a execução eficiente de empreendimentos em Portugal;

- **Andaluzia (Puerto Real, Cádiz):** a região da Andaluzia, em particular Puerto Real (Cádiz), destaca-se como um dos centros industriais mais relevantes de Espanha no setor das energias renováveis *offshore*. Esta área alberga uma importante unidade da Navantia Seanergies, especializada na construção de subestações elétricas *offshore*, módulos pesados e fundações para parques eólicos.

A infraestrutura industrial existente está preparada para projetos de grande escala, contando com estaleiros amplos, equipamentos de elevação pesada, áreas de pré-montagem e acesso direto a zonas portuárias com calado profundo, ideais para o carregamento de estruturas de grandes dimensões. Além disso, a integração de Puerto Real na cadeia da Navantia confere-lhe uma vantagem competitiva no fabrico de equipamentos complexos, nomeadamente subestações *offshore* AC/DC, fundações metálicas e plataformas flutuantes. A experiência acumulada da região em grandes contratos internacionais (como Dogger Bank C, Saint-Brieuc, ou East Anglia) reforça a sua posição como fornecedor experiente para o setor. A localização geográfica e os corredores logísticos já estabelecidos fazem de Puerto Real um ponto de articulação logística privilegiado para projetos com Portugal, incluindo fabrico, montagem e integração de componentes.

A maior maturidade e capacidade instalada das infraestruturas industriais e portuárias espanholas pode ser estrategicamente complementada pelos recursos disponíveis em território português, analisados na secção 2.4.3. Esta articulação permitirá maximizar sinergias logísticas e industriais, sobretudo em fases iniciais de desenvolvimento da cadeia de valor nacional.

Desenvolvimento conjunto de consórcios e inovação

O envolvimento de Portugal com clusters industriais e tecnológicos como o Basque Energy Cluster⁹³ e o Galician Offshore Energy Group (GOE Asime)⁹⁴ representa uma via estratégica para acelerar o desenvolvimento do setor eólico *offshore* flutuante a nível ibérico. Esta cooperação pode alicerçar-se em:

- Candidaturas conjuntas a financiamento europeu (e.g. Horizon Europe, CEF);
- Partilha de conhecimento técnico e de boas práticas industriais;
- Desenvolvimento de projetos-piloto e iniciativas pré-comerciais com escala transnacional.

O Basque Energy Cluster, sediado no País Basco, agrega cerca de 150 empresas ligadas ao setor da energia eólica, destacando-se pela sua forte capacidade industrial e de I&D em tecnologias *offshore*, incluindo soluções flutuantes. Este cluster lidera a estratégia tecnológica regional para a eólica flutuante, contando com a participação ativa de empresas como Nautilus, Saitec e Sener.

Por sua vez, o GOE Asime, resultante de uma aliança público-privada criada pela Asime (Associação Metalúrgica da Galiza) em articulação com a Xunta de Galicia, tem como objetivo reforçar a cadeia de valor da eólica *offshore*, tanto em componentes fixos como flutuantes.

⁹³ [Inicio - BASQUENERGY Cluster](#)

⁹⁴ [Home - GOE Asime](#)

Transferência de conhecimento e formação

A escassez de profissionais qualificados no setor da eólica *offshore* flutuante constitui um dos principais desafios ao desenvolvimento acelerado da cadeia de valor, como referido na Secção 3.7. Neste contexto, a cooperação entre Portugal e Espanha, em particular da Galiza e do País Basco, representa uma oportunidade estratégica para colmatar esse gargalo e reforçar as capacidades nacionais.

A articulação com estas regiões permitiria desenvolver um ecossistema de formação técnica e profissional sólido, promovendo mobilidade, partilha de conhecimento e experiência prática em ambientes industriais consolidados. Através de programas conjuntos de capacitação, Portugal pode acelerar a preparação da sua força de trabalho, alinhando-se com os padrões e exigências da indústria *offshore* internacional.

Principais potenciais linhas de cooperação:

- Programas de mobilidade e intercâmbio técnico entre clusters e centros de formação, permitindo que profissionais portugueses realizem estágios, ações de formação e especialização em empresas espanholas já ativas no setor e vice-versa;
- Desenvolvimento de cursos técnico-profissionais específicos para engenharia *offshore*, montagem, operações e manutenção (O&M), segurança, sustentabilidade e tecnologias flutuantes emergentes;
- Criação de microcredenciais ou certificados modulares, inspirados na abordagem da Xunta de Galicia, focados em responder rapidamente às necessidades do mercado de trabalho.
- Participação em projetos europeus de capacitação e transferência de conhecimento, como o Aowinde⁹⁵, FLORES ou SHOREWINNER⁹⁶.

Em Espanha estão já a decorrer iniciativas relevantes no sentido de mitigar a escassez de profissionais qualificados no setor da eólica *offshore* com particular destaque para:

- **Cluergal – Clúster de Energías Renovables da Galiza:** organiza cursos gratuitos de 60 horas (formato teleformação) dedicados à eólica *offshore* financiados pela Xunta de Galicia e fundos NextGenerationEU. Em 2024, investiu cerca de €640 mil na formação de mais de 1.000 profissionais em áreas como energia eólica, geotecnia, inovação e O&M;
- **Tesicnor (Navarra)** com centro de formação na Galiza: desde 2023, oferece formação certificada orientada para o setor eólico, com forte enfoque em segurança, O&M e competências técnicas operacionais. Atua como parceiro formativo de referência para projetos industriais galegos;
- **Atlantic Wind Super-Cluster (SAW):** aliança que reúne 112 empresas dos clusters da Galiza, Astúrias e Cantábria. Tem como objetivo reforçar a cadeia de valor da eólica *offshore* no norte da Península Ibérica e integra planos de formação e capacitação;
- **GOE-Asime – Galician Offshore Energy Group:** organiza o Galician Offshore International Hub, um fórum de referência que integra debates sobre formação, cooperação ibérica e desenvolvimento de projetos pré-comerciais. Está envolvido em programas como o Aowinde e o FLORES, que promovem a partilha de recursos humanos e tecnológicos no Atlântico Ibérico;

⁹⁵ [Projeto AOWINDE – Poctep AOWINDE](#)

⁹⁶ [SHOREWINNER – NAVIGATING SOUTHERN EUROPE'S OFFSHORE RENEWABLE ENERGY FUTURE TOGETHER](#)

- **Observatório da Eólica *Mariña da Xunta***: funciona como órgão técnico e regulatório com ligação estreita a empresas, universidades e clusters galegos. Mapeia as necessidades de competências da região e apoia o desenho de planos formativos ajustados ao crescimento da eólica *offshore*.

Neste contexto são exemplos de potenciais ações concretas para Portugal

- Cursos conjuntos certificados por entidades como Cluergal, Tesicnor ou GOE-Asime, com conteúdo adaptado às especificidades da eólica flutuante;
- Missões técnicas e intercâmbios de engenheiros portugueses em centros de formação galegos e bascos, como os ligados à Saitec Offshore Technologies (Bilbao) ou à Navantia (Fene, Puerto Real, para experiências práticas em O&M e montagem;
- Participação ativa em *hubs* e fóruns regionais, como o Galician Offshore International Hub, promovendo visibilidade e integração de *stakeholders* portugueses;
- Acesso a programas europeus com financiamento à formação, permitindo capacitação rápida e certificada de técnicos e engenheiros em áreas-chave.

Esta cooperação permitirá a Portugal acelerar a qualificação de recursos humanos, reduzir riscos de atraso na implementação de projetos e posicionar-se de forma mais competitiva na cadeia de valor da eólica *offshore* flutuante.

Benefícios da cooperação

Em síntese, a cooperação com fornecedores, estaleiros, portos e clusters industriais espanhóis representa uma alavanca decisiva para acelerar o desenvolvimento da energia eólica *offshore* flutuante em Portugal. A maturidade industrial já consolidada em regiões como a Galiza, Astúrias e Andaluzia, aliada à proximidade geográfica e logística com o território nacional, oferece uma oportunidade única para a construção de um ecossistema ibérico de elevado desempenho.

Este contexto favorável dá a Portugal a oportunidade de integrar capacidades produtivas espanholas em projetos nacionais, o que permite encurtar os prazos de fornecimento, diminuir os riscos associados a investimentos iniciais avultados e tirar partido de economias de escala regionais. Em simultâneo, este enquadramento cria condições para que Portugal direcione os seus recursos para o desenvolvimento de segmentos estratégicos com maior potencial de especialização, nomeadamente nas estruturas flutuantes e em domínios associados como a digitalização, monitorização, inspeção e a operação e manutenção (O&M).

Neste quadro, a articulação com a indústria espanhola pode permitir a Portugal:

- Iniciar a construção e instalação de parques eólicos flutuantes antes de dispor de uma cadeia de fornecimento plenamente desenvolvida, beneficiando de infraestruturas já operacionais do outro lado da fronteira;
- Focar os investimentos em áreas de maior valor estratégico, reduzindo a dependência de importações críticas e potenciando competências nacionais;
- Aproveitar fornecedores certificados e experientes, minimizando riscos financeiros e encurtando os prazos de entrega para equipamentos-chave;
- Posicionar-se como parte integrante de uma macro-região industrial ibérica de excelência, com escala, massa crítica, acesso a financiamento europeu e capacidade de exportação tecnológica;
- Acelerar a qualificação da força de trabalho nacional, através de programas de formação técnica conjuntos, intercâmbio profissional e participação em projetos europeus colaborativos orientados para a inovação, a sustentabilidade e a capacitação de recursos humanos.

Mais do que uma solução transitória, esta colaboração deve ser entendida como um elemento estruturante da estratégia nacional para o setor da energia eólica *offshore* flutuante. Esta estratégia reflete uma opção pragmática, que alia a ambição de desenvolvimento industrial de Portugal a uma integração ativa numa cadeia de valor europeia robusta. Ao alinhar o seu esforço com o ecossistema industrial espanhol, Portugal poderá reforçar a sua autonomia energética, aumentar a competitividade dos projetos *offshore* e consolidar-se como um ator relevante no contexto da transição energética europeia.



4. Financiamento

4.1. Necessidades de financiamento ao longo das diferentes fases dos projetos

Esta secção apresenta uma descrição sumária de cada uma das diferentes fases de desenvolvimento de um projeto de energias renováveis *offshore*, destacando o respetivo objetivo, entregáveis típicos, riscos críticos e principais requisitos. Posteriormente apresenta uma tabela com a duração, o tipo de financiamento e os custos típicos associados a projetos de parques eólicos *offshore* flutuantes.

4.1.1. Síntese das várias fases de um projeto de instalação de um parque eólico offshore flutuante

Fase de prospeção e avaliação de viabilidade

- **Objetivo:** avaliar a viabilidade e suportar a decisão *go/no-go*.
- **Atividades principais:** estudos de escritório (análise do recurso eólico, batimetria/solo, restrições ambientais, restrições a outras atividades, incluindo navegação, pesca, militar, Natura); triagem de acesso à rede e enquadramento regulatório/leilões; predefinição da tecnologia e definição de layout/capacidade total; estimativas preliminares de CAPEX/OPEX/LCOE e cronograma; mapeamento de partes interessadas e exploração de potenciais parceiros.
- **Entregáveis:** mapa de conflitos/exclusões e áreas preferenciais; avaliação tecno-económica acompanhada da matriz de riscos/*showstoppers*; plano preliminar de licenciamento; recomendação *go/no-go*.
- **Riscos críticos:** incerteza regulatória/leilões, competição por áreas, acesso à rede, aceitação social e disponibilidade insuficiente de dados.

Fase de estudos, licenciamento e gestão do projeto

- **Objetivo:** alcançar licenciamento e bancabilidade, com engenharia e contratos preparados para FEED (Engenharia de detalhe preliminar para definir os requisitos técnicos e verificação de custos primários - *Front-End Engineering Design*) e condições alinhadas para o fecho financeiro.
- **Atividades principais:** caracterização ambiental e dados de site (EIA/DIA, consultas públicas, planos de monitorização; campanhas meteoceanográficas, geofísicas e geotécnicas); engenharia de conceito/preliminar (*layout* do parque, cabos *array/export*, subestação, interligação; seleção de turbina e fundação/ancoragem); ligação à rede (pedidos/licenças de ligação, acordos com TSO – operadores da rede de transporte elétrico); licenças e partes interessadas (títulos marítimos/terrestres, servidões; envolvimento com autoridades, pesca, comunidades e, eventualmente, organizações não governamentais - ONGs), aquisições iniciais (pedidos de informação e cotação, pré-qualificação; estratégia TSA - contrato de fornecimento de turbinas/EPCI - engenharia, aquisição, construção e instalação/BOP - infraestruturas “não-

turbina”) e governança (sociedade veículo, *data room*, matriz de riscos e cronograma de referência); receitas (preparação para leilão/CfDs ou negociação de PPA); gestão do projeto.

- **Entregáveis:** licenças (e.g., EIA aprovada, licença de instalação/produção) e acordos de conexão à rede; relatórios de campanhas, *layout* do parque; estratégia de contratação e plano O&M de alto nível; orçamento e matriz de riscos atualizada.
- **Riscos críticos:** atrasos no licenciamento, objeções públicas, incerteza de receita, restrições de rede, surpresas geotécnicas, inflação/custos e conflitos com outros usos do espaço marítimo.

Fase FEED e aquisição (pré-FID)

- **Objetivo:** fechar o conceito técnico e o plano de construção ao nível FEED e consolidar a cadeia de fornecimento, de modo a viabilizar o FID (Decisão final de investimento)/fecho financeiro com custos, prazos e riscos controlados.
- **Atividades principais:** FEED de detalhe (base de projeto final; *layout* final; cabos *array/export*; subestação; interligação; amarrações e cabos dinâmicos); estudos de construtibilidade, HSE (segurança, saúde e ambiente) e avaliação de riscos e metodologia de trabalho (contexto de HSE/construção); planeamento de instalação e logística (portos, janelas metoceanográficas, embarcações, metodologia de transporte e instalação, gestão de interfaces); aquisição de versões avançadas de contratos e folhas de termos (o que inclui pedidos de informação e cotação, seleção, negociação de TSA, EPCI/BOP e O&M; garantias, indemnizações pré-determinadas por atraso/desempenho, garantias da empresa-mãe ao desempenho/obrigações de subsidiária contratada; seguros de todos os riscos de construção e montagem, de atrasos no arranque/exploração e perda de lucros antecipada); rede e licenças (fecho do GCA - Acordo de Ligação à Rede, matriz de condicionantes e plano de conformidade); bancabilidade (modelo financeiro atualizado - CAPEX detalhado, OPEX, LCOE - suportado por engenharia e mercado; termos indicativos de dívida; coberturas cambiais/juros; envolvimento do assessores técnicos independentes e do perito de garantia marítima).
- **Entregáveis:** FEED concluído e base de projeto final; estimativa de CAPEX com contingência; cronograma com tarefas, datas, sequência e dependências; estratégia de contratação fechada, com contratos principais (TSA/EPCI/BOP/O&M) prontos a assinar; plano de instalação e logística; matrizes de interfaces e de risco; conformidade de licenças e plano de seguros; receita definida (CfD/PPA); modelo financeiro validado pelo assessor técnico independente; contingências/reservas definidas; folha de termos de dívida acordada.
- **Riscos críticos:** gargalos na cadeia de fornecimento (turbinas, fundações, cabos, navios); interfaces e alterações de alcance; inflação, câmbios de moeda e juros; atrasos em licenças e restrições de rede; subestimação de janelas metoceanográficas; termos contratuais não bancáveis.

Fase de FID e fecho financeiro

- **Objetivo:** alcançar a decisão final de investimento (FID) e o fecho financeiro, assegurando que contratos, licenças, financiamento e receitas estão prontos para o arranque da construção (NTP - autorização/ordem de início dos trabalhos).
- **Atividades principais:** incluem a aprovação e confirmação do orçamento e cronograma, a contratualização de TSA, EPCI/BOP, O&M, CfD/PPA e ligação à rede, bem como a negociação e assinatura da documentação de dívida e garantias. Complementarmente, concluem-se a *due diligence* técnica/seguradora, o modelo financeiro, os instrumentos de cobertura de juros e câmbio, e as condições precedentes.

- **Entregáveis:** ata de FID, contratos e financiamentos assinados, modelo financeiro final validado, instrumentos de cobertura e seguros implementados, e o memorando de fluxo de fundos.
- **Riscos críticos:** incluem atrasos no cumprimento das condições precedentes (licenças, seguros, acordos de rede), volatilidade de juros e câmbio antes da implementação dos instrumentos de cobertura, além da inflação. Somam-se a isto os desalinhamentos contratuais que podem comprometer a bancabilidade e o atraso do cronograma, que pode afetar marcos críticos como disponibilidade de navios, portos e janelas meteorológicas.

Fase de construção e fornecimento

- **Objetivo:** fabricar, transportar, instalar e comissionar todos os ativos do projeto (fundações/flutuadores, turbinas, cabos e subestações) até ao COD (data de entrada em operação comercial), assegurando segurança, qualidade, prazos e custos controlados.
- **Atividades principais:** passam pela fabricação e pré-montagem em porto, a logística e instalação *offshore* (fundações, cabos, turbinas, subestações), a implementação rigorosa de HSE e garantias e controle de qualidade, e os testes e energização até à conformidade com o código da rede elétrica. O processo inclui ainda a gestão de interfaces, alterações e seguros.
- **Entregáveis:** incluem todos requisitos obrigatórios que têm de ser cumpridos para se poder declarar o COD, o que engloba o relatório de qualidade, certificados TOC (entrega de obra) e PAC (de aceitação provisória), SCADA e telemetria operacionais, relatórios de testes e conformidade com a rede elétrica, equipa e contratos O&M preparados e plano O&M operacional e a entrega para operação.
- **Riscos críticos:** incluem atrasos por meteorologia, indisponibilidade de navios/portos, falhas na cadeia de fornecimento, danos em cabos, não conformidades de qualidade, surpresas geotécnicas, falhas de interface contratual e acidentes HSE.

Fase de instalação, comissionamento e COD

- **Objetivo:** validar a segurança, o desempenho e a conformidade com a rede e contratos, concluindo os relatórios de testes de forma a obter o COD, marco que permite iniciar a faturação e o serviço da dívida.
- **Atividades principais:** incluem o comissionamento (verificação de sistemas, proteção, controlo e teste de aceitação no local), a energização faseada de cabos, subestações e turbinas, os testes de conformidade de rede com o TSO/DSO (Operador da Rede de Distribuição), bem como as provas de performance e fiabilidade (curva de potência, teste de confiabilidade, SCADA). Paralelamente, assegura-se a qualidade, HSE e fecho da lista de pendências, culminando na transferência técnica para operação (HOTO) para O&M.
- **Entregáveis:** relatórios de comissionamento e protocolos de energização, o certificado de conformidade com a rede elétrica, os certificados PAC/TOC, o plano O&M operacional e a declaração de COD. Os requisitos obrigatórios para COD exige testes concluídos e aceites pelo TSO/DSO, certificados emitidos, SCADA e equipa O&M prontos, seguros de operação ativos e documentação entregue aos financiadores, culminando na declaração formal de COD e início da faturação.
- **Riscos críticos:** prendem-se com falhas de conformidade de rede, problemas em cabos ou SCADA, e atrasos no fecho documental.

Fase de operação e manutenção

- **Objetivo:** da fase de operação e manutenção é maximizar a disponibilidade, a produção e a margem operacional ao longo do ciclo de vida do ativo (25 - 30 anos), assegurando conformidade com requisitos de segurança, ambiente e rede.
- **Atividades principais:** incluem a manutenção de rotina (inspeções, contratos de manutenção ao longo prazo), a manutenção preditiva e condicional via CMS (sistemas de monitorização de condição), termografia, drones e análise de dados SCADA, bem como intervenções corretivas em componentes críticos (*blades*, *gearbox*, transformadores). Complementarmente, garante-se a conformidade contínua de rede, a gestão operacional: planeamento logístico, componentes de substituição, seguros, HSE) e a otimização de performance e energia (AEP - produção anual de energia vs. P50/P90 - probabilidades de excedência de produção mediana/cenário conservador), perdas, controlo, *firmware*.
- **Entregáveis:** incluem planos anuais de O&M, relatórios mensais de produção e disponibilidade, registos em sistemas informatizados de gestão da manutenção, relatórios de CMS/SCADA, inventário de componentes de substituição e relatórios de conformidade e HSE. Faz parte das boas praticas a gestão estratégica de componentes de substituição críticos, análise de dados para otimização operacional e revisões periódicas de vida remanescente e *repowering*.
- **Riscos críticos:** incluem falhas críticas em cabos, *blades* ou *gearbox*, restrições de acesso por meteo/logística, instabilidades SCADA/cibersegurança e inflação de custos na cadeia de fornecimento.

Fase de repotenciação/desmantelamento

- **Objetivo:** maximizar o valor residual do ativo, optando entre repotenciação (substituição/atualização para prolongar a vida e aumentar a produção) ou desmantelamento seguro, em conformidade com licenças e melhores práticas.
- **Atividades principais:** incluem a avaliação estrutural, elétrica e económica para suportar a decisão, a atualização de licenças e planos ambientais, e, conforme o caminho escolhido, a engenharia de repotenciação (turbinas, fundações, cabos, rede, SCADA) ou o plano de desmantelamento, que cobre remoção por pacotes, logística portuária e gestão de resíduos. Complementarmente, assegura-se a reciclagem e rastreabilidade de materiais, a execução de provisões financeiras/seguros e o envolvimento das partes interessadas.
- **Entregáveis:** abrangem o estudo de opções (repotenciação vs. desmantelamento), planos aprovados, contratos de execução, relatórios de conformidade, certificados de destino de resíduos e eventuais medidas de reposição ambiental. Os principais riscos incluem condições meteorológicas e logísticas, custos e destino das pás, requisitos ambientais e riscos HSE.
- **Requisitos obrigatórios:** exigem uma decisão validada entre repotenciação ou desmantelamento, planos e licenças aprovados, contratos estabelecidos, planos HSE/logística/resíduos fechados, seguros adequados e fluxo de fundos assegurado, permitindo iniciar a execução por pacotes.

4.1.2. Prazos, financiamento e custos estimados de um parque eólico offshore flutuante

A Tabela 4-1 apresenta a duração, o tipo de financiamento e os custos típicos das diferentes fases de um projeto de instalação de um parque eólico *offshore* flutuante, assumindo como caso de referência um parque flutuante de 1 GW com turbinas de 15 MW, profundidade de 100 m e distância à costa superior a

20 km. Importa salientar que, dado o setor se encontrar ainda numa fase de desenvolvimento, os valores indicados incorporam um grau adicional de incerteza, sendo por isso geralmente apresentados como intervalos que enquadram o valor esperado. Adicionalmente, os valores apresentados para os custos de financiamento baseiam-se na experiência acumulada em projetos de *offshore* fixo, tendo sido extrapolados para o contexto do offshore flutuante através de uma análise de sensibilidade desenvolvida a partir de discussões com promotores, EPCistas, *utilities* e outras partes relevantes do setor.

Tabela 4-1. Duração, tipo de financiamento e custos típicos das diferentes fases de um projeto de instalação de um parque eólico *offshore* flutuante. Fonte WavEC (elaboração própria).

Fases do projeto	Duração típica	Financiamento	Custos
Prospecção e avaliação de viabilidade	≈ 6 - 18 meses Dependendo dos dados existentes e janelas regulatórias.	Suportado por capital de desenvolvimento (normalmente sem financiamento de projeto nesta fase).	≈ 0,10 - 0,2 M€¹ Inclui estudos de escritório e estudos preliminares e exclui geralmente EIA completo e campanhas extensas.
Estudos, Licenciamento & Gestão do projeto	≈ 42 - 60 meses Inclui 24 meses de levantamentos de base, 12–18 meses para o EIA e ~12 meses para decisão, com forte dependência da sensibilidade ambiental, da disponibilidade de rede e do calendário regulatório/leilões.	Geralmente esta fase é suportado apenas por capital próprio dos promotores, podendo incluir também apoios estatais a projetos estratégicos (normalmente sem financiamento de projeto nesta fase).	≈ 0,15 - 0,20 M€/MW² Inclui serviços de desenvolvimento e aprovação, avaliações de impacto ambiental, levantamentos ambientais, avaliação de recursos e metoceanográfica, levantamentos geológicos e hidrográficos.
FEED & Aquisição (pré-FID)	≈ 12 - 24 meses Depende dos dados do local de instalação e da maturidade/especificação da turbina; em flutuante, inputs do O&M e o design de amarração/cabos dinâmicos podem gerar iterações extra no FEED.	Suportado normalmente por capital próprio (com eventuais financiamentos transitórios/autorização limitada-LNTP para aquisição de equipamentos de fornecimento demorado).	≈ 0,011 M€/MW² Inclui a fase inicial de aquisição para além do FEED de detalhe.
FID & Fecho financeiro	≈ 6 - 9 meses Esta fase, que vai do lançamento formal com a banca ao fecho financeiro, é geralmente curta se o trabalho prévio estiver avançado e.g., FEED fechado, contratos em fase avançada, <i>offtake</i> e ligação à rede alinhados.	Os custos dessa fase (assessores, comissões de estruturação e sindicância bancárias, etc.) são habitualmente pagos com capital próprio dos promotores. Uso de empréstimos temporários (<i>equity bridge loan</i>) até o fecho financeiro por parte de alguns promotores.	≈ 0,32 - 0,58 M€/MW Compreende a gestão financeira do projeto ≈ €0,182 M/MW² e custos de financiamento ≈ €0,13 - 0,39 M/MW³ (comissões de empréstimo usuais no fecho financeiro: estruturação 2 - 6% + sindicância ≈1% sobre o montante da dívida).
Construção & Fornecimento	≈ 30 - 42 meses Dependendo da maturidade da cadeia de fornecimento, prazos de	Predomina nesta fase financiamento do projeto , com dívida sénior (≈ 60–80% do CAPEX) e capital dos acionistas.	≈ 4 - 5 M€/MW² Custos totais de construção e fornecimento dependem do país,

Fases do projeto	Duração típica	Financiamento	Custos
	entrega, condições meteoceânicas, disponibilidade de navios.		local de instalação, tecnologia selecionada.
Instalação, Comissionamento, & COD	≈ 24 - 36 meses Refletindo incerteza de janelas meteoceânicas e maturidade da cadeia de fornecimento e com operações em paralelo: ancoragens/amarração, cabos dinâmicos/interligação, <i>tow-out & hook-up</i>⁹⁷, energização e testes de conformidade de rede.	Esta fase é normalmente financiada através dos desembolsos do empréstimo de construção do financiamento do projeto (<i>drawdowns</i>) e do capital próprio já comprometido pelos promotores, sendo os pagamentos efetuados de acordo com os marcos estabelecidos nos contratos principais (TSA e EPCI/BOP).	≈ 1,5 - 2,0 M€/MW² Representa a estimativa típica de custos de instalação e comissionamento até ao COD, conforme o caso de referência descrito na linha anterior.
Operação & Manutenção	Vida média entre 25 - 30 anos Será em princípio possível estender a vida além do projeto inicial mediante avaliação técnica/repotenciação.	Os custos e riscos dessa fase são suportados pelo fluxo de caixa operacional , podendo ser reforçados eventualmente por seguros (de interrupção de atividade e responsabilidade civil), e gestão adequada de franquias e sinistros.	≈ 0,10 - 0,13 M€/MW por ano² Dependendo da distância ao porto para O&M, severidade meteoceanográfica, estratégia de manutenção (e.g. <i>tow-to-port</i> vs <i>in-situ</i>⁹⁸), disponibilidade de frota e valor dos seguros.
Repotenciação/ Desmantelamento	Desmantelamento: ≈ 18 - 36 meses Pode alongar-se com remoção integral de cabos/exportação, janelas meteoceanográficas e disponibilidade de porto/navios. Repotenciação: ≈ 36–60 meses Repotenciação parcial: substituição de ≈ 67 turbinas num parque de 1 GW com turbinas de 15 MW.	Desmantelamento: coberto por provisões acumuladas durante a operação. Repotenciação: pressupõe novo ciclo de capital + dívida.	Desmantelamento: ≈ 0,5 M€/MW² Repotenciação: ≈ 2,1 - 2,6 M€/MW² Não há ainda valores para repotenciação em flutuante; a estimativa apresentada consiste no repotenciação parcial (troca da turbina) e inclui o fornecimento de nova turbina, a sua instalação (montagem, içamento, ligação final, logística/porto) e a remoção da turbina antiga.

Nota¹: os custos referentes à fase de Prospeção e avaliação de viabilidade não são linearmente dependentes da capacidade instalada no parque.

Nota²: adaptado de <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>

Nota³: <https://www.stepto-johnson.com/wp-content/uploads/2024/03/Financing-Renewables-Webcast.pdf>

⁹⁷ Reboque até ao local de instalação e processo de ligação e integração final das turbinas flutuantes.

⁹⁸ Reboque até o porto vs. manutenção no local de instalação.



4.2. Instrumentos financeiros públicos e privados disponíveis

A viabilização de projetos de energia eólica *offshore* em Portugal dependerá em grande medida da capacidade de mobilizar financiamento público e privado. Neste contexto, o objetivo é apoiar o desenvolvimento e reduzir o risco percebido pelos investidores, o que será determinante para assegurar a participação do setor privado. Estes empreendimentos envolvem investimentos muito elevados, frequentemente acima de 3 M€/MW instalado, o que exige um enquadramento financeiro estável, diversificado e adequado a todas as fases de desenvolvimento do projeto, desde a investigação e demonstração até à construção, operação e desmobilização. Os instrumentos financeiros disponíveis apresentados nesta secção resultam da convergência de políticas nacionais e europeias que visam apoiar a transição energética, estimular a inovação industrial e assegurar a competitividade do setor a longo prazo, criando um ecossistema de apoio que combina financiamento direto, incentivos fiscais e mecanismos de partilha de risco.

O financiamento da energia eólica *offshore* em Portugal dependerá de uma combinação equilibrada de instrumentos públicos e privados (Vivid Economics, 2020). O atual quadro de incentivos, que integra mecanismos fiscais, orçamentais e comunitários, constitui uma base sólida para viabilizar os primeiros projetos em escala comercial, desde que exista articulação entre as diferentes fontes e entidades gestoras.

A experiência do Fundo de Apoio à Inovação, criado nos primeiros concursos eólicos em 2005, ilustra o papel que fundos dedicados podem desempenhar na promoção da inovação e na ligação entre o sistema científico e o setor industrial. A reativação ou expansão de instrumentos com esta natureza, adaptados às energias renováveis oceânicas, poderia contribuir para reforçar essa articulação e acelerar a maturação tecnológica do setor.

Adicionalmente, a adoção de normas internacionais EHS, como as EHS Guidelines do World Bank Group, melhora o perfil de risco dos projetos e facilita a elegibilidade para financiamento.

Mais do que criar mecanismos, a prioridade deverá centrar-se na otimização e integração dos instrumentos existentes num quadro coerente e previsível. Essa abordagem poderá aumentar a confiança dos investidores e consolidar as condições necessárias para o desenvolvimento sustentado e competitivo da energia eólica *offshore* em Portugal.

4.2.1. Fundos públicos nacionais aplicáveis à eólica offshore

Plano de Recuperação e Resiliência (PRR)

O PRR integra investimentos diretos orientados para a transição energética e a descarbonização industrial. A sua estrutura permite canalizar fundos para projetos com impacto sistémico, como a capacitação de portos para operações *offshore*, o reforço das cadeias de valor industriais e a digitalização de infraestruturas energéticas. O PRR prevê ainda apoios a centros tecnológicos e a projetos colaborativos, enquadráveis na estratégia de aceleração da energia eólica flutuante e do hidrogénio verde.

Além disso, o reforço dos mecanismos de empréstimos, garantias e instrumentos financeiros híbridos operados pelo Banco Português de Fomento no âmbito do PRR pode facilitar o cofinanciamento de consórcios público-privados, contribuindo para mobilizar capital privado e reduzir o risco associado aos primeiros projetos em escala comercial.

Portugal 2030 – Programas Regionais e Temáticos

O Programa Portugal 2030 estabelece o novo quadro estratégico de financiamento público nacional e europeu para o período 2021-2027, alinhado com o Pacto Ecológico Europeu, a Agenda de Inovação Industrial e os objetivos nacionais de neutralidade carbónica. Estruturado em Programas Temáticos e Programas Regionais, o programa Portugal 2030 assegura uma aplicação territorial equilibrada dos fundos e promove a transição para uma economia mais competitiva, digital e sustentável.

A nível temático, o Portugal 2030 introduz prioridades centradas na inovação empresarial, na transição digital e energética, na reindustrialização verde e na qualificação de recursos humanos, com relevância direta para a Economia Azul e para o setor energético. Entre os programas temáticos de maior impacto destacam-se: o COMPETE 2030 - Inovação e Transição Digital, que apoia a investigação, a digitalização e a competitividade das empresas; o PESSOAS 2030 - Demografia, Qualificações e Inclusão, que reforça a formação, o emprego e a inclusão social; o SUSTENTÁVEL 2030 - Ação Climática e Sustentabilidade, que financia projetos de descarbonização, eficiência energética, proteção costeira e adaptação climática; e o MAR 2030, dedicado à sustentabilidade das atividades marítimas, à conservação da biodiversidade e ao desenvolvimento da Economia Azul, através do Fundo Europeu dos Assuntos Marítimos, das Pescas e da Aquacultura (FEAMPA).

Os Programas Regionais traduzem as prioridades específicas de cada território no continente (Norte, Centro, Lisboa, Alentejo e Algarve) adequando o investimento público às suas características económicas, industriais e ambientais.

Tabela 4-2. Programas Regionais do Portugal 2030: dotações financeiras e eixos estratégicos principais. Fonte: portugal2030.pt e websites dos Programas Regionais.

Programa Regional	Dotação Financeira	Principais Eixos Estratégicos e Prioridades	Gestão / Fonte Oficial
NORTE 2030	3 400 M€ (FEDER, FSE+, FTJ)	Inovação e competitividade; Transição verde e climática; Digitalização; Coesão social; Mobilidade sustentável; Valorização territorial.	CCDR-N; norte2030.pt
CENTRO 2030	2 200 M€ (FEDER, FSE+, FTJ)	Competitividade empresarial; Sustentabilidade ambiental; Qualificação e emprego; Valorização do território; Ligação ciência-indústria.	CCDR-Centro; centro2030.pt
LISBOA 2030		Competitividade e inovação; Sustentabilidade energética; Mobilidade urbana; Inclusão social e emprego.	CCDR-LVT; lisboa.portugal2030.pt
ALENTEJO 2030	1 104 M€ (875 M€ FEDER; 130 M€ FSE+; 99 M FTJ)	Competitividade e inovação; Transição energética e climática; Coesão territorial; Valorização de recursos endógenos; Qualificação das pessoas.	CCDR-Alentejo; alentejo.portugal2030.pt
ALGARVE 2030		Diversificação económica; Sustentabilidade e resiliência climática; Valorização do território; Capacitação e emprego; Economia Azul e turismo sustentável.	CCDR-Algarve; algarve.portugal2030.pt

O Alentejo destaca-se como a região com maior potencial para o desenvolvimento das energias renováveis *offshore*, pela presença do porto de Sines e da sua vocação industrial e logística. O Norte, por sua vez, reforça o enquadramento tecnológico e científico do setor, através da inovação industrial e da reindustrialização verde, contribuindo para o desenvolvimento integrado da cadeia de valor nacional.

Este enquadramento integrado cria oportunidades para a transição energética e a Economia Azul, nomeadamente através dos Programas Temáticos dedicados à inovação, à sustentabilidade e ao mar, e da articulação territorial dos Programas Regionais. O modelo do Portugal 2030 favorece a integração territorial das cadeias de valor ligadas às energias renováveis e à economia do mar, reforçando a coesão económica regional, a modernização da base produtiva nacional e a criação de emprego qualificado nas regiões costeiras, através de investimento coordenado em infraestruturas portuárias, inovação tecnológica e qualificação de recursos humanos.

Regimes fiscais de incentivo ao investimento

O sistema fiscal português oferece um conjunto de mecanismos que podem ser mobilizados para apoiar a expansão industrial e tecnológica associada à energia eólica *offshore*. Estes instrumentos podem reduzir o custo líquido do capital e reforçar a competitividade das empresas nacionais envolvidas na cadeia de valor, desde a produção de componentes até à montagem e operação:

- **SIFIDE II:** permite deduzir até 82,5% das despesas elegíveis de I&D em sede de IRC, aplicável a desenvolvimentos tecnológicos, estudos de engenharia avançada e projetos de inovação ligados à energia eólica flutuante. O regime pode ser particularmente relevante para atividades de design de flutuadores, sistemas de amarração e monitorização digital de ativos;
- **RFAI (Regime Fiscal de Apoio ao Investimento):** concede deduções à coleta de IRC para investimento produtivo em ativos fixos tangíveis, incluindo equipamentos industriais, estaleiros e infraestruturas de montagem, sendo aplicável tanto a novos projetos como à expansão de capacidade existente;
- **DLRR (Dedução por Lucros Retidos e Reinvestidos):** incentiva PMEs a reinvestirem lucros em ativos relevantes para a expansão da capacidade industrial, promovendo a capitalização das empresas e o investimento em inovação e modernização tecnológica. O DLRR permite deduzir à coleta de IRC uma parte dos lucros retidos que sejam reinvestidos em aplicações qualificadas, promovendo a capitalização das empresas e o investimento em inovação e modernização tecnológica;
- **Benefícios contratuais ao investimento** (Decreto-Lei n.º 162/2014): dirigidos a projetos de grande dimensão que contribuam para a criação de emprego e para a transição energética, podendo incluir investimentos em portos, centros de montagem ou infraestruturas logísticas associadas à eólica *offshore*.

Além de reduzirem o custo efetivo do investimento, estes regimes melhoram a bancabilidade dos projetos, uma vez que permitem apresentar condições fiscais mais favoráveis em processos de financiamento ou candidatura a apoios europeus. A articulação entre benefícios fiscais e fundos estruturais poderá, por isso, constituir um elemento-chave para acelerar a industrialização e atrair operadores internacionais para Portugal.

4.2.2. Instrumentos europeus com aplicação direta

A nível europeu, existe um conjunto alargado de programas e instrumentos financeiros destinados a apoiar o desenvolvimento das energias renováveis *offshore*, abrangendo desde a investigação e inovação até à construção de infraestruturas e à mitigação de riscos de investimento. Estes mecanismos incluem tanto fundos diretos da Comissão Europeia, como o Innovation Fund, o Horizon Europe ou o Connecting Europe Facility, como instrumentos financeiros estruturais e de garantia, como o InvestEU Fund, o Modernisation Fund e o Renewable Energy Financing Mechanism.

Portugal tem beneficiado de programas europeus complementares, como o BlueInvest (Economia Azul e inovação marítima) e o European Innovation Council (EIC) (apoio a empresas tecnológicas em fases iniciais). No âmbito das EEA Grants (MFEEE), o Programa Crescimento Azul tem financiado apoios habilitadores (estudos, I&D, capacitação e demonstração) que reforçam o ecossistema ligado às energias renováveis oceânicas, sem constituir financiamento direto a parques eólicos *offshore*.

A síntese detalhada dos principais programas encontra-se na Tabela 8-5 (**Anexo 8.5**). Entre os instrumentos com maior relevância direta para a energia eólica *offshore*, destacam-se:

- **Innovation Fund:** gerido pela Comissão Europeia através da Agência CINEA, o Innovation Fund é o maior programa europeu de apoio a tecnologias limpas com elevado potencial de descarbonização. Financia até 60% dos custos elegíveis de projetos de demonstração e de primeira aplicação comercial. A energia eólica flutuante e a energia das ondas têm vindo a ser explicitamente considerada nos seus concursos, ou *calls*, abrangendo também projetos híbridos com hidrogénio e armazenamento. Portugal poderá beneficiar deste fundo através de consórcios internacionais, sobretudo em projetos de demonstração tecnológica, integração industrial e otimização de cadeias de valor. Um exemplo recente, em 2025, é o financiamento atribuído à CorPower no âmbito do Projeto VianaWave⁹⁹ para desenvolver um parque de energia das ondas de 10 MW na Aguçadoura;
- **Connecting Europe Facility – Energia (CEF-E):** o CEF-Energia financia projetos de interesse comum (PCI) e de interesse mútuo (PMI) nas áreas das redes elétricas e interligações transfronteiriças. Este instrumento é particularmente relevante para a infraestrutura de transmissão associada à eólica *offshore*, incluindo cabos de exportação, *hubs offshore* e estações conversoras HVDC. Pode cofinanciar até 50% dos custos de investimento e estudos preparatórios, sendo estratégico para assegurar a compatibilidade entre o planeamento da rede e o desenvolvimento dos parques *offshore*;
- **Horizon Europe:** o *Horizon Europe* constitui o programa-quadro de investigação e inovação (I&I) da União Europeia para o período 2021-2027, sucedendo ao Horizonte 2020, o anterior programa-quadro. O *Horizon Europe* é responsável pelo financiamento de aproximadamente 35 000 projetos que envolveram 40 000 organizações. Inclui *calls* específicas para tecnologias *offshore*, nomeadamente fundações flutuantes, sistemas de amarração, materiais avançados, *digital-twins* e avaliação e monitorização de impactos ambientais. Além do financiamento direto, o *Horizon Europe* estimula a cooperação entre indústria, academia e centros tecnológicos, reforçando a base de conhecimento e a competitividade tecnológica de Portugal;

⁹⁹ <https://corpowerocean.com/corpower-ocean-secures-eur-40m-for-world-first-10mw-wave-farm/>

- **LIFE Programme:** o programa LIFE apoia projetos com impacto ambiental e climático positivo, incluindo iniciativas de mitigação de emissões, transição energética, adaptação costeira e integração da biodiversidade em projetos energéticos. No eólico *offshore*, o LIFE pode apoiar ações de monitorização de ecossistemas marinhos, medidas compensatórias e estratégias de natureza positiva. Embora não financiem diretamente o CAPEX dos projetos, estas iniciativas são essenciais para assegurar a viabilidade ambiental e social dos empreendimentos;
- **Fundo Europeu dos Assuntos Marítimos, das Pescas e da Aquacultura (EMFAF):** o EMFAF promove o uso sustentável dos recursos marinhos e a Economia Azul. Pode financiar projetos integrados que combinem energia renovável, aquacultura ou proteção marinha (e.g. o Projeto AquaWind). As atividades elegíveis incluem o desenvolvimento de infraestruturas de apoio à energia oceânica, bem como a capacitação de portos e comunidades costeiras. A articulação entre o EMFAF e os programas regionais do Portugal 2030 é particularmente relevante para maximizar o impacto económico local;
- **INTERREG – Cooperação Territorial Europeia:** o INTERREG, instrumento de cooperação territorial da União Europeia, apoia projetos conjuntos entre regiões europeias com vista à inovação, sustentabilidade, adaptação climática e Economia Azul. Através dos programas *Interreg Atlantic Area*, POCTEP (Espanha–Portugal) e *Interreg Europe*, Portugal pode financiar ações de planeamento, capacitação e demonstração tecnológica ligadas à energia eólica *offshore* e a outras energias renováveis oceânicas. Estes programas permitem desenvolver projetos transfronteiriços e transnacionais, facilitando a partilha de conhecimento, a harmonização de metodologias ambientais, a melhoria de políticas públicas e a cooperação institucional entre administrações, universidades, portos e empresas.

No contexto nacional, o INTERREG pode financiar estudos de viabilidade e impacto ambiental, ensaios piloto em portos e zonas costeiras, capacitação técnica de autoridades locais e marítimas, e planos de integração territorial e logística.

No seu conjunto, estes instrumentos oferecem uma estrutura integrada de financiamento, combinando subsídios diretos, empréstimos e garantias que podem ser mobilizados em diferentes fases do ciclo de vida dos projetos, desde a investigação e demonstração até à implementação comercial e integração em rede.

4.2.3. Apoios indiretos operados via entidades públicas

O Banco Português de Fomento (BPF) assume um papel com relevância crescente na mobilização de capital para projetos estratégicos de transição energética. Inspirando-se nos modelos de bancos verdes analisados no relatório *Green Bank Approaches for the BPF* (2024), o BPF poderá estruturar instrumentos de cofinanciamento, garantias e financiamento combinado (*blended finance*), articulando recursos públicos e privados em projetos com impacto estruturante (ver Secção 4.4.3). A prioridade deverá incidir sobre investimentos em infraestruturas portuárias, equipamentos industriais e projetos de demonstração tecnológica.

Outros apoios indiretos poderão decorrer da gestão descentralizada de fundos estruturais, sobretudo nas regiões com maior vocação marítima. Estes fundos poderão ser canalizados para a adaptação de infraestruturas portuárias e de transporte, desde que alinhados com os planos regionais de energia e clima.

Além disso, os mecanismos de financiamento previstos no artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 15/2022¹⁰⁰ permitem que os procedimentos concorrenciais para atribuição de capacidade incluam regimes de apoio à produção, como prémios fixos ou variáveis. Estes funcionam como instrumentos de estabilização de receitas, reduzindo o risco percebido e facilitando o acesso ao crédito bancário. Consoante o desenho do procedimento, podem incluir um modelo tipo CfD, o que será determinante na fase de atribuição de licenças em Portugal.

4.2.4. Adequação dos instrumentos ao setor eólico offshore

Apesar da diversidade de instrumentos de apoio disponíveis, persistem barreiras significativas à sua plena utilização no setor eólico *offshore*. Entre as mais relevantes, destacam-se:

- Acesso limitado por PMEs, decorrente das exigências de capital próprio, garantias bancárias e experiência prévia, que dificultam a entrada de novos atores na cadeia de fornecimento;
- Complexidade processual e burocrática, com múltiplas entidades gestoras e prazos longos de decisão, o que reduz a previsibilidade e desencoraja candidaturas;
- Elegibilidade restrita, dado que alguns programas ainda não contemplam explicitamente tecnologias flutuantes ou infraestruturas marítimas de grande escala.

Para maximizar a adequação dos instrumentos existentes, recomenda-se:

- A inclusão explícita das tecnologias flutuantes nos critérios de elegibilidade dos programas nacionais e europeus;
- A simplificação de procedimentos e o reforço da capacidade técnica das autoridades gestoras, assegurando maior previsibilidade e rapidez de decisão;
- A criação de linhas específicas para infraestruturas logísticas e portuárias associadas às energias marinhas, em particular nos portos estratégicos identificados para a eólica *offshore*;
- A introdução de mecanismos de financiamento híbrido (como garantias, seguros de crédito e parcerias público-privadas) que reduzam o custo do capital privado e aumentem a atratividade do investimento.

4.2.5. Instrumentos financeiros privados e de mercado

Para além dos mecanismos públicos e fiscais, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* depende fortemente da mobilização de capital privado em larga escala. O setor tem vindo a atrair um número crescente de fundos de investimento em infraestruturas, empresas de utilidade pública (*utilities*), bancos multilaterais e instituições de crédito verde (*green banks*), que procuram ativos estáveis e de longo prazo associados à transição energética.

Entre os principais instrumentos financeiros privados e de mercado destacam-se:

- **Financiamento de projeto** (*project finance*): modelo predominante nos grandes parques eólicos europeus, baseado em estruturas de dívida sem recurso direto aos acionistas (*non-recourse debt*), em que o reembolso é garantido pelas receitas do próprio projeto. Este modelo reduz o risco para

¹⁰⁰ [Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR](#)

os promotores e permite alavancar investimento através de contratos de longo prazo, como *Power Purchase Agreements* (PPAs) ou *Contracts for Difference* (CfD);

- **Contratos bilaterais de compra de energia** (*Power Purchase Agreements* ou **PPAs**): acordos celebrados diretamente entre produtores e grandes consumidores industriais ou comerciais, que asseguram receitas estáveis e previsibilidade de preços, tornando os projetos mais atrativos para o financiamento privado (Smith, Sikora, Amaro, & Abreu, 2024);
- **Fundos de investimento especializados em energia e infraestruturas**: como os geridos por entidades internacionais (Copenhagen Infrastructure Partners, Macquarie, Brookfield, entre outros), que atuam frequentemente como investidores-âncora, partilhando o risco e reforçando a confiança de outros financiadores;
- **Veículos de cofinanciamento público-privado** (*blended finance*): mecanismos híbridos que combinam capital público (por exemplo, do Banco Português de Fomento ou do Banco Europeu de Investimento) com investimento privado, permitindo reduzir o custo global do capital e viabilizar projetos com risco tecnológico ou logístico mais elevado.

No contexto português, a atração de investimento privado de larga escala exige primeiramente previsibilidade regulatória, um calendário estável de leilões e projetos com maturidade técnica suficiente para atingir a decisão final de investimento (*financial close*) (PwC, 2020). O Banco Português de Fomento poderá desempenhar um papel relevante nesta intermediação, estruturando produtos financeiros que facilitem a participação de fundos institucionais e reduzam o risco percebido pelos investidores. Esta abordagem encontra paralelo em experiências bem-sucedidas de bancos verdes nacionais e regionais no Reino Unido, nos Estados Unidos e na Austrália.

No conjunto, a integração de instrumentos públicos e privados é essencial para criar um ecossistema de financiamento robusto, capaz de transformar o potencial da energia eólica *offshore* em Portugal numa realidade económica sustentável e competitiva.

4.3. Estratégias para a atração de investimento privado

A consolidação de um setor robusto de energias renováveis *offshore* em Portugal exigirá não só um enquadramento regulatório estável, mas também a implementação de estratégias eficazes para mobilizar capital privado em larga escala. Esta secção analisa os principais mecanismos e modelos que podem ser utilizados para aumentar a atratividade dos projetos e reduzir os riscos percebidos pelos investidores.

4.3.1. Quadro regulatório e previsibilidade dos leilões

A capacidade de Portugal atrair investimento privado dependerá da criação de um quadro coerente que transmita previsibilidade e confiança, assegurando condições industriais e logísticas que permitam concretizar os projetos em tempo e custo competitivos. Este enquadramento exige simultaneamente estabilidade regulatória, capacidade industrial adequada, clareza tecnológica e condições logísticas e de rede otimizadas. Sem esta conjuntura, o país enfrenta a possibilidade de não capitalizar o potencial dos seus recursos naturais, ficando aquém da capacidade de mobilizar capital a preços competitivos.

Para além de regras claras e estáveis, instrumentos complementares podem reforçar a confiança e reduzir o risco dos investidores. A experiência internacional demonstra que parcerias público-privadas (PPP) têm

sido usadas noutros mercados para viabilizar investimentos em infraestruturas de suporte, como portos, estações de conversão ou cabos de exportação, repartindo encargos iniciais e acelerando a execução. De igual modo, modelos de remuneração estável como os CfD, amplamente aplicados no Reino Unido e em França, ou PPAs com consumidores industriais, podem mitigar a volatilidade de receitas e tornar os projetos mais financiáveis. Portugal poderá beneficiar de integrar estas ferramentas no desenho do seu enquadramento competitivo, equilibrando a proteção dos investidores com a eficiência de custos para o sistema elétrico.

Entre os aspetos mais preocupantes destacados pelos investidores encontra-se a inexistência, até recentemente, de um marco regulatório claro e de longo prazo. Na ausência de um calendário de leilões claramente definido e acompanhado da informação necessária sobre lotes, modelos de remuneração e critérios de adjudicação, não é viável produzir estimativas de investimento credíveis. A falta de visibilidade sobre o preço final da eletricidade ou sobre as obrigações contratuais dificulta a projeção de fluxos de caixa com o grau de certeza necessário para justificar compromissos de capital na ordem dos milhares de milhões de euros. A publicação pelo Governo do Despacho n.º 4752/2025¹⁰¹, que estabelece o modelo centralizado sequencial para os concursos de energia eólica *offshore* e fixa a meta de 2 GW de capacidade instalada até 2030, altera este cenário. O despacho, publicado a 21 de abril de 2025, fixou 60 dias para a apresentação da proposta de operacionalização do primeiro concurso de energia eólica *offshore* e 180 dias para a realização do respetivo procedimento competitivo. O prazo de 60 dias terminou em 21 de junho de 2025 sem apresentação da proposta; o prazo de 180 dias decorre até meados de outubro de 2025.

As zonas marítimas a concurso foram definidas no Plano de Afetação para as Energias Renováveis Offshore (PAER), aprovado em fevereiro de 2025, que identificou áreas prioritárias junto à costa de Viana do Castelo, Leixões, Figueira da Foz e Sines (Figura 2-10), bem como uma zona de demonstração em Aguçadoura, conforme incorporado no Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM).

Embora o calendário e o modelo dos leilões já estejam em fase de definição e implementação, trata-se de um processo complexo que naturalmente exige múltiplas etapas técnicas e administrativas. Essa fase preparatória, embora necessária para assegurar rigor e qualidade, adia a concretização plena dos leilões para um horizonte temporal mais alargado. Para os investidores, a previsibilidade deste calendário é particularmente importante, sobretudo num contexto macroeconómico marcado por períodos de inflação elevada e subida das taxas de juro, que têm aumentado o custo do financiamento. Por exemplo, um projeto de 500 MW, com um CAPEX unitário entre 3 e 3,5 M€/MW, pode ver o seu custo anual de serviço da dívida acrescido em dezenas de milhões de euros perante uma subida de apenas dois ou três pontos percentuais nas taxas de juro. Garantir estabilidade regulatória e visibilidade sobre os próximos passos será, assim, determinante para criar condições mais favoráveis à mobilização de capital para projetos de grande escala. A previsibilidade emerge, em última instância, como o alicerce sobre o qual se constroem as condições de confiança e estabilidade que atraem o investimento privado.

¹⁰¹ [Despacho n.º 4752/2025 | DR](#)

4.3.2. Preparação técnica e administrativa das áreas de concessão

Outro fator que influencia diretamente a percepção de risco é a execução de estudos preliminares pelo Estado antes do lançamento dos concursos. A realização antecipada de levantamentos geofísicos, geotécnicos e oceanográficos, complementados com estudos ambientais estratégicos que incluam a análise de espécies protegidas e aves migratórias, fornece aos futuros licitantes dados críticos para a escolha de soluções tecnológicas adequadas e para uma avaliação mais realista dos custos e riscos. Experiências internacionais mostram o valor desta abordagem.

Nos Países Baixos, a disponibilização prévia de dados robustos permitiu reduzir o tempo de desenvolvimento em vários meses e evitar revisões significativas de projeto, com impacto positivo na redução do CAPEX. A Dinamarca seguiu um modelo semelhante, centralizando e financiando estudos técnicos e ambientais antes da fase de licitação, o que não só acelerou os prazos como aumentou o número de participantes nos concursos e promoveu preços de energia mais competitivos. Em alguns países, esta lógica foi levada mais longe através da criação de zonas técnicas *offshore* com licenciamento pré-aprovado, como no modelo do Crown Estate no Reino Unido ou de Utsira Nord na Noruega. Estas áreas, definidas e avaliadas previamente pelo Estado, reduzem a incerteza ambiental e administrativa, encurtando prazos de desenvolvimento e aumentando a atratividade dos concursos para os investidores.

Em Portugal, esta abordagem de redução de risco está já a ser operacionalizada no âmbito do PRR–REPowerEU, através do investimento RP-C21-i07.01¹⁰² (“Estudos técnicos para potencial energético offshore”), orientado para capacitar o Estado a lançar procedimentos concorrenciais para eólica *offshore* flutuante com menor risco de desenvolvimento e maior atratividade para o investimento privado. No quadro deste investimento, o IPMA desenvolve e disponibiliza informação técnica e ambiental relevante (incluindo estudos geofísicos, geológicos e geotécnicos e componentes ambientais), suportando decisões tecnológicas e financeiras dos futuros promotores, e mantém uma plataforma pública com informação atualizada sobre o planeamento e execução do projeto e as diferentes fases de aquisição e interpretação de dados¹⁰³. Complementarmente, estão em curso campanhas públicas de caracterização do recurso e das condições metoceanográficas, coordenadas pelo LNEG no âmbito do PRR (RP-C21-i07.02)¹⁰⁴, através da instalação e operação de sistemas de monitorização (incluindo LiDAR flutuante) ao largo de zonas prioritárias como Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz, com o apoio tecnológico da EOLOS Floating Solutions.

O acesso a informação robusta e validada antes da fase de licitação surge, assim, como um fator crítico de redução de risco, aumentando a confiança dos investidores, melhorando a qualidade das propostas e favorecendo um ambiente mais competitivo e transparente para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*.

¹⁰² [RP-C21-i07-01 - Technical studies for offshore energy potential - Recovery and Resilience Plan - Recover Portugal](#)

¹⁰³ [The Project – Technical Studies for OWF](#)

¹⁰⁴ [LNEG EOLOS.Mar PRR Project | LNEG Laboratório Nacional de Energia e Geologia](#)

4.3.3. Transição para a maturidade tecnológica na eólica offshore flutuante

A maturidade tecnológica da eólica *offshore* flutuante, baseada em plataformas semi-submersíveis como a tecnologia WindFloat, é um elemento central na perceção de risco dos investidores. Portugal detém uma experiência pioneira relevante, tendo testado esta tecnologia em ambiente real através do projeto Demowfloat e avançado para a sua aplicação em escala pré-comercial com o WindFloat Atlantic, posicionando-se como um dos primeiros países a operar plataformas flutuantes em condições oceânicas exigentes. No entanto, a perceção internacional continua a ser a de que a eólica flutuante se encontra numa fase de transição para a maturidade comercial. O grande número de tipologias de flutuadores atualmente em desenvolvimento, aliado à tendência crescente da potência nominal das turbinas, introduz volatilidade tecnológica que dificulta a padronização e a obtenção de economias de escala. Esta diversidade de soluções encarece a produção e prolonga a incerteza sobre quais as configurações que prevalecerão a longo prazo.

Apesar destes desafios, não se trata de uma barreira tecnológica comparável à que enfrentam sectores como o da energia das ondas. Aqui, a questão estará essencialmente ligada ao ajustamento de custos e à adaptação das infraestruturas portuárias e industriais para a produção em série, bem como à definição de padrões comuns. Há consenso crescente de que uma fase de estabilização tecnológica, mesmo que temporária, poderá ser benéfica para o mercado, permitindo otimizar processos de fabrico, reduzir custos e criar maior clareza para o investimento.

Importa reconhecer que vários países avançaram com estratégias eficazes para estabilizar a tecnologia antes de escalar os leilões. A Dinamarca, por exemplo, optou por concentrar-se num número reduzido de conceitos de fundações fixas e flutuantes antes de avançar para leilões de maior escala, assegurando que a indústria conseguia produzir em volume a custos competitivos. O país tem sido ativo no avanço da tecnologia flutuante por meio de iniciativas como o projeto FloatLab, promovido por um consórcio liderado por DTU, DHI, Ørsted, Siemens-Gamesa Renewable Energies, Stiesdal Offshore Technologies e STROMNING, que criou um laboratório de testes para turbinas flutuantes na categoria de 20 MW em configuração *digital-twin*. Esta abordagem permite validar conceitos antes de lançá-los em concursos comerciais de maior dimensão, reduzindo riscos para investidores e fornecedores e acelerando a curva de aprendizagem do setor.

O Japão seguiu um caminho semelhante, estabelecendo programas-piloto com tipologias específicas, incluindo projetos como o Fukushima Forward e o Goto Floating Offshore Wind Farm. O objetivo foi testar, certificar e integrar industrialmente as soluções selecionadas antes de abrir concursos de grande escala. Esta estratégia não só reforçou a confiança do setor privado como também alinhou os investimentos públicos e privados numa mesma direção tecnológica. A experiência portuguesa com o WindFloat, combinada com uma política nacional de estabilização tecnológica e um planeamento industrial eficaz, pode replicar este modelo, criando as condições para acelerar a curva de aprendizagem, reduzir custos e captar investimento privado de grande envergadura.

4.3.4. Capacidade industrial e resiliência da cadeia de valor

Do ponto de vista industrial, Portugal parte de uma base fragilizada pela falta de investimento nas últimas décadas na indústria naval e metalomecânica pesada. Mesmo a nível europeu, existe um desfasamento considerável entre a procura prevista de componentes, em particular flutuadores e subestações, e a capacidade de produção instalada. Este défice, agravado pela competição global por recursos, tem paralelos com a corrida ao petróleo no século XX. Para os investidores, este risco é concreto, pois atrasos

na entrega de equipamentos ou aumentos súbitos nos preços podem comprometer a rentabilidade esperada. A introdução de requisitos rígidos de conteúdo local, sem ter em conta a realidade industrial existente, pode deste modo transformar-se num entrave adicional, afastando promotores e investidores.

A instabilidade dos mercados de matérias-primas reforça esta perceção de risco. Nos últimos anos, choques provocados pela pandemia de COVID-19 e pela guerra na Ucrânia desencadearam aumentos acentuados no preço do aço, do cobre e de outros materiais críticos. Grandes empresas do setor, como a Ørsted, enfrentaram dificuldades significativas nos Estados Unidos precisamente devido à escalada dos custos e à revisão de condições tarifárias, o que levou ao cancelamento de projetos e a perdas financeiras de grande dimensão. Estes episódios ilustram como fatores externos podem rapidamente alterar a viabilidade de empreendimentos de grande escala. Para evitar que situações semelhantes comprometam a expansão do eólico *offshore* em Portugal, torna-se essencial adotar metodologias de planeamento e modelos contratuais capazes de acomodar cenários de elevada volatilidade. Mecanismos como cláusulas de indexação de preços, revisões periódicas dos contratos e políticas de mitigação de risco podem fornecer a estabilidade necessária para reforçar a confiança dos investidores e garantir a execução dos projetos. Se Portugal conseguir integrar estas lições internacionais, poderá posicionar-se como um mercado previsível e atrativo, capaz de captar investimento privado sustentado e apoiar a consolidação da sua própria indústria.

4.3.5. Capacitação e qualificação de recursos humanos

Para além da capacidade industrial, a disponibilidade de recursos humanos qualificados é igualmente crítica. A implementação da energia eólica *offshore* exige engenheiros especializados, técnicos de soldadura, operadores de equipamentos portuários e profissionais de manutenção altamente qualificados (ver Secção 3.7). A competição global por estes perfis é intensa e tenderá a aumentar à medida que mais países avancem com planos ambiciosos para o setor. Neste contexto, o investimento privado em novos projetos depende não apenas de estabilidade regulatória, mas também da garantia de que existe uma força de trabalho capaz de sustentar a execução e a operação. Portugal precisará de políticas ativas de atração e retenção, que combinem incentivos fiscais, programas de mobilidade e pacotes de formação alinhados com as necessidades do setor. Sem estas medidas, o investimento público e privado em formação corre o risco de alimentar mercados mais atrativos no exterior, enquanto potenciais investidores privados poderão considerar o país menos competitivo para a instalação dos seus projetos. Um exemplo relevante será o do Reino Unido, que através do Offshore Wind Sector Deal implementou programas de formação e requalificação decisivos para consolidar a confiança dos investidores privados, mostrando que a disponibilidade de mão de obra qualificada é tão determinante quanto os incentivos financeiros ou a estabilidade regulatória.

4.3.6. Experiências internacionais em mecanismos de atribuição de capacidade

A conjuntura recente acrescenta novas fragilidades à cadeia de valor. Alguns dos principais fabricantes de turbinas europeus registaram prejuízos expressivos, reduzindo a sua margem para investir em inovação e ampliar a capacidade de produção. Este fator soma-se à pressão já existente sobre matérias-primas e componentes críticos, levantando dúvidas quanto ao ritmo a que novas gerações de turbinas poderão ser disponibilizadas. Com poucos fornecedores capazes de responder à escala exigida pelos projetos, aumenta o risco de dependência excessiva e de vulnerabilidades concentradas. Neste quadro, ganha relevo a definição de políticas que diversifiquem as origens de fornecimento e reforcem a resiliência industrial. Ao mesmo tempo, abre-se uma oportunidade para Portugal se afirmar como parceiro

estratégico, oferecendo estabilidade regulatória e condições favoráveis que incentivem a instalação de unidades de produção ou de serviços especializados no país. Assim, a expansão da eólica *offshore* poderá não só beneficiar de maior segurança no abastecimento, como também gerar valor acrescentado para a economia nacional. Neste contexto, será igualmente importante reforçar a visibilidade de Portugal junto de investidores e promotores internacionais, através de ações de promoção coordenada, participação em consórcios europeus e iniciativas de diplomacia económica que destaquem as condições técnicas e regulatórias do país.

As questões de infraestrutura de rede elétrica e ligação à costa continuam a ser determinantes para os investidores. A expansão para áreas de águas mais profundas e afastadas exige soluções de corrente contínua de alta tensão (HVDC), que permitem transportar grandes volumes de energia a longas distâncias com perdas significativamente mais baixas do que as opções em corrente alternada. Projetos recentes na Europa demonstraram que as soluções HVDC já são tecnologicamente maduras, mas exigem planeamento antecipado e coordenação com os leilões, uma vez que a sua implementação envolve custos elevados e prazos longos de execução. Qualquer atraso ou incerteza quanto à disponibilidade destas infraestruturas pode aumentar substancialmente o risco financeiro dos parques eólicos, comprometendo a participação de investidores privados.

Neste contexto, é essencial garantir clareza regulatória e assegurar que o planeamento da rede elétrica decorre de forma coordenada com os leilões para atribuição de capacidade em eólica *offshore*. A previsibilidade no calendário e na execução destas etapas reforça a confiança dos investidores e reduz riscos de desalinhamento entre projetos e infraestruturas de rede. Importa ainda reconhecer que, para além das soluções HVDC convencionais que constituem a base dos projetos até 2030, estão em curso iniciativas de investigação e desenvolvimento na Europa, como o projeto SCARLET, que explora cabos supercondutores capazes de aumentar a capacidade de transmissão e reduzir perdas. Embora estas tecnologias ainda não estejam maduras para aplicação imediata, a sua evolução sinaliza o caminho futuro e reforça a importância de um enquadramento regulatório que mantenha abertura à inovação, assegurando ao mesmo tempo estabilidade e confiança para os investimentos em curso.

As experiências internacionais mostram que o desenho dos mecanismos de atribuição de capacidade pode ser decisivo para a confiança dos investidores. O regime de CfD introduzido no Reino Unido é frequentemente apontado como um exemplo positivo, ao trazer previsibilidade e reduzir o custo de capital, permitindo a entrada de novos perfis de investidores. Ainda assim, a evolução recente revelou limitações, já que perante custos crescentes na cadeia de fornecimento e condições macroeconómicas adversas, alguns leilões não tiveram a adesão esperada.

Na Alemanha, um concurso recente evidenciou os mesmos desafios. A ausência de propostas foi interpretada como um sinal de que os promotores consideraram que os riscos superavam as condições oferecidas. Este resultado sublinha a importância de calibrar os leilões de forma a assegurar que os riscos estão distribuídos de modo equilibrado entre Estado e promotores, mantendo o mercado atrativo sem comprometer a sustentabilidade financeira dos projetos.

Em ambos os casos, a principal lição é a de que a estabilidade regulatória, associada a mecanismos de partilha de risco adaptados às condições do mercado, é determinante para mobilizar capital privado em grande escala. Para Portugal, o caminho passa por alinhar o calendário de leilões com a realidade industrial e financeira, transmitindo confiança a investidores e garantindo que o setor pode crescer de forma sustentada e competitiva.

4.3.7. Escala e integração como condição para o investimento

Em última análise, a escala dos projetos é talvez o fator mais decisivo na consolidação do setor. Uma vez superadas as incertezas regulatórias e os desafios da cadeia de fornecimento, é a dimensão que permite diluir custos, criar previsibilidade industrial e justificar investimentos em infraestrutura e capacidade fabril. Para os investidores, projetos de maior envergadura reduzem o risco unitário e aumentam a competitividade do preço final da eletricidade.

Contudo, esta escala só se concretiza com um pipeline estável de leilões, sustentado por um quadro regulatório duradouro e pela execução consistente das políticas anunciadas. É nesta combinação de estabilidade, escala e visão de longo prazo que Portugal pode transformar o seu potencial em realidade.

Portugal reúne recursos naturais excecionais para a energia eólica *offshore* flutuante, mas transformar esse potencial em investimento efetivo exigirá uma abordagem integrada, que deverá incluir um marco regulatório claro e duradouro, investimentos antecipados em portos e rede, estudos prévios de alta qualidade, estabilização tecnológica, desenvolvimento industrial realista e políticas de talento ambiciosas. Só assim será possível criar as condições que o capital privado exige para apostar a longo prazo e posicionar Portugal o país como referência no eólico *offshore* flutuante.

4.4. Fontes de financiamento alternativas

A viabilização financeira dos projetos de energias renováveis oceânicas não depende exclusivamente de capital próprio, de crédito bancário ou das receitas provenientes da venda de eletricidade. Atualmente existe um conjunto diversificado de fontes de financiamento alternativas europeias, multilaterais e de mercado que, combinadas de forma estratégica, permitem reduzir o risco dos promotores, colmatar lacunas de viabilidade nas fases piloto e pré-comercial e valorizar os benefícios ambientais e sociais associados a estas iniciativas.

Estas fontes agrupam-se em três eixos principais: fundos europeus e multilaterais, mecanismos de mercado ambiental (como créditos de carbono azul e créditos de biodiversidade) e estruturas de financiamento híbrido ou *blended finance*, que combinam instrumentos públicos e privados e, cada vez mais, esquemas inovadores de remuneração por resultados ambientais.

4.4.1. Fundos europeus e multilaterais

Os fundos da União Europeia constituem o principal instrumento de apoio à inovação e à transição energética. O Innovation Fund, alimentado pelas receitas do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (EU ETS), é particularmente relevante para tecnologias com elevado potencial de redução de emissões e risco tecnológico, como a energia eólica flutuante. O Horizon Europe apoia atividades de investigação, desenvolvimento e demonstração nas áreas da energia, do clima e da Economia Azul, enquanto o Mecanismo Interligar a Europa (CEF Energy) e o InvestEU fornecem garantias e capital de risco para infraestruturas energéticas e de transporte associadas à descarbonização.

No contexto nacional e regional, o Fundo de Coesão e o FEDER apoiam investimentos em portos, acessos logísticos, digitalização e monitorização ambiental ligados à operação de parques eólicos *offshore*. A nível multilateral, o Banco Europeu de Investimento (BEI) e o Banco Europeu para a Reconstrução e

Desenvolvimento (BERD) disponibilizam linhas de crédito e instrumentos de mitigação de risco adequados à fase de demonstração de tecnologias emergentes.

Estes e outros esquemas de financiamento são descritos em detalhe na Secção 4.2.

4.4.2. Mercado de créditos de carbono e biodiversidade

Os mercados de carbono nasceram como instrumentos económicos para apoiar a mitigação climática, atribuindo valor a reduções e remoções verificadas de gases com efeito de estufa, Figura 4-1. A nível global, após Quioto, coexistiram mecanismos de cumprimento (por exemplo, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) e um mercado voluntário, que se consolidou com normas de certificação independentes, como o Gold Standard e o Verified Carbon Standard. Nos últimos anos, este mercado evoluiu no sentido de maior integridade ambiental e transparência, com regras exigentes de monitorização, reporte e verificação independente, e com crescente valorização de soluções baseadas na natureza, incluindo o chamado carbono azul.

Na Europa, o regime de comércio de licenças de emissão (EU ETS) constitui o pilar do mercado regulado, enquanto o segmento voluntário tem ganho tração através de rótulos e programas nacionais que certificam projetos locais de remoção e redução, em complemento às metas climáticas. Em paralelo, a União Europeia tem vindo a avançar com um quadro comum de certificação de remoções de carbono (CRCF), destinado a harmonizar princípios e reforçar a comparabilidade e a confiança nos créditos emitidos no espaço europeu.

Em Portugal, o Mercado Voluntário de Carbono (MVC) foi instituído recentemente pelo Decreto-Lei n.º 4/2024¹⁰⁵, de 5 de janeiro, que regula o regime de certificação e transação de créditos de carbono gerados no território nacional. O MVC define-se como um sistema onde pessoas singulares ou coletivas, públicas ou privadas, podem, voluntariamente, adquirir ou gerar créditos de carbono, estimulando a execução de projetos de mitigação das mudanças climáticas e promovendo co-benefícios ambientais e socioeconómicos, como a proteção da biodiversidade ou o reforço da resiliência territorial.

Através da participação neste mercado, os promotores de projetos, por exemplo de sequestro de carbono natural ou de redução de emissões, poderão registar os seus projetos, gerar créditos de carbono futuros (CCF) ou verificados (CCV) e, posteriormente, vendê-los ou utilizá-los como compensação pelas suas emissões.

Em termos de arquitetura regulatória, o MVC encontra-se permanentemente alinhado com princípios como a integridade, transparência, benefício acrescido, permanência, e monitorização, reporte e verificação independentes dos projetos inscritos. Para assegurar este enquadramento, foram publicadas as Portaria n.º 239/2024/1¹⁰⁶, Portaria n.º 240/2024/1¹⁰⁷ e Portaria n.º 241/2024/1¹⁰⁸, que regulam taxas, qualificação de verificadores e requisitos da plataforma de registo.

No contexto nacional, e de acordo com o relatório de análise das manifestações de interesse no âmbito do MVC, foram identificados 108 projetos potenciais, dos quais 61 % são de sequestro de carbono, 31 % mistos (sequestro + redução) e 8 % exclusivamente de redução. Embora o sector florestal e agroflorestal

¹⁰⁵ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/4-2024-836117866>

¹⁰⁶ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/239-2024-889634027>

¹⁰⁷ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/240-2024-889634028>

¹⁰⁸ <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/portaria/241-2024-889634029>

domine (cerca de 70 % das propostas), surgiram também manifestações de interesse para ecossistemas marinhos e costeiros, isto é, o mercado de carbono azul, por exemplo, o projeto “Floresta Azul”, que estuda o papel das macroalgas na mitigação de emissões e promoção da sustentabilidade marinha¹⁰⁹. Este panorama demonstra a crescente relevância das metodologias de carbono azul, em linha com o Roteiro Gulbenkian Carbono Azul¹¹⁰, que recomenda o desenvolvimento de normas nacionais alinhadas com os referenciais internacionais, como Verra, Gold Standard, bem como com os mecanismos europeus de certificação de remoções permanentes de carbono (CRCF).

Em paralelo, os créditos de biodiversidade (*nature credits*) foram criados em 2022 como instrumentos complementares que procuram reconhecer e recompensar resultados positivos em biodiversidade, mensuráveis, verificáveis e duradouros. A Biodiversity Credits Alliance define estes créditos como “unidades baseadas em evidência que representam ganhos líquidos de biodiversidade que são permanentes e adicionais ao que teria ocorrido na ausência do projeto”. Após a adoção do Quadro Global para a Biodiversidade de Kunming-Montreal (COP15)¹¹¹, assistiu-se a uma aceleração destas iniciativas, impulsionadas pela meta de restaurar 30 % dos ecossistemas degradados e mobilizar 200 mil milhões USD anuais até 2030.

A nível europeu, o Roteiro para o Desenvolvimento de Nature Credits¹¹² propõe um modelo de mercado voluntário de alta integridade, baseado em métricas cientificamente validadas, mecanismos transparentes de reporte e verificação, e uma governação inclusiva com envolvimento dos Estados-Membros e da sociedade civil. Estes mercados voluntários visam não apenas compensar impactos, mas contribuir ativamente para metas de *nature-positive*, promovendo a regeneração de habitats, a conectividade ecológica e a resiliência dos ecossistemas.

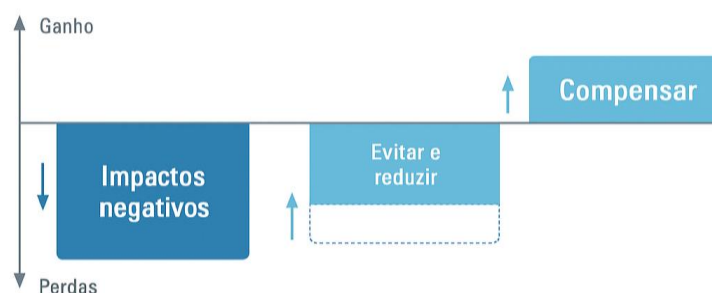


Figura 4-1. Esquema do mecanismo para reduzir ou compensar os impactos negativos de um projeto ou da atividade de uma empresa através de créditos de carbono. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Os créditos de biodiversidade podem ser integrados em contratos de compra de resultados ambientais (*environmental offset agreements*), criando fluxos financeiros previsíveis e verificáveis. Estes mecanismos valorizam abordagens que incluam uma abordagem ecológica positiva, como a integração de refúgios de fauna marinha em infraestruturas *offshore* e modelos multitróficos que combinem energia renovável, aquacultura e restauro ecológico. A convergência entre os mercados de carbono azul e

¹⁰⁹ <https://mvcarbono.pt/wp-content/uploads/AnaliseManifestacoesInteresse.pdf>

¹¹⁰ https://cdn.gulbenkian.pt/wp-content/uploads/2023/10/FCG_CarbonoAzul_Roteiro_Web.pdf

¹¹¹ <https://www.unep.org/pt-br/resources/marco-global-de-biodiversidade-de-kunming-montreal>

¹¹² https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=comnat%3ACOM_2025_0374_FIN

biodiversidade poderá, assim, representar uma das vias promissoras para alinhar o investimento privado com as metas de neutralidade climática e de recuperação ecológica, reforçando o papel de Portugal e da Europa na transição para uma economia verdadeiramente *nature-positive*.

Em síntese, o fortalecimento dos mercados de carbono e de biodiversidade abre caminho à integração destes instrumentos em modelos híbridos de financiamento, combinando capital público e privado através de mecanismos de *blended finance*, de obrigações verdes e de parcerias público-privadas (PPP). Estes enquadramentos inovadores, abordados na secção seguinte, são fundamentais para ampliar a escala dos investimentos e garantir a viabilidade financeira dos projetos de energia, paralelamente com o restauro ecológico em meio marinho.

4.4.3. Financiamento misto (*blended finance*)

O financiamento misto ou *blended finance* é uma abordagem de investimento que utiliza de forma estratégica capital público, concessional ou filantrópico para mobilizar investimento privado em projetos com elevado valor social, ambiental ou climático. O objetivo é reduzir o risco e melhorar a atratividade económica de iniciativas que, de outro modo, não obteriam financiamento no mercado. De acordo com a OCDE e o Banco Europeu de Investimento, o financiamento misto consiste na “utilização de capital público ou concessionado para catalisar financiamento privado em direção a objetivos de desenvolvimento sustentável e transição climática”, funcionando como um mecanismo de alavancagem de recursos e de aceleração do investimento em setores de maior risco tecnológico ou ambiental.

No contexto europeu, o financiamento misto é amplamente utilizado através de programas como o InvestEU, o Innovation Fund e o Mecanismo Interligar a Europa (CEF Energy), que combinam subvenções, garantias públicas e instrumentos de capital em estruturas financeiras integradas. Este modelo tem sido aplicado a infraestruturas *offshore* complexas, como portos de apoio logístico, cabos elétricos submarinos, plataformas híbridas energia-hidrogénio e centros de monitorização ambiental, contribuindo para reduzir o custo do capital e a exposição ao risco dos promotores.

As Parcerias Público-Privadas (PPP) representam uma das formas mais consolidadas de financiamento misto, especialmente adequadas a projetos com forte componente de infraestrutura e externalidades positivas. Neste modelo, o setor público partilha o risco inicial (licenciamento, acesso ao espaço marítimo, construção de infraestruturas comuns), enquanto o setor privado aporta capital e capacidade técnica, assegurando eficiência operacional e previsibilidade de retorno a longo prazo.

Os instrumentos utilizados no financiamento misto incluem empréstimos concessionais, garantias de crédito, participações em capital ou quase-capital (subordinado, híbrido ou mezzanine), fundos de assistência técnica e mecanismos de partilha de risco. Estes instrumentos permitem atrair investidores institucionais, bancos de fomento e fundos soberanos, funcionando como catalisadores de capital privado em setores que de outro modo permaneceriam subfinanciados.

A nível global, estima-se que a lacuna de financiamento necessária para atingir os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) e a transição climática ultrapasse os 4 biliões de dólares (USD) por ano, segundo a OCDE e as Nações Unidas. O financiamento misto é visto como um dos instrumentos mais promissores para reduzir esta lacuna, ao usar capital público para atrair investimento privado em setores de elevado impacto ambiental e social. Na Europa, tem sido aplicado em infraestruturas energéticas limpas, projetos de hidrogénio verde e reconversão portuária, ajudando a diminuir o risco financeiro e a acelerar a implementação de soluções inovadoras.

Apesar do seu potencial, o financiamento misto enfrenta riscos e desafios operacionais. Entre os principais destacam-se a complexidade na estruturação dos mecanismos financeiros, a governação partilhada entre entidades públicas e privadas, e o risco de *blended washing*, ou seja, a utilização de fundos concessionais sem impacto adicional real. A ausência de métricas padronizadas de impacto e a dificuldade em assegurar transparência e responsabilização na utilização de fundos públicos também constituem limitações reconhecidas. Para mitigar estes riscos, a OCDE recomenda que os projetos observem os princípios de adicionalidade, eficiência, transparência, sustentabilidade e orientação para o mercado, assegurando que o capital público é usado apenas quando necessário para desbloquear investimento privado genuinamente adicional.

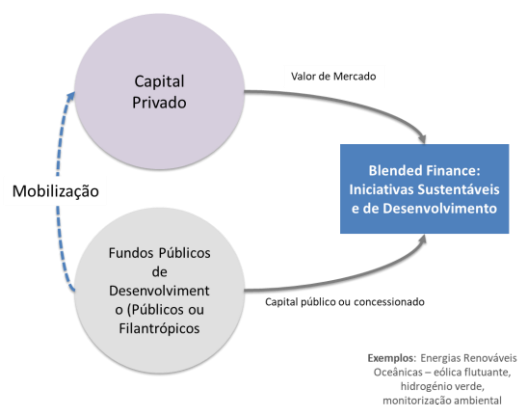


Figura 4-2 - Esquema simplificado do modelo de financiamento misto (*blended finance*). Fonte: adaptado de Convergence: Blended Finance¹¹³.

No domínio das energias renováveis oceânicas, o financiamento misto assume particular relevância, pois permite partilhar riscos tecnológicos e ambientais associados ao desenvolvimento de infraestruturas *offshore* e à integração de novas tecnologias, como a eólica flutuante, a energia das ondas ou os sistemas híbridos. Ao combinar capital público com investimento privado e instrumentos de mitigação de risco, o modelo cria um enquadramento financeiro que viabiliza projetos de demonstração, infraestruturas portuárias de apoio, centros de operação e monitorização ambiental e redes de transmissão elétrica marítima, facilitando a maturação tecnológica e a transição para a escala comercial.

4.4.4. Outros instrumentos inovadores

O *crowdfunding* e o financiamento baseado em *blockchain* representam um dos modelos mais recentes e descentralizados de mobilização de capital. Estes instrumentos permitem o envolvimento direto de comunidades locais e pequenos investidores, promovendo transparência, rastreabilidade e democratização do financiamento. O *crowdfunding* é um modelo de financiamento colaborativo, em que múltiplos investidores individuais contribuem com pequenas quantias através de plataformas digitais centralizadas. Pode assumir formas de doação, empréstimo ou participação acionista, sendo frequentemente aplicado em projetos de energia comunitária e iniciativas ambientais locais, permitindo

¹¹³ <https://www.convergence.finance/blended-finance>

o envolvimento direto das comunidades e a partilha dos benefícios económicos. Já o financiamento baseado em *blockchain* utiliza tecnologia de registo distribuído e *smart contracts* para criar e gerir ativos digitais *tokenizados*, como créditos de energia ou títulos verdes. Baseia-se em infraestruturas descentralizadas, sem intermediários, garantindo transparência, rastreabilidade e redução de custos de transação. Enquanto o crowdfunding promove a participação comunitária e o investimento de pequena escala, o *blockchain* amplia a transparência e permite escalar o investimento sustentável através de mecanismos digitais e automatizados. No domínio das energias renováveis oceânicas, estas plataformas podem apoiar iniciativas comunitárias de energia azul, projetos de monitorização ambiental participativa ou infraestruturas costeiras sustentáveis.

Os **green bonds** (obrigações verdes) e os **impact bonds** (obrigações de impacto) são instrumentos de dívida sustentável que canalizam capital para projetos com benefícios ambientais e sociais mensuráveis. Ambos permitem atrair investidores institucionais e garantir financiamento de longo prazo com condições competitivas, mas diferem quanto à ligação entre desempenho e retorno financeiro. Os *green bonds* financiam atividades alinhadas com a Taxonomia Europeia de Finanças Sustentáveis e com os princípios da Green Bond Standard da União Europeia, assegurando que os fundos captados são exclusivamente aplicados em projetos ambientalmente sustentáveis. O retorno para o investidor é fixo, mas o emissor deve demonstrar, através de relatórios verificados, os resultados ambientais obtidos, como redução de emissões, eficiência energética, proteção de ecossistemas marinhos ou expansão de energia renovável *offshore*. Um exemplo recente é a emissão de 2 500 M€ em obrigações verdes pela República Portuguesa em 2023, destinadas a financiar investimentos públicos e privados em transição energética e resiliência climática. Já os *impact bonds* ligam explicitamente o pagamento de juros ou retorno financeiro ao cumprimento de metas verificadas de impacto social ou ambiental. Nestes instrumentos, o investidor só recebe a totalidade do retorno se os resultados forem comprovadamente atingidos. Têm sido aplicados em domínios como eficiência energética, reabilitação ecológica costeira ou conservação da biodiversidade, permitindo alinhar incentivos económicos com objetivos de sustentabilidade. Um exemplo relevante é o “Rhine-Meuse Delta Impact Bond”, desenvolvido nos Países Baixos, que financia medidas de adaptação costeira e proteção contra inundações, com remuneração indexada à melhoria da resiliência ecológica das zonas húmidas.

Os **modelos de financiamento por desempenho** (performance-outcome funding schemes) reforçam esta lógica ao basearem-se em pagamentos condicionados à verificação de resultados ambientais ou sociais, por exemplo, a redução de ruído subaquático, a melhoria da qualidade da água ou a criação de habitats artificiais compensatórios. Este tipo de contrato, já utilizado em *impact investing* e conservação costeira, pode ser replicado em projetos *offshore* de grande escala.

Finalmente, as **obrigações de dívida colateralizada** (CDOs) aplicadas ao setor energético permitem agregar ativos de diferentes projetos renováveis (por exemplo, vários parques eólicos flutuantes ou parques híbridos *offshore*), diversificando o risco e aumentando a atratividade para fundos institucionais e investidores soberanos. Este mecanismo contribui para melhorar a liquidez do setor e reduzir a dependência de financiamento público direto.

A integração destes instrumentos em estruturas financeiras combinadas, associadas a contratos de compra de energia (PPAs) e contratos de resultados ambientais, pode reforçar substancialmente a robustez financeira e a resiliência económica dos projetos eólicos *offshore* flutuantes. Ao combinar recursos públicos e privados com metas verificáveis de desempenho ambiental e social, o financiamento misto posiciona-se como uma das principais ferramentas para impulsionar a inovação, a escalabilidade e a sustentabilidade a longo prazo das energias renováveis oceânicas.

A conjugação de fundos públicos europeus, mecanismos de mercado de carbono e biodiversidade e instrumentos financeiros inovadores oferece um quadro robusto para o financiamento da energia eólica flutuante e de outras tecnologias oceânicas. A experiência nacional recente com o MVC evidencia a existência de um ecossistema emergente de promotores, verificadores e compradores interessados, incluindo iniciativas no domínio marinho e costeiro, o que abre caminho à integração efetiva dos projetos *offshore* em mecanismos de compensação climática e ecológica nacionais e europeus.

Ainda assim, estes mecanismos permanecem pouco conhecidos e subutilizados; é crucial reforçar a divulgação e a capacitação junto das principais partes interessadas para acelerar a adoção e maximizar o impacto.



5. Economia Circular

Para ampliar o impacto das renováveis *offshore* na transição energética, é essencial uma abordagem estratégica que integre critérios de sustentabilidade em todas as fases do ciclo de vida dos projetos. Este capítulo propõe uma análise das principais estratégias para incorporar princípios de circularidade, redução de impacto ambiental e aumento da longevidade das infraestruturas, desde a fase de implementação até ao fim de vida dos equipamentos. As diferentes abordagens são aqui exploradas de forma articulada, considerando não só os desafios técnicos, logísticos e económicos envolvidos, mas também as oportunidades para consolidar a participação de Portugal no desenvolvimento sustentável da Economia Azul.

5.1. Estratégias para a utilização de materiais sustentáveis

A dimensão da transição energética em Portugal impõe uma reflexão crítica não apenas sobre os materiais utilizados, mas também sobre os processos produtivos, a logística associada e a inovação no design das infraestruturas. Esta reflexão deve articular os aspetos ambientais com a segurança de abastecimento e a competitividade da indústria nacional. A escala crescente das turbinas, a necessidade de reduzir custos e a obrigação de convergência com os princípios da economia circular colocam novas pressões sobre cadeias de valor já complexas e vulneráveis.

Portugal dispõe de um Plano de Ação para a Economia Circular (PAEC), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 190-A/2017 e publicado a 11 de dezembro de 2017¹¹⁴. O PAEC estabelece uma orientação nacional para a transição de um modelo linear para um modelo circular, assente na prevenção, redução, reutilização, recuperação e reciclagem de materiais e energia, promovendo simultaneamente eficiência no uso de recursos, inovação e novos modelos de negócio, com aplicação transversal aos setores económicos e às cadeias de valor industriais.

No contexto da eólica *offshore*, este quadro reforça a necessidade de integrar desde o desenho e a aquisição de materiais até à logística, manutenção e fim de vida, critérios de circularidade, rastreabilidade e redução de dependências críticas, alinhando sustentabilidade ambiental com segurança de abastecimento e competitividade industrial.

5.1.1. Dependência de matérias-primas críticas e vulnerabilidade geopolítica

Tal como sucede a nível europeu, Portugal enfrenta uma dependência estrutural de matérias-primas críticas, essenciais para o fabrico de equipamentos de energia renovável. Terras raras como neodímio, disprósio e praseodímio são indispensáveis na produção de ímanes permanentes para geradores, enquanto metais como níquel, molibdénio e crómio são cruciais para ligas resistentes à corrosão em ambientes *offshore*. Em 2024, cerca de 46% destas matérias foram importadas da China, 28% da Rússia e 20% da Malásia (Eurostat, 2025), confirmando a elevada concentração geográfica da oferta e a vulnerabilidade a choques geopolíticos.

¹¹⁴ [Resolução do Conselho de Ministros n.º 190-A/2017 | DR](#)

Além disso, projeções indicam que a procura por estes metais poderá aumentar até 400% até 2050 (Teixeira, Brito, & Mateus, 2024), impulsionada não apenas pelo setor eólico, mas também por outros setores em rápida expansão, como o solar fotovoltaico, as baterias e a mobilidade elétrica. A concorrência intersetorial reforça a pressão sobre os preços e sobre a disponibilidade, aumentando os riscos de atraso e de sobrecusto nos projetos energéticos.

A resposta passa por diversificação de fornecedores, redução da intensidade material através de inovação tecnológica, desenvolvimento de novos materiais substitutivos, e investimento em soluções de reciclagem que permitam recuperar materiais críticos a partir de equipamentos em fim de vida. A integração ativa de Portugal em cadeias de valor europeias mais resilientes é também fundamental para reduzir riscos de abastecimento.

5.1.2. Impacto dos materiais de base

Além das matérias-primas mencionadas, os materiais de base também enfrentam pressões crescentes resultantes da rápida expansão da capacidade renovável e da competição intersetorial.

O aço continua a ser o material dominante em torres e fundações, representando cerca de 300 toneladas por MW instalado (DNV, 2022). O aumento da dimensão das turbinas só reforça a sua relevância e, consequentemente, o peso ambiental e económico associado. A sua produção convencional emite cerca de 2 toneladas de CO₂ por cada tonelada, contribuindo com aproximadamente 7% das emissões globais, o que confere um impacto expressivo em projetos *offshore*. No plano económico, o setor tem revelado elevada volatilidade: durante a pandemia de COVID-19 (2020–2021) os preços apresentaram aumentos superiores a 120%, e desde então têm oscilado entre quedas de 30% e picos de mais de 40%, em função da procura e dos custos energéticos¹¹⁵.

Neste contexto, a procura por aço de baixo carbono, o chamado “aço verde”, produzido com recurso a fontes de energia não fósseis, tem vindo a crescer. Essa procura é impulsionada pela necessidade de reduzir emissões, em linha com as metas climáticas, mas também pelas pressões regulatórias e pela procura de setores altamente expostos à descarbonização, como a construção, a indústria automóvel e a indústria naval. Parte significativa do aço verde, atualmente produzido através de hidrogénio verde, atua como agente redutor em substituição do carvão ou do gás natural, eliminando as emissões diretas de CO₂. No entanto, esta opção introduz custos adicionais associados à produção e ao fornecimento de hidrogénio e eletricidade renovável. Consequentemente, as estimativas indicam que o aço verde poderá manter um custo entre 20% e 60% superior ao aço convencional até 2030 (Bloomberg NEF, 2024), dependendo dos preços do hidrogénio, da energia elétrica e das políticas de apoio.

Este desafio é particularmente relevante para Portugal, onde não existe produção de aço primário em larga escala e depende de importações sujeitas ao Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism) (APA, 2025). O CBAM é o instrumento europeu que visa evitar fuga de carbono e garantir condições de concorrência justas para as indústrias europeias abrangidas pelo EU ETS, face a produtores de países com regras climáticas menos exigentes. A partir de 2026, importações como as de aço, alumínio e cimento terão custos adicionais associados às emissões incorporadas.

¹¹⁵Valores indicados em [Trading Economics. “HCR Steel”](#).

No curto prazo, a utilização de aço reciclado pode reduzir a pegada carbônica e mitigar a exposição ao CBAM. Entretanto, a médio prazo, a adoção progressiva de aço verde é fundamental e dependerá inevitavelmente de incentivos públicos. A nível europeu, instrumentos como o Pacto da Indústria Limpa (Clean Industrial Deal)¹¹⁶ e mecanismos financeiros como os contratos de carbono por diferença (CCfDs) (Climate Bonds, 2022) são apresentados como suportes para reduzir o diferencial de custos face ao aço convencional. Exemplos como o apoio de 128 M€ à produtora sueca de aço SSAB confirmam que tais medidas já estão em prática¹¹⁷.

Além disso, a integração de Análises de Ciclo de Vida (ACV - ISO 14040/44) e Declarações Ambientais de Produto (EPD – EN 15804) nos concursos públicos permitiria orientar escolhas para materiais de menor impacto, enquanto cria previsibilidade e incentiva a indústria a adaptar-se. A União Europeia tem vindo a incentivar a adoção de critérios não relacionados apenas com o preço, recomendando que estes representem pelo menos 30% da ponderação nas avaliações (Flux Partners, 2024). Nos Países Baixos, Dinamarca e França, por exemplo, os leilões de eólica *offshore* passaram a incluir critérios de circularidade e sustentabilidade.

Em paralelo, a iniciativa IEA Wind Task 60¹¹⁸ sublinha que as ACVs estão a ser cada vez mais utilizadas como requisito em rondas de concessão *offshore*, harmonizando metodologias e permitindo comparabilidade entre projetos. Fabricantes também se alinham a esta tendência: Vestas¹¹⁹ e Siemens¹²⁰, por exemplo, já divulgam publicamente ACVs e EPDs dos seus aerogeradores, oferecendo transparência sobre a pegada ambiental ao longo do ciclo de vida dos equipamentos, informação que pode ser utilizada como critério em licitações.

Neste contexto, os Passaportes Digitais de Produto (PDP), terão um papel central. Para o setor do aço, os PDP permitirão rastrear a pegada carbônica incorporada em torres e fundações, assegurando transparência e conformidade com o CBAM. A sua integração, em conjunto com ACV e EPD, criará um quadro robusto de avaliação, ajudando a distinguir entre soluções em aço convencional, reciclado ou verde, e favorecendo escolhas mais sustentáveis nos concursos públicos.

Como alternativa ou complemento ao aço, o betão tem sido considerado em várias tipologias de fundações *offshore*. Contudo, implica consumo intensivo de cimento, água e agregados (areia e brita). Estes recursos atualmente sofrem crescente pressão industrial e estratégica devido à sua importância transversal para a construção civil, a cerâmica, a fundição e, cada vez mais, em tecnologias ligadas à transição energética, como o vidro solar. A utilização de cimentos de baixo carbono, com adições de escórias, pozolanas ou argilas calcinadas, representa uma via promissora para reduzir emissões e dependência de agregados primários.

Estudos internacionais, como os da DNV (DNV, 2022), demonstram que fundações flutuantes em betão podem ter uma pegada carbônica inferior à das estruturas em aço: cerca de 4 a 5 vezes menor no conceito

¹¹⁶ [European Commission. “Clean Industrial Deal”.](#)

¹¹⁷ [European Commission. “Commission approves €128 million Swedish State aid measure to support SSAB in decarbonising its steel production”.](#)

¹¹⁸ [IEA Wind TCP Task 60](#)

¹¹⁹ Documentos disponíveis em [Vestas. “Life Cycle Assessments”.](#)

¹²⁰ Documentos disponíveis em [Siemens. “Environmental Product Declarations \(EPDs\) and Life Cycle Assessments \(LCAs\) for Siemens electrical products”.](#)

tipo *spar* e aproximadamente 2,5 a 3 vezes menor no caso de plataformas semi-submersíveis, dependendo da estratégia de fim de vida adotada. Do ponto de vista económico, a *spar* em betão mostrou-se cerca de 65 % mais barata que a versão em aço quando se incluem custos de transporte a partir da Ásia. Já a semi-submersível em betão indicou uma redução de aproximadamente 40 % face ao aço. É importante salientar que a importação e o transporte do aço são fatores determinantes no custo total de fabricação.

Contudo, importa sublinhar que a utilização do betão em fundações eólicas *offshore* ainda não se consolidou como solução viável do ponto de vista técnico e económico. Trata-se de uma abordagem em exploração, cujas potencialidades estão a ser avaliadas em vários projetos internacionais e nacionais, mas que ainda carece de validação plena no setor eólico. A validação baseada em múltiplos critérios considera não só nos materiais, mas também em aspetos técnicos e construtivos cruciais como comportamento estrutural, processos de montagem e transporte em grande escala, e integração com infraestruturas portuárias e cadeias de fornecimento locais. Embora a indústria internacional de petróleo e gás já tenha recorrido ao betão em plataformas flutuantes, esta experiência evidencia um desafio significativo, sobretudo no que respeita aos carregamentos de tração característicos das plataformas flutuantes, para os quais o betão apresenta menor resistência. Atualmente, Portugal não dispõe dessa experiência acumulada o que implica um processo de aprendizagem, adaptação tecnológica e transferência de conhecimento para garantir o desempenho estrutural e a fiabilidade das soluções em betão no setor renovável.

Neste enquadramento, em Portugal, o Plano de Recuperação e Resiliência (PRR) pode desempenhar um papel determinante. Através da Componente 11 – Descarbonização da Indústria¹²¹, o PRR disponibiliza apoio financeiro de 737 M€ para inovação em materiais, eficiência energética e soluções de baixo carbono, incluindo a descarbonização da produção de cimento e betão. Este apoio pode cobrir desde a produção nacional de cimentos de baixo carbono com adições, até projetos-piloto de fundações em betão em ambiente real, permitindo validar desempenho técnico e económico. O PRR pode ainda financiar modernização e digitalização de processos industriais, reduzindo desperdícios e emissões na produção de betão, e apoiar a integração de resíduos industriais como insumos em formulações circulares. Atualmente, o PRR apoia a Aliança para a Transição Energética (ATE), que tem como missão impulsionar a competitividade das empresas do setor energético, promovendo a criação de produtos e soluções orientadas para a exportação e a inovação tecnológica.

Caso a utilização de betão em fundações *offshore* se venha a confirmar como viável e competitiva, a estratégia para Portugal deve passar por uma adoção gradual e cautelosa do betão de baixo carbono, apoiada por projetos-piloto, suportados por análises comparativas de ciclo de vida (aço vs. betão). Desta forma, será possível promover escolhas mais sustentáveis sem comprometer requisitos técnicos e de segurança, enquanto se mobiliza a capacidade industrial e científica nacional para acelerar a maturidade desta solução.

5.1.3. Materiais compósitos e o desafio do fim de vida

No caso das pás de turbinas, a tendência de aumento de dimensão levou à adoção de compósitos de fibra de vidro e de carbono, devido à sua elevada resistência e menor peso específico. Todavia, embora estes materiais apresentam grandes desafios do ponto de vista da circularidade, os progressos recentes têm

¹²¹ [Recuperar Portugal. “PRR — Descarbonização da Indústria — Componente 11 \(TC-C11-i01\)”](#).

sido significativos. No caso específico das pás, multiplicam-se as iniciativas de reutilização, reaproveitamento e reciclagem em desenvolvimento no âmbito de diversos projetos europeus, que exploram novos caminhos de valorização material e energética. Entretanto, a maioria das soluções atualmente disponíveis ainda não atingiram a viabilidade comercial.

No contexto português, é pouco realista esperar o desenvolvimento de uma cadeia industrial própria para a produção de pás em grande escala, principalmente devido às economias de escala que tornam pouco justificável a criação de capacidade produtiva nacional neste domínio. Esta atividade permanece altamente concentrada em polos internacionais especializados, como Dinamarca, Alemanha ou Espanha, com forte conhecimento acumulado e volume de mercado estabelecido. Assim, Portugal terá sobretudo o papel de utilizador e integrador. Ainda assim, pode reforçar a sua posição estratégica através da participação em projetos-piloto e atividades de investigação aplicada, explorando, a utilização de bio-compósitos em componentes secundários e soluções de reciclagem em ambiente real.

Neste contexto, empresas nacionais do setor químico, como a Bondalti, poderiam desempenhar um papel relevante no desenvolvimento e aplicação de tecnologias de reciclagem química para compósitos, aproveitando o seu know-how em processos químicos industriais e contribuindo para a criação de soluções nacionais de valorização de resíduos complexos. A mobilização dos centros de I&D nacionais será fundamental neste processo, não apenas em testes de materiais emergentes, mas também na realização de ACVs que permitam comparar alternativas e quantificar benefícios ambientais dos componentes.

A nível europeu, já estão em marcha iniciativas de demonstração e projetos para testes de novas abordagens para compósitos (ver Secção 3.5.1), como o MAREWIND¹²², que exploram tanto a aplicação de bio-compósitos como o desenvolvimento de processos de reciclagem eficientes. Até 2030, espera-se que estes pilotos acelerem a substituição gradual de fibras sintéticas importadas por alternativas de menor impacto ambiental. A longo prazo, o foco passará pelo desenvolvimento e industrialização de resinas termoplásticas e polímeros reversíveis, capazes de permitir a reciclagem em escala das pás de turbinas. Para Portugal, acompanhar e integrar estas iniciativas europeias é estratégico, garantindo acesso a soluções tecnológicas de ponta enquanto consolida o papel do país como integrador responsável e gestor eficiente do ciclo de vida das turbinas *offshore*.

Na Península Ibérica, centros como o AIMPLAS e fabricantes como a Siemens Gamesa introduzem inovações como pás 100% recicláveis (projeto RecyclableBlade), enquanto programas europeus como o REFRESH¹²³ ou ZEBRA Project¹²⁴ testam reciclagem química e pirólise em escala pré-comercial. Além disso, além da Veolia (França), referências como a Neocomp (Alemanha) e Global Fibreglass Solutions (Países Baixos) disponibilizam tecnologias avançadas para reciclagem de compósitos e recuperação de materiais, passíveis de serem adaptadas ao contexto nacional por via de parcerias e transferência de conhecimento, reforçando a capacidade futura de tratamento e valorização destes materiais.

A integração dos PDP será igualmente essencial para assegurar a rastreabilidade dos materiais e componentes, permitindo monitorizar a origem, a composição e o potencial de reutilização ou reciclagem. Para Portugal, esta ferramenta é particularmente relevante no contexto das pás, onde a inexistência de

¹²² [MAREWIND Project](#).

¹²³ [Project Refresh](#)

¹²⁴ [ZEBRA project launched to develop first 100% recyclable wind turbine blades | LM Wind Power](#)

cadeia de fabrico própria reforça a importância de dispor de informação fiável sobre os materiais incorporados, assegurando conformidade regulatória e facilitando soluções de reciclagem em fim de vida.

5.1.4. Substâncias críticas em revestimentos

A eliminação de substâncias de elevada preocupação regulatória, como biocidas usados em revestimentos anti-incrustantes e protetores usados em torres e plataformas *offshore*, constitui também um requisito essencial para a circularidade. Estas substâncias, pela sua persistência e toxicidade, comprometem a reciclagem segura dos materiais, aumentam os custos de fim de vida e reduzem o valor residual das estruturas.

A substituição por bio-revestimentos naturais ou *foul-release* à base de silicone, contribui para a conformidade regulatória, nomeadamente REACH (Registo, Avaliação, Autorização e Restrição de Substâncias Químicas)¹²⁵, Regulamento de Produtos Biocidas (BPR)¹²⁶, e esta alinhada com regulamento relativo à conceção de produtos sustentáveis (ESPR – *Ecodesign for Sustainable Products Regulation*)¹²⁷. No entanto, estas alternativas apresentam ainda menor viabilidade comercial face aos revestimentos anti-incrustantes tradicionais, sobretudo devido ao custo inicial mais elevado, à menor maturidade tecnológica e à oferta limitada no mercado.

A nível nacional, o projeto OCEANIC¹²⁸, desenvolveu revestimentos ecológicos para estruturas *offshore*, visando reduzir a corrosão e o *biofouling* e aumentar a durabilidade dos materiais. Os resultados incluem novas formulações de base biológica e dados experimentais sobre o desempenho de materiais em diferentes condições marinhas, contribuindo para a adoção de soluções mais sustentáveis no setor das energias oceânicas.

O envolvimento de centros de investigação como o WavEC e o MARE (ver Secção 3.5.20) é essencial para consolidar o conhecimento técnico e científico neste domínio, assegurando a monitorização ambiental, o desenvolvimento de bases de dados e a definição de critérios de desempenho que orientem decisões de projeto e regulamentação, em articulação com o IPMA.

5.1.5. Processos industriais e logística

A sustentabilidade não depende apenas dos materiais, mas também da forma como são produzidos e transportados. O fabrico tradicional gera perdas significativas e o transporte de grandes componentes *offshore* implica elevados custos logísticos e emissões associadas.

Na perspetiva de processos industriais, a eficiência na produção é determinante. Fabrico digitalizado e de elevada precisão reduzem desperdícios de materiais, enquanto a integração de resíduos industriais em cadeias secundárias, como a valorização de fibras em cimenteiras ou a reutilização de escórias metálicas, reforça a circularidade. A criação de *hubs* industriais próximos a portos estratégicos, como Sines e Viana do Castelo, não só reduz custos logísticos e emissões associadas ao transporte de grandes componentes,

¹²⁵ [Comissão Europeia. “Registar substâncias químicas na UE \(Regulamento REACH\)”.](#)

¹²⁶ [Comissão Europeia. “Regulamento relativo à disponibilização e à utilização de produtos biocidas”.](#)

¹²⁷ [Comissão Europeia. “Requisitos de conceção ecológica dos produtos sustentáveis”.](#)

¹²⁸ [Projeto OCEANIC.](#)

como fortalece a capacidade produtiva nacional e integra Portugal em cadeias de valor europeias mais resilientes.

5.1.6. Benefícios económicos e ambientais da incorporação da circularidade na fase de fabrico

A experiência internacional mostra que investimentos iniciais em circularidade podem ser compensados a médio e longo prazo pela redução de custos de desmantelamento, pelo aumento do valor residual dos materiais e pela mitigação dos riscos associados à volatilidade das cadeias de abastecimento.

A aplicação de princípios de design circular é central neste esforço. Desde a fase de conceção, turbinas, pás e torres podem ser projetadas de forma a facilitar a desmontagem, a substituição de componentes e a sua posterior reciclagem. A modularidade contribui para reduzir os custos operacionais e o tempo de indisponibilidade, ao simplificar reparações e facilitar a substituição de componentes. Essa abordagem diminui a procura por matérias-primas ao limitar a necessidade de fabricar peças complexas ou de grande porte, concentrando a intervenção em módulos menores e padronizados. Em projetos *offshore*, onde as atividades de operação e manutenção podem representar até 30% do custo total do ciclo de vida, o design modular ajuda a prolongar a vida útil das infraestruturas e tornar a gestão de recursos mais eficiente.

Projetos como o MAREWIND indicam que a integração de materiais de pás mais duráveis e recicláveis pode reduzir o impacto ambiental em até 35%, onde 5%¹²⁹ estão relacionados a processos de fabricação dos produtos e materiais desenvolvidos. Além disso, em cenários otimistas, essas inovações têm mostrado potencial para reduzir o LCOE até 18% em projetos *offshore*¹³⁰, reforçando significativamente a competitividade da tecnologia.

Ao articular materiais, design, processos industriais e integração ecológica, a circularidade deixa de ser um complemento opcional e passa a constituir o eixo estratégico para o fabrico sustentável da energia eólica *offshore* em Portugal.

Este contexto reforça a necessidade de uma estratégia integrada que vá além da mera diversificação de fornecedores. Será essencial investir em inovação (substituição e redução da intensidade material), em reciclagem e em cadeias de valor europeias mais resilientes, garantindo que a transição energética não gera novas dependências críticas ou pressões ambientais insustentáveis.

A Tabela 5-1 sumariza os principais desafios identificados, as linhas de ações propostas e os respetivos impactos em termos de custos, prazos e benefícios esperados.

Nesta análise, considera-se curto prazo até 5 anos, médio prazo entre 5 e 10 anos, e longo prazo acima de 10 anos, em alinhamento com a maturidade tecnológica e regulatória expectável. As classificações qualitativas, baixo, médio e alto custo, servem para indicar a intensidade de investimento esperado em cada estratégia. Os custos efetivos dependerão do contexto dos projetos, do acesso a financiamento europeu e da maturidade tecnológica das soluções.

¹²⁹ Resultados apresentados em [RINA. "MAREWIND Project"](#).

¹³⁰ Resultados apresentados em [EDF. "MAREWIND: le projet européen pour rendre l'éolien offshore plus durable et rentable"](#).

Tabela 5-1. Principais desafios e estratégias para implementação de materiais e processos sustentáveis, considerando prazos, custos e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
Dependência externa de matérias-primas críticas	PT: reforçar reciclagem/reutilização de materiais críticos de equipamentos em fim de vida; integrar universidades e centros I&D em inovação para otimização do uso/substituição de materiais. UE: diversificação de fornecedores e integração em cadeias de valor resilientes.	Curto a médio prazo	Médio a alto	Maior resiliência de abastecimento; mitigação de riscos de sobrecurso; fortalecimento da investigação nacional.
Elevada procura de aço; Impacto do CBAM	PT: reforçar o uso de aço reciclado a curto prazo, incentivar a adoção de PDP e ACV/EPD em concursos públicos; preparar a indústria nacional para integrar gradualmente o “aço verde”. UE: Incentivos financeiros para produção e adoção progressiva de “aço verde” (<i>Clean Industrial Deal, Innovation Fund, CCfDs</i>).	Curto a longo prazo	Médio a alto	Redução da pegada carbónica; menor exposição ao CBAM; competitividade acrescida em leilões <i>offshore</i> ; apoio a decisões de investimento e políticas públicas mais sustentáveis.
Pegada carbónica e custos logísticos do betão	PT: produção local de betão em zonas portuárias estratégicas; promoção de cimentos de baixo carbono com adições; reintegração de resíduos industriais na cadeia produtiva; desenvolvimento de projetos-piloto de fundações flutuantes apoiados pelo PRR. UE: definição e validação internacional de normas técnicas comuns para fundações <i>offshore</i> em betão e partilha de experiências em larga escala.	Curto a médio prazo	Médio	Redução de intensidade carbónica (60% a 80%) e custo de fabricação e transporte (40% a 65%) das estruturas flutuantes; mobilização da capacidade industrial nacional.
Soluções circulares para materiais compósitos	PT: participação em projetos-piloto de biocompósitos aplicados a componentes secundários; desenvolvimento de investigação aplicada em processos de reciclagem/reutilização; mobilização de competências em ACV para gerar valor científico e disponibilizar métricas comparativas que apoiem decisões de projeto, inovação e políticas públicas. UE: desenvolvimento industrial de tecnologias de reciclagem e fabrico de pás em escala.	Médio a longo prazo	Alto	Redução de passivos ambientais; acesso a tecnologias emergentes; gestão mais eficiente dos recursos, abrangendo a valorização de resíduos, o cumprimento de obrigações regulatórias e o controlo dos custos de fim de vida.
Introdução de revestimentos anti-incrustantes mais sustentáveis	PT: dar continuidade à investigação aplicada em bio-revestimentos e desenvolvimento de base de dados; realização de projetos-piloto	Curto a médio prazo	Médio	Redução de barreiras à reciclagem; alinhamento regulatório.



Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
	em portos nacionais para validação em ambiente real. UE: regulamentação harmonizada e acesso a soluções já validadas, facilitando a adoção e escalabilidade.			
Ineficiências no fabrico e transporte	PT: digitalização e modernização de fábricas; descarbonização de portos e navios; criação de <i>hubs</i> industriais próximo a zonas portuárias; inovação nos processos de produção para permitir a revalorização de resíduos industriais como matérias-primas secundárias. UE: definição de normas técnicas comuns para padronizar processos de fabrico e montagem; promoção da interoperabilidade logística entre portos e cadeias de fornecimento europeias, assegurando que infraestruturas nacionais se integram de forma eficiente em cadeias de valor transnacionais.	Médio prazo	Médio	Redução de desperdícios e custos de produção; menor dependência de importações; melhor articulação com o setor europeu de fabrico, transporte e instalação, com minimização de custos de adaptação e prazos de instalação; fortalecimento da capacidade industrial nacional.
Falta de rastreabilidade	PT: implementação de PDP para aço, betão e revestimentos; integração de ACV/EPD em concursos públicos. UE: desenvolvimento da plataforma comum de PDP e harmonização metodológica.	Curto a médio prazo	Baixo a médio	Transparência e comparabilidade; escolhas orientadas por critérios de sustentabilidade; maior alinhamento com exigências europeias.

5.2. Promovendo a circularidade através de estratégias de manutenção

A longevidade das infraestruturas eólicas *offshore* flutuantes depende tanto da qualidade da conceção inicial quanto da gestão ativa da integridade durante a operação. Assim, a longevidade dos ativos *offshore* é determinada pela articulação entre a conceção, o desempenho operacional e a eficácia das estratégias de manutenção, que em conjunto asseguram a integridade e a durabilidade ao longo de todo o ciclo de vida. Esta secção descreve as práticas de manutenção que reduzem a degradação, melhoram a eficiência das reparações e estendem a vida útil operacional dos ativos.

5.2.1. Conceção orientada à manutenção

Apesar de ainda estar numa fase de amadurecimento, a energia eólica *offshore* flutuante herda várias décadas de experiência e conhecimento do P&G *offshore* (gestão de integridade de estruturas, amarrações, corrosão, intervenção submarina) e do eólico *offshore* fixo (fiabilidade de turbinas, logística de O&M, acesso e segurança, dados SCADA). No entanto, apesar dessa experiência acumulada, o setor eólico *offshore* flutuante apresenta novos desafios. As margens económicas mais reduzidas e a baixa tolerância a períodos de inatividade exigem uma abordagem de manutenção orientada à durabilidade, que minimize falhas, reduza custos e maximize a disponibilidade. Além disso, o comportamento dinâmico

das plataformas, turbinas, cabos elétricos e linhas de amarração introduz novos modos de falha e padrões de degradação que diferem dos observados em estruturas fixas, requerendo estratégias de manutenção específicas para ambientes flutuantes.

Neste contexto, a fase de concepção adquire um papel determinante, pois define previamente as condições para que a manutenção e a durabilidade possam apoiar estratégias circulares de reutilização e extensão de vida. Ao incorporar princípios de economia circular, a concepção orientada à manutenção passa também a considerar a reutilização e a extensão de vida dos componentes, transformando a durabilidade num vetor de redução de desperdício e aumento do valor do investimento.

A integração da perspectiva de manutenção numa fase inicial do projeto é essencial, sobretudo na definição de acessos, modularidade e sistemas que facilitem a substituição de componentes críticos. A modularização constitui uma estratégia-chave da economia circular, pois facilita a desmontagem, reparação e atualização de módulos, permitindo prolongar a vida útil de forma eficiente e reduzir a geração de resíduos.

Um projeto orientado à manutenção não melhora diretamente a resistência dos materiais, mas melhora a reparabilidade e a eficiência das intervenções, o que se traduz numa vida útil funcional mais longa e custos de ciclo de vida menores. Essa extensão de vida útil é uma estratégia fundamental da economia circular, pois reduz fluxos de resíduos e consumo de materiais primários, enquanto distribui o investimento de capital por um período operacional mais longo, potencialmente diminuindo o LCOE.

A seleção de materiais deve ser articulada com ferramentas como ACV, EPD e PDP, garantindo avaliação de impacto ambiental, rastreabilidade, compatibilidade com futuros caminhos de reciclagem e coerência com as estratégias de fabrico sustentável. A integração desses instrumentos na fase de concepção assegura coerência entre manutenção, desmontagem futura e reintegração de materiais no ciclo produtivo.

De acordo com o documento técnico-normativo DNV-RP-0416¹³¹, os sistemas de proteção anticorrosiva devem ser concebidos e geridos com base em requisitos de projeto, construção e inspeção em serviço, com especificações definidas para cada zona de exposição e com a combinação adequada de revestimentos e proteção catódica, de modo a assegurar o desempenho e a integridade estrutural ao longo de toda a vida útil do ativo. A adoção de soluções integradas de proteção e manutenção preventiva permite reduzir custos e emissões logísticas, prolongar a funcionalidade dos componentes e adiar substituições estruturais, contribuindo para maior circularidade e sustentabilidade operacional.

5.2.2. Estratégias de manutenção preditiva e baseada em condição

A manutenção preditiva constitui o passo seguinte da manutenção orientada à durabilidade, ao permitir antecipar e prevenir falhas antes que se manifestem, com base em dados reais de operação e modelos de comportamento.

Com a evolução da capacidade computacional e de modelos de *machine learning* (ML), a tendência é que a atividade de O&M em parques eólicos *offshore* flutuantes migre para estratégias de manutenção preditiva, apoiadas em gémeos digitais.

Os gémeos digitais estão a tornar-se a espinha dorsal da manutenção inteligente no eólico *offshore* flutuante ao combinar modelos físicos, que representam o comportamento hidrodinâmico e estrutural

¹³¹ [DNV-RP-0416 Corrosion protection for wind turbines – Recommended Practice.](#)

dos componentes, e controlo da turbina, com dados reais de operação, como medições de vento, vibrações e acelerações. Desta forma, estes modelos permitem estimar, de forma contínua, variáveis que não são diretamente mensuráveis, como tensões nas linhas de amarração ou fadiga acumulada na torre, possibilitando a avaliação em tempo real do estado de saúde e da vida útil remanescente dos componentes críticos.

A harmonização e partilha segura desses dados operacionais, no quadro do EU Data Act¹³² e de plataformas como o ETIP Wind¹³³, é uma condição essencial para gerar conhecimento comparável e acelerar a aprendizagem setorial, permitindo identificar padrões de falha e otimizar intervenções entre operadores e geografias distintas.

Com base nesses diagnósticos, a manutenção deixa de seguir calendários fixos e passa a ser orientada sob uma perspetiva de risco e condição: atua-se antes de os limites de segurança serem ultrapassados, evitando tanto falhas críticas como manutenções demasiado prematuras. Esta abordagem aumenta a disponibilidade operacional, reduz custos e prolonga a vida útil dos ativos, princípios centrais da hierarquia circular.

A deteção atempada de anomalias permite calendarizar intervenções dentro de janelas meteorológicas favoráveis, antes de surgirem falhas graves que exigiriam manutenção pesada ou mesmo a substituição integral do componente. Casos práticos já demonstram esse impacto, como por exemplo, modelos de *machine learning* aplicados a caixas de velocidades dos aerogeradores, que permitiram emitir alertas de degradação 4-6 meses antes da falha, apenas a partir de padrões anómalos de vibração e temperatura (Maldonado-Correa, Torres-Cabrera, Martín-Martínez, Artigao, & Gómez-Lázaro, 2024). Da mesma forma, análises SCADA baseadas em algoritmos de *machine learning* têm identificado eventos de falha num gerador com meses de antecedência, permitindo o planeamento de intervenções e otimização da mobilização de recursos, como por exemplo embarcações. Outras simulações encontradas na literatura (Turnbull & Carroll, 2021) indicam um potencial de redução de 12,5% dos custos de O&M e 15,75% do tempo de inatividade através da incorporação de estratégias preditivas, reforçando o valor circular ao evitar substituições prematuras e logística intensiva.

Embora a seleção de revestimentos anticorrosivos e *antifouling* adequados deva ser abordada na fase de conceção (ver Secção 5.2.1), a sua eficácia ao longo do tempo depende da monitorização contínua e capacidade preditiva, uma vez que esse desafio está diretamente relacionado com as condições do ambiente marinho.

Em operação, a corrosão permanece entre as causas mais relevantes de degradação e encurtamento da vida útil, sendo muitas vezes acelerada pelo crescimento biológico nas estruturas. A corrosão, compromete a resistência mecânica e aumenta o custo de manutenção. A mitigação eficaz exige soluções combinadas de proteção catódica, aplicação de revestimentos anticorrosivos multiestrato e monitorização eletroquímica contínua em pontos críticos, como junções, soldaduras e interfaces água/ar. A integração destes dados em modelos de manutenção preditiva permite acompanhar a taxa de degradação em tempo real e antecipar intervenções antes que ocorram falhas estruturais significativas.

¹³² [EU Data Act \(EU 2023/2854\)](#).

¹³³ [ETIPWind- Plataforma Europeia de Tecnologia e Inovação em Energia Eólica](#).

Em estruturas flutuantes, o *biofouling* é um fator crítico adicional que altera o peso, centro de gravidade e arrasto hidrodinâmico da plataforma, afetando a resposta dinâmica e o comportamento em mar. No caso dos cabos elétricos dinâmicos e amarrações, a prevenção continua a ser mais eficaz do que correção. A seleção de revestimentos anti-incrustantes, como biocidas (quando regulamentarmente permitidos), ou *fouling-release* de silicone isentos de biocida, podem reduzir a taxa de colonização. Quando a limpeza se torna necessária, a utilização de ROVs equipados com sistemas de jato de água constitui uma alternativa eficiente e de baixo impacto ambiental (a depender da espécie). Em situações pontuais, podem ser mobilizados mergulhadores certificados para inspeção ou intervenção localizada.

Como mencionado na Secção 5.1.4, projetos de investigação como o OCEANIC são fundamentais para validação de soluções anti-incrustantes com intuito de aumentar a fiabilidade e tempo de vida de estruturas, assim como a criação de uma base de dados robusta, de forma a dar apoio aos setores que atuam no meio marinho.

No plano ecológico, as estruturas flutuantes funcionam como habitats artificiais, passíveis de colonização por diversas espécies marinhas, incluindo espécies exóticas invasoras, o que pode representar riscos ambientais. Estas espécies podem expandir a sua distribuição geográfica ao utilizarem os flutuadores e cabos como vetores de dispersão para zonas costeiras, alterando a composição ecológica local e competindo com espécies autóctones por espaço e recursos. Este fenómeno exige monitorização e controlo adaptativo, uma vez que pode comprometer a biodiversidade marinha e suscitar questões de conformidade ambiental no âmbito da Diretiva-Quadro Estratégia Marinha¹³⁴ (DQEM), bem como nos planos nacionais de controlo de espécies invasoras aquáticas.

5.2.3. Digitalização e automação das operações de O&M offshore

A digitalização e a automação surgem como o complemento da manutenção preditiva. Estas abordagens estão a redefinir a forma como se planeia e executa a manutenção *offshore*, permitindo intervenções mais seguras, precisas e orientadas ao estado real e à integridade dos ativos.

Os avanços tecnológicos da última década, como o recurso a *drones* aéreos capazes de inspecionar pás de turbinas de forma autónoma, entre outras soluções de robótica e análise de dados, têm reduzido, em média, a duração, a frequência e os riscos das intervenções humanas nas turbinas, abrindo espaço a campanhas mais cirúrgicas e a uma gestão de integridade orientada à mitigação do risco.

Relatórios setoriais (ORE Catapult, 2021) indicam que a adoção de robótica e automação na manutenção de parques eólicos *offshore* flutuantes, poderá proporcionar reduções entre 18,8% a 25,8% no OPEX até 2040, correspondendo a 3,9% a 5,9% de redução no LCOE e aumentos de 1,2% a 1,7% na disponibilidade operacional.

A nível europeu, está a ganhar tração o desenvolvimento de plataformas interoperáveis de dados operacionais que alimentem algoritmos de manutenção e processos de certificação de fiabilidade, combinando a normalização IEC 61400-25-6¹³⁵ com esquemas de certificação DNV¹³⁶ e novas regras de

¹³⁴ [Diretiva-Quadro Estratégia Marinha \(DQEM\).](#)

¹³⁵ [IEC 61400-25-6: Wind energy generation systems - Part 25-6: Communications for monitoring and control of wind power plants - Logical node classes and data classes for condition monitoring.](#)

¹³⁶ [DNV-SE-0448 Certification of service and maintenance activities in the wind energy industry.](#)

partilha segura e anonimizada de dados sob o EU Data Act (em conformidade com as prioridades refletidas em agendas de ETIP Wind). Adicionalmente, iniciativas como IEA Wind Task 43¹³⁷ têm destacado a importância da interoperabilidade e da partilha estruturada de dados operacionais, essenciais para alimentar algoritmos de manutenção preditiva e certificação de fiabilidade.

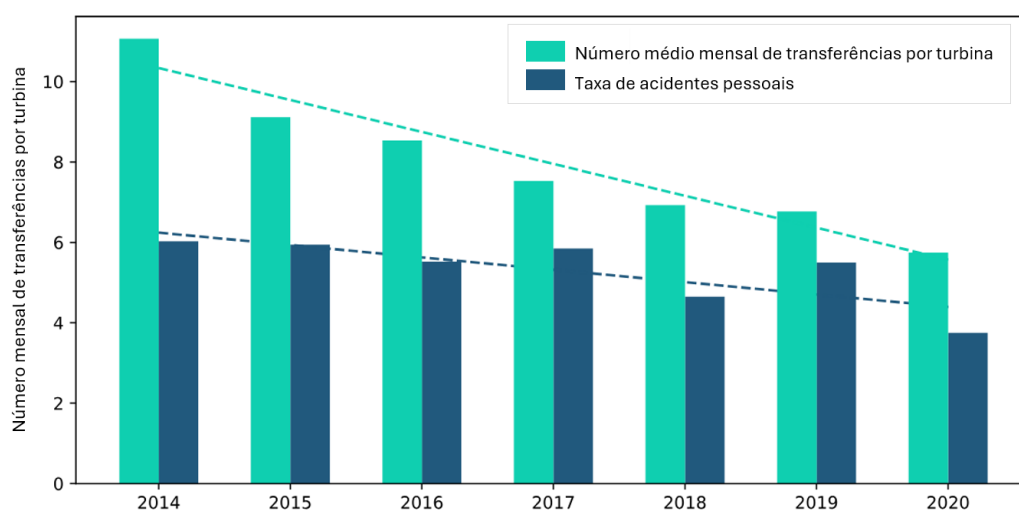


Figura 5-1. Número médio mensal de visitas a turbinas eólicas *offshore* fixas no Reino Unido, por ano, e taxa de acidentes pessoais. Fonte: Relatório Sparta (2021)¹³⁸.

A tendência apresentada na Figura 5-1, relativa a parques eólicos *offshore* fixos no Reino Unido, demonstra como a digitalização e o uso crescente de drones e sistemas autónomos permitem reduzir o número de visitas presenciais sem comprometer a qualidade da manutenção. Esta evolução, que deverá intensificar-se também nos projetos flutuantes, traduz-se em menor risco humano e menor solicitação mecânica sobre as estruturas, contribuindo diretamente para a durabilidade dos ativos, enquanto assegura operações mais seguras e sustentáveis.

Como discutido na Secção 3.3.5, a manutenção dos grandes parques eólicos *offshore* flutuantes recorrerá sobretudo a embarcações menores do que os *jack-ups* utilizados nos parques fixos, reduzindo assim o consumo de combustível e as emissões carbónicas associadas. Além disso, os dados sugerem que o aumento do tamanho e potência das turbinas não tem afetado as necessidades de manutenção dos aerogeradores, o que indica que, por MWh de eletricidade gerada, as necessidades de manutenção, e consequentemente as emissões associadas, poder-se-ão reduzir, contribuindo para um ciclo de vida mais eficiente e sustentável.

Sempre que a abordagem *tow-to-port* (que implica reboques prolongados até porto para manutenção) for evitável, desbloqueiam-se ganhos adicionais de sustentabilidade para as plataformas, quer pela

¹³⁷ [IEA Wind Task 43 - Digitalization of Wind Energy](#).

¹³⁸ [ORE Catapult, SPARTA Report \(2021\)](#).

diminuição de consumos e emissões, quer pela menor degradação operacional associada às cargas durante o reboque.

Estas inovações digitais e robóticas reforçam o desempenho circular do sistema, ao reduzir deslocações e emissões logísticas, permitir intervenções direcionadas e manter os componentes em operação por mais tempo com menor impacto ambiental. Desta forma, a digitalização é não apenas um ganho operacional, mas um facilitador direto da circularidade, promovendo manutenção mais eficiente, ativos mais duráveis e menor consumo de recursos por MWh gerado.

Assim, as políticas de manutenção e inspeção devem procurar um equilíbrio entre integridade estrutural, segurança operacional e sustentabilidade ecológica, assegurando que as práticas de O&M previnem a degradação material sem agravar os impactos sobre os ecossistemas marinhos. Uma gestão integrada e adaptativa, baseada em monitorização ambiental contínua e manutenção preventiva, é essencial para prolongar a vida útil dos componentes dos sistemas eólica *offshore* flutuante para além do seu tempo de projeto sem comprometer a segurança. Esta prática reduz o consumo de materiais e energia associados à substituição, mantendo a eficiência energética e a competitividade económica do projeto. Como consequência, o tempo necessário para que o sistema recupere a energia e as emissões geradas na sua fabricação e instalação, normalmente expressos na literatura internacional como indicadores *Energy Payback Time* e *Carbon Payback Time*, também é reduzido, uma vez que a infraestrutura produz energia limpa durante mais tempo com o investimento de carbono e energia otimizado.

A Tabela 5-2 sumariza os principais desafios identificados, as linhas de ações propostas e os respetivos impactos em termos de custos, prazos e benefícios esperados, no contexto das estratégias de fim de vida dos ativos e componentes.

Nesta análise, considera-se curto prazo até 5 anos, médio prazo entre 5 e 10 anos, e longo prazo acima de 10 anos, em linha com a maturidade tecnológica e regulatória expectável. As classificações baixo, médio e alto custo servem para indicar, de forma qualitativa, a intensidade de investimento esperado em cada estratégia. Os custos efetivos dependerão do contexto dos projetos, do acesso a financiamento europeu e da maturidade tecnológica das soluções.

Tabela 5-2. Principais desafios e estratégias para implementação manutenção para durabilidade de ativos, considerando prazos, custos e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
Integração de critérios que facilitem a manutenção na fase de conceção	PT: desenvolver guias técnicos de conceção orientados para manutenção, modularização e incorporação de ACV/EPD/PDP. UE: critérios comuns de conceção circular em normas e leilões.	Curto a médio prazo	Médio	Redução dos custos de ciclo de vida; aumento da reparabilidade e reciclabilidade das estruturas; menor consumo de materiais primários e emissões associadas.
Gestão da corrosão e do biofouling	PT: aplicação de diretrizes anti-corrosão e anti-fouling (DNV-RP-0416); monitorização contínua com ROVs/sensores.	Curto a médio prazo	Médio	Maior durabilidade estrutural; menor risco ambiental; redução de custos e emissões relacionados com



Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
	UE: alinhamento de normas e dados sobre revestimentos sob REACH/BPR; promoção de criação de base de dados de desempenho e impacto ambiental.			substituição de componentes e logística.
Manutenção preditiva e gestão de dados	PT: implementação de gémeos digitais e inventários dinâmicos de integridade; integrar sensores, modelos de ML e reporte contínuo de desempenho. UE: desenvolvimento de plataformas europeias interoperáveis de ciclo de vida e bibliotecas de dados de fiabilidade e manutenção sob o EU Data Act.	Curto a médio prazo	Médio	Manutenção mais eficiente; redução do OPEX; aumento da disponibilidade; criação de base de dados para extensão de vida útil e reutilização de componentes.
Digitalização e automação das operações de O&M offshore	PT: adoção de inspeções autónomas com drones e ROVs; desenvolver centros de controlo remoto e integração de IA para planeamento de O&M. UE: normalização de operações autónomas; promoção de partilha segura e anonimizada de dados operacionais sob o EU Data Act e programas como ETIP Wind.	Médio prazo	Médio	Redução do custo de inspeção; menor risco e pegada carbónica; melhoria contínua com base em dados reais
Extensão de vida útil e certificação	PT: validação em ambiente marinho português de metodologias de extensão de vida baseadas em manutenção preditiva e integridade estrutural. UE: harmonização de guias e normas de certificação (DNV, IEC, ETIP Wind) para garantir critérios comuns de fiabilidade, segurança e circularidade na operação prolongada.	Médio a longo prazo	Médio	Metodologias validadas em condições reais; extensão de vida útil; redução de substituições e emissões; base científica para certificação futura.
Coordenação ambiental e circularidade operacional	PT: implementação de monitorização ambiental contínua; integração de dados de manutenção e ecologia marinha; gestão adaptativa de espécies invasoras e biofouling. UE: harmonização de indicadores de sustentabilidade; integração de relatórios de O&M e biodiversidade.	Médio prazo	Médio	Operação sustentável; conformidade ambiental.

5.3. Estratégias para o fim da vida dos equipamentos

As estratégias apresentadas na Secção 5.1 evidenciam que a circularidade na energia eólica *offshore* deve começar logo na fase de conceção e fabrico, através da seleção de materiais sustentáveis, processos eficientes e soluções de design modular. No entanto, a viabilidade de um ciclo verdadeiramente circular depende igualmente da gestão do fim de vida dos equipamentos, onde são definidos os processos de desmantelamento, reutilização e reciclagem que permitem recuperar valor económico e ambiental.

5.3.1. Enquadramento regulatório e normativo

O enquadramento jurídico aplicável ao fim de vida e desmantelamento de infraestruturas eólicas *offshore* é implementado através de diferentes diplomas, combinando normas internacionais, europeias e nacionais que visam garantir a segurança marítima, a proteção ambiental e a circularidade dos materiais.

A nível internacional, o regime base é definido pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar (UNCLOS)¹³⁹, que estabelece, no seu artigo 60º, que as instalações desativadas devem ser removidas para assegurar a segurança da navegação e a proteção do meio marinho. No entanto, a Convenção admite derrogações parciais quando a remoção integral não seja técnica ou ambientalmente justificável, permitindo que determinados elementos permaneçam in situ desde que não representem riscos para o ambiente ou para a navegação. A Organização Marítima Internacional (IMO) complementa este enquadramento com as Diretrizes de 1989¹⁴⁰ sobre remoção de estruturas *offshore*, que enfatizam a avaliação caso a caso, incorporando fatores de segurança e custo.

No espaço europeu, o regime é operacionalizado pela Convenção OSPAR para a Proteção do Atlântico Nordeste, que em 1998 adotou a Decisão 98/3¹⁴¹, sobre o desmantelamento de instalações *offshore*. Essa decisão, revista em 2024¹⁴², consolidou uma metodologia harmonizada de avaliação comparativa, exigindo que os operadores demonstrem, com base em dados técnicos e ambientais, que a remoção total é a opção mais sustentável. O novo anexo introduz critérios objetivos para ponderar custos, riscos de segurança, emissões, integridade do fundo marinho e biodiversidade, permitindo exceções à remoção integral quando devidamente justificadas. Esta abordagem garante maior transparência e previsibilidade regulatória, tornando a OSPAR o modelo de referência para a Europa na integração dos princípios de precaução, avaliação ambiental cumulativa e economia circular.

O quadro jurídico da União Europeia complementa e reforça estas disposições, constituindo hoje a estrutura mais avançada para o desmantelamento sustentável de infraestruturas *offshore*. As diretivas e regulamentos europeus aplicam uma abordagem integrada baseada em três eixos, proteção ambiental, circularidade e segurança industrial:

¹³⁹ [Artigo 60\(3\) da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar \(UNCLOS\)](#).

¹⁴⁰ [International Maritime Organization \(IMO\) – Resolução A.672\(16\) “Guidelines and Standards for the Removal of Offshore Installations and Structures on the Continental Shelf and in the Exclusive Economic Zone”](#)

¹⁴¹ [OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations](#).

¹⁴² [OSPAR Decision 2024/01 amending OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations](#).

- **Diretiva-Quadro dos Resíduos (2008/98/CE)**¹⁴³: define a hierarquia de gestão (prevenção, reutilização, reciclagem, valorização e eliminação), o princípio do poluidor-pagador e a Responsabilidade Alargada do Produtor (EPR)¹⁴⁴, fundamentais para o tratamento dos materiais e componentes no fim de vida;
- **Diretiva de Avaliação de Impacto Ambiental (2011/92/UE)**: assegura que o desmantelamento é considerado no ciclo de vida do projeto, avaliando os efeitos cumulativos e as medidas de mitigação necessárias;
- **Diretiva-Quadro Estratégia Marinha (2008/56/CE – DQEM)**: obriga os Estados-Membros a manter o “bom estado ambiental” das águas marinhas, incluindo a gestão das pressões associadas a infraestruturas energéticas, e integra o Descriptor 2 sobre espécies não indígenas, relevante para a prevenção da propagação de espécies invasoras durante as operações de desmantelamento.

A estas diretivas somam-se instrumentos regulatórios mais recentes de natureza industrial e circular:

- **Regulamento (UE) 2024/1781** (Ecodesign for Sustainable Products Regulation - ESPR)¹⁴⁵, introduz o passaporte digital do produto e exigências de composição, rastreabilidade, reparabilidade, reciclabilidade e conteúdo reciclado;
- **Regulamento (UE) 2024/1252 – Critical Raw Materials Act (CRMA)**¹⁴⁶: concentra-se na segurança de abastecimento e define metas para capacidade de extração, processamento e reciclagem de matérias-primas críticas, enviando sinais claros para a recuperação de metais e elementos estratégicos em cadeias como a da energia eólica.

Em Portugal, como mencionado na Secção 2.4.4, o enquadramento nacional incorpora estes princípios através de vários diplomas complementares. O TUPEM, previsto no DL n.º 38/2015, estabelece como regra geral a remoção das estruturas e a reposição das condições ambientais iniciais no termo da licença, podendo admitir exceções fundamentadas por razões técnicas ou ambientais. O RJAIA (DL n.º 151-B/2013) regula as condições de desativação e monitorização, operacionalizadas via LUA (DL n.º 75/2015). O PAER atualmente integrado no PSOEM especifica que a remoção integral das estruturas é obrigatória, salvo se demonstrado que a permanência *in situ* oferece vantagens ambientais comprovadas ou oportunidades de reutilização segura.

A gestão de resíduos e a recuperação de materiais regem-se pelo Regime Geral de Gestão de Resíduos (DL n.º 102-D/2020)¹⁴⁷, que transpõe a Diretiva-Quadro dos Resíduos e vincula a hierarquia de tratamento, clarificando as obrigações dos produtores e importadores. Este regime articula-se com os regulamentos ESPR e CRMA, promovendo a criação de cadeias de reciclagem regionais e de valorização de materiais para componentes críticos, como ímanes permanentes, cabos de alta tensão e sistemas eletrónicos de potência.

¹⁴³ [União Europeia.” Diretiva 2008/98/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 19 de novembro de 2008, relativa aos resíduos”.](#)

¹⁴⁴ [Diário da República. “Princípio da responsabilidade alargada do produtor”.](#)

¹⁴⁵ [Comissão Europeia. “Regulamento \(UE\) 2024/1781 de Conceção Ecológica para Produtos Sustentáveis”.](#)

¹⁴⁶ [Regulation \(EU\) 2024/1252 —Critical Raw Materials Act \(CRMA\).](#)

¹⁴⁷ [Diário da República. “Regime Geral de Gestão de Resíduos, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 102-D/2020”.](#)

A decisão de manter ou remover estruturas deverá, portanto, integrar múltiplas dimensões, ambiental, económica, técnica e social e promovendo processos participativos e transparentes entre operadores, autoridades, cientistas e comunidades locais. Esta abordagem, recomendada por estudos recentes de governação (Jurrius & van Hoof, 2024), permite equilibrar as metas de proteção da biodiversidade, circularidade de materiais e eficiência económica, consolidando o reaproveitamento *in situ* como uma opção legítima de desmantelamento sustentável.

Neste contexto, Portugal deverá assegurar que os planos de descomissionamento sejam apresentados desde a fase de licenciamento, avaliando cenários de remoção total e parcial de acordo com os critérios da OSPAR e da legislação europeia. É igualmente essencial incluir nos concursos e concessões requisitos de rastreabilidade, informação técnica e planos de valorização, que permitam, no fim de vida, uma triagem eficiente dos materiais e a escolha da estratégia de desmantelamento mais sustentável. A coordenação entre a APA, a DGRM e as capitánias, bem como o estabelecimento de parcerias com operadores nacionais e europeus, será determinante para garantir a recuperação de matérias-primas críticas e maximizar o valor económico e ambiental retido no território nacional.

5.3.2. Estratégias de fim de vida e os seus desafios

Existem diferentes alternativas para levar a cabo o desmantelamento de um projeto de energias renováveis oceânicas. Estas alternativas frequentemente coexistem, e a melhor combinação de soluções depende do tipo de tecnologia e materiais utilizados, do estado estrutural, do contexto ambiental e regulatório, das janelas operacionais e da capacidade industrial disponível.

De acordo com a Diretiva-Quadro dos Resíduos, a seleção das estratégias de fim de vida deve respeitar a hierarquia de gestão de resíduos, privilegiando as cadeias que mantêm maior valor nos materiais e componentes: (i) prevenção, (ii) reutilização e reaproveitamento, (iii) reciclagem, (iv) outras formas de valorização, como, por exemplo, a valorização energética, e (v) eliminação, apenas em último recurso.

No setor eólico, esta hierarquia aplica-se de forma contextual e flexível. Processos como a extensão de vida útil e a repotenciação podem preceder a reciclagem, por preservarem o valor funcional dos ativos, enquanto o reaproveitamento *in situ* pode ser preferível quando reduz impactos ambientais e custos de desmantelamento.

Com base nas especificidades do setor, apresentam-se de seguida as principais estratégias da gestão de fim de vida dos ativos:

- **Prevenção:** refere-se às estratégias aplicadas nas fases de conceção e manutenção. Um projeto pensado de forma integrada, desde o *design* inicial até ao fim de vida, permite antecipar soluções de reutilização, reaproveitamento e reciclagem, assegurando uma gestão mais eficiente de recursos.

Um projeto otimizado, com uso de materiais sustentáveis (Secção 5.1) e estratégias de manutenção preventiva que prolonguem a vida útil dos componentes e minimizem a necessidade de substituição (Secção 5.2), reduz a geração de resíduos e impactos ambientais e económicos.

Esta abordagem evidencia como todas as fases do ciclo de vida são interdependentes: decisões tomadas na fase de conceção influenciam diretamente os processos de desmantelamento e valorização futuras. O principal desafio reside na incorporação efetiva de critérios de circularidade desde a fase de projeto, ainda pouco exigidos nos processos de licenciamento e contratação;

- **Extensão de vida útil:** Pode ser a solução mais económica e de menor impacto a curto prazo, sobretudo quando existe monitorização digital contínua e manutenção preventiva bem estruturada.

Em projetos flutuantes, a leitura do comportamento de ancoragens, linhas e cabos, suportada por inspeções ROV/AUV, é particularmente importante.

A decisão de prolongar a vida útil deve ser suportada através de avaliação técnica e económica detalhada, incluindo: (i) inspeções e ensaios estruturais e funcionais, para verificar integridade e fadiga acumulada, (ii) avaliação de desempenho e perdas de eficiência, que podem afetar a rentabilidade do prolongamento, (iii) análise de risco e de fiabilidade, considerando cenários de falha e custos de manutenção acrescida, e (iv) certificação independente da extensão de operação, conforme normas internacionais, por exemplo, definidas pela DNV¹⁴⁸ e IEC¹⁴⁹.

A extensão de vida permite adiar investimentos de substituição, suavizar picos de desmantelamento e ganhar tempo para preparar cadeias de valorização mais maduras. No entanto, deve ser comparada com alternativas como a repotenciação, ponderando-se sempre o equilíbrio entre custo, risco e benefício energético;

- **Repotenciação:** A substituição de turbinas por modelos mais eficientes, preservando infraestruturas como sistemas de ancoragem e cabos, reduz o volume de resíduos e encurta prazos de intervenção. Esta abordagem, frequentemente designada na remoção parcial, é também uma forma válida de prolongar a vida útil dos ativos, desde que seja demonstrada a integridade estrutural e ambiental das partes mantidas. Requer, contudo, avaliação técnica e económica rigorosas, e enquadramento regulatório, conforme mencionado na Secção 5.1, assegurando-se de que a substituição cumpre normas de segurança, licenciamento marítimo e gestão de resíduos, e que os custos de substituição se justificam face aos ganhos de desempenho e eficiência.

Quando bem enquadrada, a repotenciação permite compatibilizar objetivos de descarbonização, eficiência de recursos e redução de impactos ambientais, em conformidade com os princípios da economia circular definidos pela União Europeia;

- **Reutilização:** Sempre que os subconjuntos mantêm integridade funcional, a sua segunda vida como peças de reposição ou equipamentos reconicionados permite reduzir custos e adiar a aquisição de novos componentes.

No eólico *onshore*, já existe um mercado secundário relativamente consolidado para turbinas reconicionadas. Por outro lado, no eólico *offshore*, a reutilização é mais desafiante devido às condições ambientais severas a que os equipamentos são submetidos, mas continua relevante para elementos com valor residual significativo.

Entre os componentes com potencial de reutilização incluem-se (i) equipamentos elétricos e eletromecânicos, como geradores, conversores, transformadores e sensores, que podem ser reconicionados e reinstalados, (ii) cabos elétricos, reutilizáveis após testes de integridade elétrica e mecânica, (iii) subconjuntos estruturais modulares, como sistemas de amarração, reaproveitáveis após ensaios de integridade e fadiga, (iv) componentes de subestações, nomeadamente transformadores e sistemas de controlo, passíveis de reutilização ou reciclagem direta.

¹⁴⁸ [DNV-ST-0262 Lifetime extension of wind turbines.](#)

¹⁴⁹ [IEC Technical Specification 61400-28. "Wind energy generation systems - Part 28: Through-life management and life extension of wind power assets".](#)

A modularidade e padronização incorporadas na fase de conceção simplificam a desmontagem, extração e remontagem dos componentes, sendo fatores essenciais para a viabilidade técnica e operacional da reutilização no setor *offshore*.

Para viabilizar esta estratégia, é essencial a existência de centros de teste e certificação que garantam a fiabilidade, rastreabilidade e normalização dos componentes reutilizados. Atualmente, a falta de recomendações internacionais padrão para ensaios e certificação de peças reconcondicionadas limita a sua aceitação por operadores e seguradoras. Além disso, a viabilidade económica da reutilização depende da criação de um mercado secundário ativo e de mecanismos de incentivo à certificação e recondicionamento de componentes já utilizados;

- **Reaproveitamento:** Consiste em atribuir novas funções a componentes ou estruturas após o fim da sua operação original, prolongando a sua utilidade e evitando a eliminação. No contexto da energia eólica *offshore*, esta abordagem pode assumir duas formas principais:
 - Reaproveitamento após remoção total: Implica a retirada completa do componente ou estrutura, o seu recondicionamento ou transformação e a reaplicação em novos usos, como (i) pás eólicas cortadas e transformadas em barreiras acústicas, mobiliário urbano, ou estruturas arquitetónicas, (ii) torres metálicas ou secções estruturais reaproveitadas como suportes para painéis fotovoltaicos ou infraestruturas portuárias, (iii) cabos elétricos, que, quando a sua reutilização integral não é viável, podem ser desmontados e processados para recuperação de cobre, alumínio e polímeros, posteriormente utilizados em novas aplicações elétricas ou industriais, e (iv) elementos de betão, que podem ser reaproveitados diretamente, como blocos de quebra-mares, estruturas de proteção costeira ou fundações temporárias, mantendo a sua integridade física e adquirindo uma nova função diferente da original. Esta rota depende de instalações portuárias e industriais adequadas, capazes de realizar corte, transporte, e certificação de segurança;
 - Reaproveitamento *in situ*: Consiste na manutenção total ou parcial das estruturas no local, atribuindo-lhes novas funções após o encerramento da operação. Este tipo de reaproveitamento tem sido estudado em diversos países europeus, permite reduzir custos de desmantelamento, para minimizar impactos ambientais e preservar habitats artificiais formados durante a operação. As estruturas submersas atuam como substratos que favorecem a fixação de organismos marinhos e o desenvolvimento de comunidades bentónicas, promovendo o efeito de recife artificial. Estas estruturas podem servir de abrigo e zona de alimentação, contribuindo para a biodiversidade local. Os principais processos de reaproveitamento *in situ* incluem: i) conversão em recifes artificiais ou habitats marinhos, ii) integração com sistemas de aquacultura multitrófica integrada, iii) utilização como plataformas de investigação e monitorização ambiental, iv) reaproveitamento para geração híbrida, integrando sistemas de energia solar, energias das ondas e/ou armazenamento. A restrição de atividades de pesca e navegação na área reforça este efeito, funcionando como uma zona de exclusão de perturbação e, potencialmente, como refúgio ecológico. Apesar das suas vantagens, o reaproveitamento *in situ* requer avaliação caso a caso, segundo critérios científicos e regulamentares.
- **Reciclagem:** Consiste na transformação de resíduos em matérias-primas secundárias, permitindo a sua reintegração nas cadeias produtivas quando a reutilização ou o reaproveitamento deixam de ser viáveis, minimizando a extração de recursos primários e o volume de resíduos destinados à eliminação.

No contexto da economia circular, a valorização material assenta em dois pilares complementares: (i) reutilização e reaproveitamento, de componentes e estruturas, respetivamente, prolongando a sua vida útil, e (ii) reciclagem dos materiais, reduzindo a necessidade de extração de matérias-primas.

Nos fluxos metálicos, existe maturidade tecnológica e mercado consolidado, uma vez que esses materiais apresentam elevadas taxas de recuperação e valor residual significativo. O aço, o cobre e o alumínio provenientes de torres, subestruturas e cabos são fundidos e reintegrados nas cadeias industriais, enquanto o aço das plataformas e subestruturas é normalmente encaminhado para siderurgias, onde é reciclado para produzir novos componentes estruturais e perfis metálicos.

No caso dos cabos elétricos de alta tensão, embora existam tecnologias de separação e refinação eletromecânica capazes de recuperar metais e polímeros com elevado grau de pureza, Portugal ainda não dispõe de linhas industriais dedicadas. Esta limitação obriga ao envio dos materiais para tratamento noutros países, resultando numa perda de valor económico no mercado interno.

No caso do betão, o reaproveitamento direto de blocos inteiros é a solução que melhor preserva o valor incorporado. No entanto, essa abordagem requer condições específicas de integridade estrutural e planeamento prévio de desmontagem. Quando tal não é viável, o destino mais comum é a reciclagem como agregado, obtida por britagem seletiva, que permite separar as armaduras metálicas e reutilizar os agregados em obras marítimas, portuárias ou rodoviárias. Esta forma de valorização, embora ambientalmente mais favorável do que a deposição em aterro, conduz a uma perda de valor funcional do material, uma vez que o betão reciclado é usado sobretudo em enchimentos e sub-bases rodoviárias, e não em aplicações estruturais de alto desempenho. De forma complementar, a fração mineral do betão pode ser valorizada na indústria cimenteira, atuando como substituto parcial de clínquer ou matéria-prima secundária, num processo semelhante à reciclagem mineral. Nesta rota, o betão atua como componente mineral, enquanto outras frações associadas, como compósitos, revestimentos ou resíduos poliméricos, são utilizadas como combustível alternativo em coprocessamento, combinando valorização energética e material.

Os compósitos das pás eólicas representam atualmente o maior desafio tecnológico da reciclagem no setor. A sua estrutura heterogénea, composta por fibras de vidro ou carbono, resinas poliméricas e aditivos, dificulta a separação eficiente e a valorização material. As opções mecânicas permitem triturar e moer as pás para obtenção de granulados e fibras curtas que podem ser utilizados como adição ou reforço em plásticos reforçados e betão leve. Em paralelo, as opções químicas, permitem recuperar fibras mais puras e produtos químicos derivados das resinas, passíveis de reutilização em novos compósitos ou como matéria-prima secundária em processos industriais. Contudo, os processos de reciclagem de compósitos permanecem em fase de demonstração, com custos elevados e limitações de escala industrial;

- **Eliminação:** Constitui o último nível da hierarquia de gestão de resíduos, aplicando-se apenas quando não existem alternativas técnica ou economicamente viáveis de reutilização, reaproveitamento ou reciclagem. Inclui também os resíduos remanescentes gerados nas demais estratégias de fim de vida, como rejeitados de processos de reciclagem, frações não valorizáveis de compósitos ou resíduos resultantes do coprocessamento, que, por limitações tecnológicas ou de qualidade, não podem ser reintegrados nas cadeias produtivas.

A eliminação de materiais em aterro acarreta impactos de longo prazo, incluindo: (i) impactos ambientais diretos, associados à libertação potencial de substâncias contaminantes e à degradação lenta de polímeros e compósitos, com risco de contaminação difusa do solo e das águas, (ii) a perda definitiva de materiais críticos com potencial de valorização futura, (iii) pressão sobre infraestruturas

de gestão de resíduos que não foram concebidas para volumes crescentes de materiais, (iv) ocupação permanente de espaço em aterros, reduzindo a sua capacidade disponível e aumentando os custos de gestão a médio prazo.

As principais estratégias de fim de vida dos ativos eólicos estão representadas na Figura 8-1 (**Anexo 8.6**), que ilustra de forma integrada os diferentes processos de valorização material e energética, bem como as suas ligações com os potenciais utilizadores finais.

5.3.3. Práticas atuais e tendências emergentes

Apesar dos progressos registados na gestão do fim de vida de ativos eólicos, persistem barreiras significativas à transição para um modelo plenamente circular. Entre os principais constrangimentos destacam-se a ausência de escala industrial para reciclagem de compósitos, as restrições ao transporte transfronteiriço de resíduos, a heterogeneidade normativa e a incerteza quanto ao valor de mercado dos materiais reciclados. Face a estes desafios, observa-se uma mobilização crescente a nível europeu para harmonizar normas e criar condições que permitam a consolidação de cadeias de valor circulares.

A normalização técnica tem evoluído através dos trabalhos do CENELEC TC 88¹⁵⁰, com foco em normas harmonizadas para o planeamento, desmantelamento e reciclagem sustentável de turbinas eólicas. Em paralelo, a ETIP Wind direciona prioridades estratégicas de investigação e inovação do setor, promovendo soluções de conceção circular, repotenciação e valorização de materiais críticos.

O Grupo de Trabalho sobre Sustentabilidade da WindEurope tem centrado a sua atuação na elaboração de orientações técnicas e boas práticas sobre gestão de resíduos, reutilização de componentes e critérios de desmantelamento sustentável. A nível técnico-científico, a IEA Wind Task 45¹⁵¹ reúne indústria e centros de investigação internacionais para desenvolver metodologias e modelos de reciclagem de compósitos, enquanto a EUCIA (Associação Europeia da Indústria de Compósitos)¹⁵² colabora com fabricantes eólicos e recicladores europeus na definição de normas e cadeias industriais para valorização de materiais compósitos, apoiando a consolidação de soluções de reciclagem em escala comercial.

Estas iniciativas estão em linha com os principais compromissos europeus de circularidade, como o Pacto Ecológico Europeu, bem como a meta “Zero Blades to Landfill by 2030”¹⁵³, que visa eliminar o envio de pás para aterro e consolidar cadeias industriais de reutilização e reciclagem em grande escala. Este enquadramento cria também oportunidades para o desenvolvimento de cadeias regionais de valorização, apoiadas em incentivos europeus e nacionais.

Do ponto de vista tecnológico, soluções mais maduras, como a reciclagem metálica e o coprocessamento em cimenteiras, permanecem as mais fiáveis e economicamente sustentáveis. No domínio do betão, surgem cadeias de reciclagem avançada, capazes de produzir agregados de maior qualidade e reduzir o consumo de cimento.

¹⁵⁰ [CEN-CENELEC – Renewable Energies](#)

¹⁵¹ [IEA Wind TCP – Task 45](#)

¹⁵² [European Composites Industry Association \(EuCIA\)](#)

¹⁵³ [WindEurope. “No blade left behind: the wind sector’s commitment to sustainable blade solutions”](#).



Já no caso dos compósitos, as soluções mecânicas, químicas e térmicas apresentam diferentes graus de maturidade tecnológica (TRL 4–9), custos e qualidade de produtos recuperados. As tecnologias mecânicas, baseadas na trituração e reprocessamento dos materiais para uso em novos produtos, e de coprocessamento, com aproveitamento de resíduos de compósitos como combustível e matéria-prima em fornos de cimenteiras, asseguram atualmente a maior escala industrial. Por sua vez, as tecnologias térmicas e químicas, como pirólise e solvólise, oferecem maior potencial de recuperação de fibras e resinas, embora ainda enfrentem desafios de demonstração industrial e viabilidade económica. A nível europeu, além dos projetos REFRESH e ZEBRA, mencionados na Secção 5.1.3, destacam-se também o Blades2Build¹⁵⁴ e Re-Wind¹⁵⁵ como projetos de demonstração que visam escalar estas soluções.

A integração de critérios de circularidade nos leilões públicos de energia eólica constitui uma tendência emergente, com potencial para valorizar planos de gestão de resíduos, reutilização de componentes e cadeias de valorização de materiais críticos na avaliação das propostas. No entanto, a definição de compromissos de longo prazo nesta fase ainda é desafiante, dada a evolução tecnológica e as incertezas associadas ao desmantelamento, reciclagem e certificação de materiais. Por esse motivo, torna-se essencial adotar modelos contratuais e regulatórios flexíveis, que permitam ajustar exigências e cadeias de valorização à medida que as tecnologias e a cadeia de valor amadurecem.

Paralelamente, soluções orientadas pela indústria também começam a ser implementadas. Operadores, como a Ørsted e a Vattenfall, têm incorporado exigências de circularidade e planos de fim de vida nos seus contratos e na gestão da cadeia de fornecimento, incluindo a valorização e reciclagem de compósitos, assim como rastreabilidade de materiais. Estas experiências internacionais oferecem modelos de referência úteis para a adaptação de boas práticas ao contexto nacional.

De forma transversal, as ferramentas digitais, como passaportes de produto, gémeos digitais e inventários de materiais, estão a tornar-se elementos estruturantes da circularidade. A sua implementação permite rastrear a origem e composição dos materiais, monitorizar o desempenho em operação e avaliar a integridade estrutural dos componentes, facilitando decisões fundamentadas sobre manutenção, reutilização e reciclagem. Esta abordagem cria uma ligação direta entre as fases de fabrico, operação e fim de vida, assegurando continuidade de dados e transparência ao longo de todo o ciclo de vida dos equipamentos.

Finalmente, a concretização física desta transição requer capacidade industrial e logística adequada. No contexto europeu, observa-se uma tendência para a criação de *hubs* de desmantelamento e triagem próximos de siderurgias, cimenteiras e unidades de reciclagem, reduzindo custos logísticos e promovendo ecossistemas regionais de valorização.

Em Portugal, a formação destes consórcios industriais deverá assentar numa articulação sólida entre o setor energético, a indústria química, o setor cimenteiro e siderúrgico, os estaleiros navais e as infraestruturas portuárias. Como referido na Secção 3.4.1, a capacidade industrial nacional poderá apoiar-se nas competências já instaladas de empresas como a Bondalti, Secil, Cimpor, Siderurgia Nacional, e Etermar bem como em estaleiros navais como a Lisnave e a Navalrocha, parceiros logísticos como o Grupo ETE e portos estratégicos como Viana do Castelo e Setúbal. Esta integração permitirá conjugar

¹⁵⁴ [Blades2Build](#)

¹⁵⁵ [Re-Wind](#)

capacidades de receção, desmontagem, triagem e valorização de materiais, garantindo eficiência logística e reduzindo impactos ambientais e custos operacionais.

A consolidação destes polos exigirá um planeamento antecipado e políticas públicas coordenadas que promovam a reconversão industrial e o investimento em tecnologias de reciclagem e valorização avançada. Incentivos fiscais, mecanismos de partilha de risco, programas de inovação e a integração de critérios de circularidade nos leilões eólicos serão instrumentos fundamentais para criar um ambiente propício à cooperação entre operadores, indústria e centros de investigação.

5.3.4. Oportunidades de desenvolvimento

O calendário dos projetos eólicos *offshore* em Portugal representa uma oportunidade estratégica para incorporar, desde a fase de planeamento, princípios de circularidade e sustentabilidade, evitando limitações observadas no modelo *onshore*, ainda marcado por práticas de gestão linear de materiais.

Transformar o fim de vida dos projetos eólicos num segmento estratégico da economia circular exige uma coordenação eficaz entre políticas públicas, instrumentos regulatórios, capacidade industrial e fomento à inovação tecnológica. Para consolidar este enquadramento emergente, é essencial criar um ambiente propício à inovação, que permita testar, validar e escalar novas tecnologias e processos, assegurando a sua viabilidade técnica e económica. Tal esforço deve ser acompanhado por um quadro contratual e regulatório adaptável, capaz de acomodar a incerteza tecnológica e partilhar riscos entre promotores, autoridades e indústria. A adoção de mecanismos flexíveis, com metas graduais e cláusulas de revisão, garantirá que as exigências de circularidade evoluam em sintonia com a maturidade tecnológica e de mercado.

A Tabela 5-3 sumariza os principais desafios identificados, as linhas de ações propostas e os respetivos impactos em termos de custos, prazos e benefícios esperados, no contexto das estratégias de fim de vida dos ativos e componentes.

Nesta análise, considera-se curto prazo até 5 anos, médio prazo entre 5 e 10 anos, e longo prazo acima de 10 anos, em alinhamento com a maturidade tecnológica e regulatória expectável. As classificações qualitativas, baixo, médio e alto custo, servem para indicar a intensidade de investimento esperado em cada estratégia. Os custos efetivos dependerão do contexto dos projetos, do acesso a financiamento europeu e da maturidade tecnológica das soluções.

Tabela 5-3. Principais desafios e estratégias na fase de fim de vida de componentes, considerando custos, prazos, e benefícios esperados. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
Planeamento do fim de vida e falta de rastreabilidade	PT: incorporação de plano de desmantelamento no licenciamento; adoção de PDP e inventários de materiais; integração de rastreabilidade nos concursos.	Curto prazo	Baixo-Médio	Triagem eficiente; melhor escolha de cadeias de fim de vida; maior retenção de valor.



Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
	UE: harmonização de requisitos de PDP via ESPR; promoção de base europeia de dados de materiais.			
Critérios de remoção total, parcial ou reaproveitamento <i>in situ</i>	PT: elaboração de guias nacionais baseados na OSPAR com critérios técnicos e ambientais claros. UE: criação de base europeia de casos e boas práticas de reaproveitamento sustentável.	Curto prazo	Baixo	Previsibilidade jurídica; redução de impactos e custos quando a permanência é vantajosa.
Avaliação e decisão entre extensão de vida útil e repotenciação	PT: criação de metodologia técnico-económica integrada. UE: normalização de critérios de certificação e extensão de operação; partilha de dados de fiabilidade.	Curto prazo	Médio	Maximização da produção por ativo instalado; adiamento de picos de desmantelamento; redução da geração de resíduos e custos associados.
Ausência de mercado para materiais reciclados e componentes recondicionados	PT: criação de instrumentos de mercado que estimulem a procura (incentivos fiscais, rotulagem ambiental e plataformas digitais de comercialização); promoção de contratos de longo prazo (<i>offtake</i>) entre recicladores e indústria. UE: definição de metas de conteúdo reciclado em setores estratégicos; reconhecimento de certificações entre Estados-Membros.	Médio prazo	Médio	Procura estável; preços menos voláteis; redução de importação de matérias-primas críticas.
Capacidade limitada de certificação e teste de componentes reutilizados	PT: criação de centro nacional de ensaio e certificação com universidades e laboratórios; elaboração de guias técnicos de recondicionamento e rastreabilidade. UE: normalização de critérios de certificação e extensão de operação; partilha de dados de fiabilidade.	Médio prazo	Médio	Mais produção por euro investido; adiamento de picos de desmantelamento; menor geração de resíduos Confiança de mercado; maior reutilização; redução de custos de operação e substituição.
Coordenação logística e captura de valor	PT: criação de polos de desmantelamento e triagem articulados entre portos e unidades de reciclagem; promoção de parcerias industriais	Curto a médio prazo	Médio-Alto	Altas taxas de recuperação; retenção doméstica de valor; redução de custos logísticos; menor dependência de



Desafios identificados	Linhas de ação	Horizonte temporal previsto	Custo estimado	Benefício esperado
	(siderúrgicas, cimenteiras e gestão de resíduos). UE: harmonização de normas de qualidade e rastreabilidade de materiais reciclados; fomento do comércio intra-UE.			importações de matérias-primas críticas.
Baixa escala industrial para reciclagem e valorização de compósitos	PT: parceria em projetos europeus e desenvolvimento de linhas-piloto. UE: normalização técnica; financiamento a demonstração pré-comercial; metas graduais de conteúdo reciclado.	Médio a longo prazo	Alto	Redução de pás em aterro; criação de cadeia de valor; industrialização da reciclagem de compósitos.



6. Recomendações estratégicas

A energia eólica *offshore* representa uma oportunidade estrutural para Portugal consolidar a sua transição energética, valorizar a economia, nomeadamente a Economia Azul, e desenvolver capacidades industriais especializadas.

Sobre este aspeto, em paralelo com a análise desenvolvida na secção 3.6, apresenta-se a Tabela 6-1, calculada com dados do Blue Economy Report 2025 (European Commission, 2025), que reporta o Valor Acrescentado Bruto, o número total de empregos, o VAB por emprego e o salário médio relativos aos vários sectores da Economia Azul, dados referentes a 2023 na União Europeia.

Tabela 6-1. Indicadores relativos aos vários sectores da Economia Azul em 2023 na União Europeia. Fonte: WavEC a partir de dados de (European Commission, 2025).

Setor	VAB (M€)	Emprego direto (mil)	VAB por trabalhador (€)	Vencimento médio anual (€)
Turismo costeiro e marítimo	81 981	2 560	32 021	23 000
Portos	33 044	423	78 100	45 000
Transportes marítimos	61 843	393	157 441	45 000
Construção e reparação naval	19 907	316	62 977	50 000
Pesca e aquacultura	37 885	1 091	34 712	22 000
Recursos minerais (P&G)	10 724	17	630 824	71 000
Energia renovável offshore	5 319	17	307 457	71 000
Total / média	250 703	4 818	52 036	28 612

Verifica-se que o sector da energia renovável *offshore* é, a par com a extração *offshore* de Petróleo e Gás (P&G), onde se praticam maiores salários e o segundo, atrás da exploração de P&G, com maior VAB por emprego, sendo este último parâmetro dez vezes superior ao correspondente dos sectores das pescas e turismo costeiro. O crescimento deste sector deve, por isso, ser potenciado através da identificação das estratégias mais eficazes para o promover.

Importa notar que, apesar de a energia eólica flutuante apresentar ainda custos elevados, a tendência aponta para uma redução expressiva à medida que a escala de instalação cresce em todo o mundo. Assim, a estratégia a desenvolver deve contemplar um ritmo de instalação suficientemente baixo para tirar partido da redução de custos da tecnologia e potenciar o desenvolvimento da cadeia de fornecimento nacional. Contudo, o ritmo de implementação deve ser suficientemente ambicioso para atrair a indústria portuguesa e a indústria estrangeira com interesse em criar pólos em Portugal, nomeadamente a que tiver potencial para criar *hubs* ibéricos. Nesse sentido, e dependendo do desenho do modelo concorrencial, da capacidade portuária e de rede disponível e da maturidade da cadeia de fornecimento, um programa na ordem dos 10 GW ao longo de aproximadamente 15 anos pode constituir uma referência

indicativa de cadência adequada, devendo, contudo, ser afinado com base em evidência comparativa, condições de mercado e evolução dos custos e da tecnologia.

Com base nas análises realizadas, apresentam-se as seguintes recomendações estratégicas:

Planeamento e política pública

- Definir uma estratégia nacional específica para a energia eólica *offshore*, com metas para 2030 e 2050 tendo em atenção três fatores essenciais:
 - A necessidade de produção de energia renovável para acomodar a previsão do consumo até 2050;
 - A previsão de decréscimo do custo de produção de energia eólica, tendo em atenção a previsão de instalação desta tecnologia a nível mundial e a curva de aprendizagem provável;
 - A necessidade de desenvolver uma cadeia de fornecimento nacional especializada e as infraestruturas portuárias e elétricas de suporte, o que requer tempo e capital.
- Estabelecer um cronograma previsível de leilões *offshore*, com regras claras e critérios de adjudicação que valorizem a sustentabilidade e o conteúdo local;
- Criar e operacionalizar Zonas Livres Tecnológicas (ZLT) com licenciamento pré-aprovado e plenamente compatibilizadas com o ordenamento do espaço marítimo, bem como adotar uma abordagem equivalente nas áreas definidas pelo PAER para energias renováveis, assegurando que sejam colocadas a concurso com condições de licenciamento previamente asseguradas;
- Desenvolver a ZLT de Viana do Castelo para renováveis *offshore*, operacionalizando o licenciamento, disponibilizando dados públicos (metocean/geofísica/ambiente) e assegurando condições de ligação à rede e apoio portuário para viabilizar projetos de teste e demonstração.

Capacitação da indústria nacional

- Mapear e mobilizar competências industriais regionais e cruzá-las com os produtos e serviços necessários ao sector eólico flutuante, tendo em vista dinamizar uma cadeia de fornecimento inovadora e com potencial de exportação;
- Incentivar o investimento em unidades produtivas com potencial para exportação (e.g. estaleiros adaptados a fundações flutuantes);
- Incentivar a instalação em Portugal de empresas estrangeiras especializadas em energia eólica *offshore*, nomeadamente as que requeiram mais capital e tenham potencial para criar em Portugal um *hub* ibérico;
- Desenvolver programas de formação e reconversão profissional em colaboração com centros tecnológicos e políticas de emprego;
- Desenvolver programas de inovação dedicada que potenciem o surgimento de produtos inovadores e a exportação.

Financiamento e investimento

- Ajustar instrumentos públicos (PRR, PT2030) à realidade dos projetos eólicos *offshore*;

- Criar mecanismos de partilha de risco (ex.: garantias públicas, instrumentos mistos) para fase de desenvolvimento;
- Avaliar a implementação de *contracts for difference* (CfD) e outros mecanismos para garantir previsibilidade e atrair investimento privado.

Infraestruturas e logística

- Investir na modernização de portos estratégicos com capacidade para montagem, transporte e manutenção *offshore*;
- Investir na adaptação e reforço das redes elétricas de transporte e distribuição;
- Estimular a criação de zonas industriais costeiras com acessos logísticos e condições de operação seguras;
- Incentivar a instalação em Portugal de empreiteiros estrangeiros de operações *offshore* com potencial para criar um *hub* ibérico.

Sustentabilidade e economia circular

- Exigir planos de circularidade nos leilões, incluindo estratégias para desmantelamento e reutilização;
- Apoiar soluções tecnológicas com ciclos de vida estendidos e materiais recicláveis;
- Criar um sistema de monitorização do desempenho ambiental dos projetos e sua evolução ao longo do tempo.

Governança e cooperação

- Estabelecer mecanismos de articulação entre Ministérios, Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDRs) e municípios costeiros para execução coordenada;
- Promover cooperação com outros países da UE em matéria de regulação, formação e interligações elétricas;
- Apoiar a internacionalização de empresas nacionais com capacidades na cadeia de valor *offshore*.

Estas recomendações, sintetizadas na Tabela 6-2, visam garantir que Portugal está preparado para captar investimento, criar valor acrescentado e liderar o desenvolvimento sustentável da energia eólica *offshore* na costa Atlântica europeia.

Tabela 6-2. Quadro de síntese das ações recomendadas para o desenvolvimento sustentável da energia eólica *offshore* em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria).

Ação recomendada	Entidade responsável	Horizonte temporal
Definir estratégia nacional de offshore	Governo / DGEG	Curto prazo
Ligar apoio público a conteúdo local	DGEG / ADENE	Curto prazo
Criar PPPs portuárias e logísticas	Governo / APA / Portos / Operadores <i>offshore</i>	Médio prazo
Introduzir CfDs adaptados	Governo / ERSE	Médio prazo
Implementar ZLT de Viana do Castelo	Governo / DGEG	Curto prazo
Criar zonas licenciadas	DGRM / APA	Curto / Médio prazo



7. Referências Bibliográficas

- Algburi, S., Kareen, S., Mukhitdinov, I., Qusay, H., Khalaf, D., & Jabbar, F. (2025). The role of artificial intelligence in accelerating renewable energy adoption for global energy transformation. *Unconventional Resources*.
- APA. (2025). *Mecanismo de Ajustamento Carbónico Fronteiriço (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM)*. Obtido de <https://apambiente.pt/clima/mecanismo-de-ajustamento-carbonico-fronteirico-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam>
- Baca, E., Philip, R. T., & Greene, D. (2022). *Expert Elicitation for Wave Energy LCOE Futures*. National Renewable Energy Laboratory. Obtido de <https://docs.nrel.gov/docs/fy22osti/82375.pdf>
- Barooni, M. A. (2023). Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects. *Energies*, 1996-1073.
- Benjamin Cerfontaine, D. W. (2023). Anchor geotechnics for floating offshore wind: Current technologies and future innovations. *Ocean Engineering*, 114327.
- Bloomberg NEF. (2024). *Scaling Up Hydrogen: The Case for LowCarbon Steel A BNEF and Climate Technology Coalition White Paper*. Obtido de <https://assets.bbhub.io/media/sites/25/2024/01/Scaling-Up-Hydrogen-The-Case-For-Low-Carbon-Steel-Bloomberg-New-Economy.pdf>
- BVG Associates. (2025). *Guide to a Floating Offshore Wind Farm*. Offshore Renewable Energy Catapult, The Crown Estate and Crown State Scotland. Obtido de <https://guidetofloatingoffshorewind.com/wind-farm-costs/>
- Clark, C., McDowell, B., Bailey Pons, & Stefek, J. (2024). *Offshore Wind Energy Workforce Manufacturing and Supply Chain Resource*. Obtido de [windexchange.energy.gov: https://windexchange.energy.gov/offshore-workforce-manufacturing-supply-chain](https://windexchange.energy.gov/offshore-workforce-manufacturing-supply-chain)
- Climate Bonds. (2022). *A green future for steel*. Obtido de <https://www.climatebonds.net/files/documents/publications/A-Green-Future-for-Steel.pdf>
- Danish Technical University. (7 de August de 2025). *Global Wind Atlas*. Obtido de <https://globalwindatlas.info/en/>
- DNV. (2022). *Comparative study of concrete and steel substructures for FOWT*. Norway: DNV AS Energy Systems. Obtido de https://windworks-jelsa.no/app/uploads/2022/01/Comparative-study-of-concrete-and-steel-substructure-for-FOWT_final-for-distribusjon.pdf#:~:text=Objective%3A%20A%20comparative%20study%20between%20steel%20and%20concrete,and%20semi-submersible%2C%20for%20a%2
- Emma C. Edwards, A. H. (2023). Evolution of floating offshore wind platforms: A review of at-sea devices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1364-0321.
- Equinor. (7 de October de 2025). *Hywind Tampen*. Obtido de <https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>
- European Commission. (2025). *The EU Blue Economy Report*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Eurostat. (2025). *Imports of rare earth elements saw 30% drop in 2024*. Obtido de <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250409-1>
- FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills. (2024). *Report on ORE skills needs*. Obtido de https://oreskills.eu/wp-content/uploads/2025/07/FLORES_D2.1_final_links.pdf
- Flux Partners. (2024). *Positioning for Success in Offshore Wind: Mastering NonPrice Proposals*.
- Governo de Portugal, GOV. (2024). *Plano Nacional de Energia e Clima 2021-2030 (PNEC 2030)*. Lisboa.



GWEC. (2025). *Global Offshore Wind Report*. Brussels: Global Wind Energy Council. Obtido de https://www.gwec.net/reports/globaloffshorewindreport?mc_cid=21dc02e736&mc_eid=660ea39675#Download

Hau, E. a. (2025). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer Nature. *HornsRev*. (28 de October de 2025). Obtido de wikipedia: https://en.wikipedia.org/wiki/Horns_Rev_Offshore_Wind_Farm

ideol, B. (7 de October de 2025). *FLOATGEN*. Obtido de France's first offshore wind turbine and BW Ideol's first unit: <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator>

Ika Kurniawati, F. L.-J. (2024). Vortex shedding load on a full-scale wind turbine tower at transcritical Reynolds numbers. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 105821.

INE - Instituto Nacional de Estatística. (2020). Agregados Macroeconómicos | Empregos. Obtido de https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_cnacionais2010b2021&perfil=662092481&INST=659229327&contexto=am

INE - Instituto Nacional de Estatística. (2018). *Conta Satélite do Mar (2016-2018). Economia do mar mais dinâmica do que a economia nacional no triénio 2016-2018*. Obtido de https://www.ine.pt/xportal/xmain?DESTAQUESdest_boui=459803212&DESTAQUESmodo=2&xlang=pt&xpgid=ine_destaques&xpid=INE

INE - Instituto Nacional de Estatística. (2020). Contas Nacionais | Matrizes Simétricas Input-Output. Obtido de https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_cnacionais2010b2021&contexto=ra&selTab=tab1&perfil=662095654&INST=659804209

Jiang, Z. (2021). Installation of offshore wind turbines: A technical review. *Renewable and Sustainable Energy*, 139(44):110576.

Jurrius, L. H., & van Hoof, L. (December de 2024). Towards holistic, participative and adaptable governance for offshore wind farm decommissioning. *Marine Policy*, 170, 106413. doi:<https://doi.org/10.1016/j.marpol.2024.106413>

K. Robbelein, P. D. (2023). Effect of curtailment scenarios on the loads and lifetime of offshore wind turbine generator support structures. *WindEurope Annual Event* (p. 012013). Journal of Physics: Conference Series.

Laboratório Nacional Energia e Geologia. (2023). *Planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica*. Lisboa, PORTUGAL: República Portuguesa.

M. De Pascali, A. F. (2024). Influence of platform motion on the energy production of floating wind farm. *The Science of Making Torque from Wind* (p. 2767). Firenze, Italy: IOP.

Maldonado-Correa, J., Torres-Cabrera, J., Martín-Martínez, S., Artigao, E., & Gómez-Lázaro, E. (2024). Wind turbine fault detection based on the transformer model using SCADA data. *Engineering Failure Analysis*, 108354. doi:<https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2024.108354>

Mostafa Elshahed, A. R. (2021). Investigation of switching over-voltages with different wind farm topologies. *Ain Shams Engineering Journal*, 2695-2707.

Netherlands Enterprise Agency. (2025). *Dutch Offshore Wind Innovation Guide*. Obtido de <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2024-10/Dutch-Offshore-Wind-Innovation-Guide-2025.pdf>

ORE Catapult. (2021). *Quantifying the impact of Robotics in Offshore Wind*. Obtido de https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/09/OWIH01_9501-OWIH-Deep-Dive-Robotics-compressed-2.pdf

ORE Catapult. (2022). *Floating Offshore Wind Risks to Project Development - People, Skills, and Vocations*. Opergy Limited. Obtido de <https://cms.ore.catapult.org.uk/wp->



content/uploads/2022/06/PN000484-RPT-002-R6-FOW-Future-People-Skills-Vocations-Report_Issued-Version-002.pdf

ORE Catapult. (2025). *Mega Projects (15 GW) Cost Reduction Report*. Obtido de <https://cms.ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2025/08/Mega-Projects-August-2025.pdf>

OWIC. (2025). *Wind Industry Skills Intelligence Report*. Offshore Wind Industry Council and RenewableUK. Obtido de https://www.renewableuk.com/media/jvsdey0k/ruk-owic-offshore-wind-skills-report_2025.pdf

Pierini, S. (2025). *Oceanic and Atmospheric Fluid Dynamics*. Springer.

Power, P. (7 de October de 2025). *Kincardine Offshore Wind Farm*. Obtido de Principle Power: <https://www.principlepower.com/projects/kincardine-offshore-wind-farm>

Prysmian. (7 de October de 2025). *INSIGHT*. Obtido de Prismian Magazine: <https://www.prysmian.com/en/insight/projects/provence-grand-large>

PwC. (2020). *Financing offshore wind - A study commissioned by Invest-NL*. PwC. Obtido de <https://www.pwc.nl/nl/actueel-publicaties/assets/pdfs/pwc-invest-nl-financing-offshore-wind.pdf>

Rede Elétrica Nacional, REN. (2021). *Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede Nacional de Transporte*. Lisbon: REN.

Rede Elétrica Nacional, REN. (2024). *Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte*. Lisboa: REN.

REPSOL. (2014). *D4.2 - Guidelines for Windfloat O&M*. REPSOL.

República Portuguesa. (2016). *Energia no Mar: Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias Renováveis Oceânicas*. Lisboa.

Rubin, E. S., Azevedo, I. M., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86,, 198–218. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>

Ruyan Yang, X. Z. (2022). Current Status and Future Trends for Mooring Systems of Floating Offshore Wind Turbines. *Sustainable Marine Structures*.

Scotland, O. W. (2024). *Fact Sheet 2: Anchors and Moorings*. Obtido de <https://www.sdi.co.uk/media/l31f0f42/02-anchors-moorings.pdf>

Simões, S. G., Portillo, J.C.C., Simões, T., Estanqueiro, A., Catarino, J., Costa, P., Oliveira, P., Pinto, P.J.R., Lopes, F., Lopes, T.F., Gano, A.J., Fontes, M., Gírio, F. Portugal Offshore Wind, Green Hydrogen, and Sustainable Fuels: Power-to-X Pathways. Tech. rep., LNEG (2025). ISBN 978-989-675-137-1. Obtido de <http://hdl.handle.net/10400.9/5864>.

Smith, A., Sikora, O., Amaro, R. A., & Abreu, J. A. (2024). *Orrick Global Offshore Wind Report - A Jurisdiction by Jurisdiction Update and Outlook*. Orrick. Obtido de <https://media.orrick.com/Media%20Library/public/files/insights/2025/2025-orrick-global-offshore-wind-report.pdf>

Teixeira, B., Brito, M. C., & Mateus, A. (2024). Raw materials for the Portuguese decarbonization roadmap: The case of solar photovoltaics and wind energy. *Resources Policy*, 90, 104839. doi:<https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2024.104839>

Thies, A. C. (2022). Floating offshore wind turbines port requirements for construction . *Journal of engineering for te Maritime environment*, p10.

Turnbull, A., & Carroll, J. (2021). Cost Benefit of Implementing Advanced Monitoring and Predictive Maintenance Strategies for OffshoreWind Farms. *Energies*, 14, 4922. doi:<https://doi.org/10.3390/en14164922>

Vieira, M., Correia da Fonseca, F., Cardoso, F., & Henriques, E. (2024). Onshore wind in Portugal: History, supporting policies, economic viability and future perspectives. *Energy Reports*, 11, 3406-3423. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.02.064>

Vivid Economics. (2020). *Abordagens para um Banco Verde em Portugal - Ideias para operacionalização no Banco Português de Fomento*. Obtido de <https://www.sgambiente.gov.pt/wp-content/uploads/2023/12/Green-Bank-Approaches-for-the-BPF-PT.pdf>

WindEurope Market Intelligence. (2025). *Offshore wind energy 2024 statistics*. WindEurope.



8. Anexos

8.1. Cadeia de fornecimento nacional

8.1.1. Energia eólica offshore flutuante

Na Tabela 8-2 é feita uma apresentação resumida da cadeia de fornecimento nacional atual para energia eólica offshore flutuante, sendo apresentado, para cada tipo de fornecimento, o seu valor para um parque de 1 GW com comissionamento em 2030 (BVG Associates, 2025), empresas nacionais representativas do sector, uma breve caracterização do tipo de fornecimento e dos fornecedores típicos, a indicação do cliente típico e uma breve apreciação da maturidade da indústria nacional.

Note-se que: i) a tabela se refere aos fornecimentos necessários para construir, operar, manter e desmantelar no fim da sua vida um parque eólico de 1 GW, mas não reflete os fornecimentos necessários para criar ou reforçar as infraestruturas de apoio necessárias, nomeadamente investimentos no reforço da rede elétrica, nas embarcações especializadas ou nos portos que o venham a servir, e; ii) as empresas indicadas para cada fornecimento são apenas indicativas, não havendo a pretensão de ser exaustivo nessa indicação.

Os círculos coloridos apresentados na última coluna pretendem permitir fazer uma leitura rápida do grau de maturidade da indústria nacional para cada fornecimento. Assim:

-  Os círculos verdes indicam que a indústria é já fornecedora e não se colocam problemas significativos ao aumento de escala;
-  Os círculos amarelos indicam que a indústria é fornecedora para o eólico *onshore* ou outros setores relacionados e tem potencial para ser fornecedora no eólico *offshore*, ou que é possível a fixação de empresas estrangeiras para operarem em Portugal;
-  Os círculos vermelhos indicam que não há, nem é provável que haja, capacidade nacional e que não é provável que venha a haver a fixação de empresas estrangeiras para operarem em Portugal.

O que se apresenta na Tabela 8-2 refere-se à cadeia de fornecimento, não sendo completamente coincidente com a estrutura do faseamento de um projeto de um parque eólico *offshore*, apresentada na Secção 4.1 deste relatório. A estrutura da cadeia de fornecimento não contempla, igualmente, os investimentos necessários à infraestruturação do país, nomeadamente a adaptação dos portos e da rede elétrica *onshore*, e a contribuição da cadeia de fornecimento nacional para essa infraestruturação, que se espera ser próximo de cem por cento.

Finalmente, cabe ressaltar que os custos apresentados na Tabela 8-2 foram calculados com base nos pressupostos e condições do estudo *Guide to a Floating Offshore Wind Farm*, publicado em 2023 e revisto

em 2025 (BVG Associates, 2025). O estudo apresenta os custos para um parque-tipo que consiste numa capacidade instalada de 1 GW, com turbinas de 15 MW, a 100 m de profundidade e 75 km da costa, (ver Tabela 8-1) com desagregação de CAPEX/OPEX e enquadramento de LCOE. De forma geral os custos apresentados neste *Guia* são úteis como ponto de partida para análise comparativa e estimativas de evolução, permitindo obter uma noção de pesos relativos; por exemplo, o sistema de exportação (cabos/subestações) tem um peso relevante, representando cerca de ≈306,6 M€ para o cabo de exportação num parque de 1 GW. No entanto, a opção HVAC vs. HVDC, os comprimentos reais e aterragem condicionarão de forma significativa este bloco.

No caso de Portugal, um parque de 1 GW terá custos que tenderão a convergir na generalidade para os valores apresentados no guia referido. No entanto é expectável que alguns desvios possam ocorrer devidos a: (i) distâncias reais a portos e estaleiros/O&M e ao ponto de ligação elétrica (o que afeta a logística e layout elétrico); (ii) capacidade portuária e cadeia de fornecimento (e.g. necessidade de áreas secas, disponibilidade de navios); (iii) condições meteoceanográficas locais e janelas temporais de instalação/comissionamento; e (iv) custo do capital e pressões recentes de cadeia de fornecimento, que têm levado reguladores a rever parâmetros económicos em leilões europeus (sinal de custos financeiros mais altos no curto prazo).

A escala prevista em Portugal (leilões multi-GW) pode diluir custos unitários via economia de escala e contratos *frame* a vários anos (reservando capacidade para reforçar a previsibilidade de preços e/ou capacidade e diminuir o risco na cadeia de fornecimento), mas exige planeamento da rede e dos portos, bem como calendarização cuidada para minimizar estrangulamentos na cadeia de abastecimento. Por outro lado, ajustar custos à realidade portuguesa é algo revestido de incerteza adicional dado que dentro das áreas do PAER (as características de cada área constam na Figura 2-10), destinadas à instalação de parque eólicos flutuantes, não foram ainda definidos *s/ots* específicos para os primeiros 2 GW a leiloar. Assim, à data, não se conhece em detalhe a profundidade, as características do solo marinho, a distância à costa e portos de apoio, etc. Por outro lado, existe também alguma incerteza sobre o posicionamento estratégico dos próprios portos na cadeia de abastecimento (e.g. portos para O&M, construção, pré-instalação e montagem, descomissionamento). Neste contexto, os valores de custos apresentados terão sempre de ser revistos face às condições específicas e dados locais (batimetria, corredores de cabo, soluções de subestações e portas de entrada/saída) para se obter uma estimativa de referência mais fidedigna.

Tabela 8-1. Pressupostos e condições assumidas para o cálculo de custos de um parque eólico flutuante *offshore* considerados no estudo “Guide to a Floating Offshore Wind Farm”. Fonte: Adaptado de (BVG Associates, 2025).

Parâmetro	Dado	Unidade
Ano da Decisão Final de Investimento (FID)	2028	—
Data de início de operação	2030	—
Potência total do parque eólico	1000	MW
Potência nominal da turbina	15	MW
Profundidade da água no local	100	m
Velocidade média anual do vento a 100 m de altura	10	m/s
Distância da subestação offshore até à costa	75	km
Distância da costa até à subestação em terra	10	km
Distância do parque eólico ao porto de construção	75	km
Distância do parque eólico ao porto de operação e manutenção (O&M)	75	km
Material e tipo de subestrutura flutuante	Aço, semi-submersível	—
Sistema de amarração	Amarração de 6 pontos com âncoras de arrasto embebidas	—
Local de fabrico da subestrutura flutuante	Ásia	—
Local de montagem da subestrutura flutuante	Europa	—
Tipo de fundação da subestação offshore	Fundação fixa tipo “jacket”	—
Condições do solo	Favoráveis, permitindo uma subestrutura com estacas para a subestação e âncoras de arrasto embebidas para as turbinas eólicas flutuantes	—

Tabela 8-2. Cadeia de fornecimento nacional e matriz de sensibilidade referindo o nível de maturidade para energia eólica offshore flutuante, com valores associados a cada fornecimento para um parque de 1 GW. Fonte: WavEC (elaboração própria) com dados de (BVG Associates, 2025).

Energia Eólica Offshore							
Fornecimento	Custo (M€/GW)	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Maturidade da Indústria Nacional	
1. Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	183						
1.1 Serviços de desenvolvimento e licenciamento	85						
1.1.1 Avaliação de Impacto ambiental	13	STRIX, Bioinsight, WavEC, UAveiro, UA Algarve, FCUL, IH, Julio de Jesus Consultores				Elevada experiência nacional, com capacidade para fornecer e liderar serviços em Portugal e alguma capacidade de exportação. A avaliação de recurso eólico requer equipamentos ainda não existentes em Portugal, mas que podem vir a ser instalados e operados por entidades nacionais. Há, no entanto, forte concorrência internacional nestes tópicos.	
1.1.2 Atividades de desenvolvimento e outros serviços de consultoria	73	Diversos gabinetes jurídicos					
1.2 Levantamentos ambientais	11	STRIX, Bioinsight, WavEC, UAveiro, UA Algarve, FCUL, Julio de Jesus Consultores	Estudos de Viabilidade Ambiental (EVA), estudos de recurso energético e meteoceânico, obtenção de licenciamento ambiental e regulamentação, estudos de geofísica e geotécnica, estudos de viabilidade logística, estudos tecno-económicos, engenharia conceptual e de projeto.	Empresas consultoras (engenharia, ambiental, jurídica) e centros de I&D.	Empresas produtoras de energia e Desenvolvedores de parques (<i>Project Developers</i>) .		
1.3 Avaliação de recurso e meteoceânica	8	IH, WavEC, LNEG, IDL, FEUP, Hidromod, INEGI, INESC TEC, IPMA					
1.4 Levantamentos geológicos e hidrográficos	11	IH, IPMA, GeoSea, Hydrosurvey, Draimar, LNEG, GeoSurveys					
1.4 Consultoria de engenharia	11	WavEC, Consulgal, Applus+, MEGA JOULE, MSW, WW, EXE-Quadrante, Consulmar, Oceaning, R5e				Significativa experiência em Portugal, mas com pouca experiência no sector eólico offshore, tornando as empresas nacionais adequadas para parceiros nacionais de empresas estrangeiras. A mais longo prazo poderão vir a liderar projetos em Portugal e a exportar serviços.	
1.5 Gestão de projeto	57	MSW, WW, EXE-Quadrante, Consulmar, Oceaning					
2. Fabrico e fornecimento - Turbina eólica	1594						
2.1 Nacelle	985	Não há fabricantes nacionais para turbinas eólicas offshore	Equipamentos eletro-mecânicos muito especializados.	Fornecedores de turbinas (Simens-Gamesa, Vestas, GE Renewable Energy).	Empresas produtoras de energia e Desenvolvedores de parques (<i>Project Developers</i>) .	A CS Wind fornece torres eólicas para turbinas fixas, mas as torres das turbinas flutuantes têm quase o dobro da massa. Poderá haver condições para a produção de turbinas eólicas offshore, pois existe esse fornecimento para turbinas onshore, mas exige a construção de novas fábricas.	
2.2 Rotor	425						
2.3 Torre	184	CS Wind	Estrutura metálica tubular.				



Energia Eólica Offshore							
Fornecimento	Custo (M€/GW)	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Maturidade da Indústria Nacional	
3. Fabrico e fornecimento - Resto de componentes (BOP)		2857					
3.1 Cabos elétricos dinâmicos de interligação	136	Não há fornecedores nacionais - A SolidAL, empresa portuguesa com capacidade nestes domínios, foi adquirida pelo grupo NKT em 2024.	Cabos elétricos de média e alta tensão flexíveis para aplicações offshore	Fornecedores especializados que operam no mercado global.	EPCI	Prysmian e Cabelte fabricam cabos elétricos de média e alta tensão para aplicação em terra. Há potencial de adaptação para fornecimento de cabos offshore.	
3.2 Cabo elétrico de exportação	318		Cabos elétricos de alta tensão rígidos para aplicações offshore				
3.3 Acessórios para os cabos elétricos	94		Conectores elétricos wet ou dry-mate para aplicação offshore e outros acessórios				
3.4 Plataforma flutuante	1 551	Navalrocha, Tecnovia, Martifer, BySteel (aço), Etermar Energia, SETH, MOTA-ENGIL, Teixeira-Duarte (betão)	Fornecimento de plataformas em aço ou em betão.	Metalomecânica pesada para plataformas em aço e grandes empreiteiros marítimos para plataforma em betão.	EPCI	Experiência significativa em Portugal adaptável ao fornecimento de plataformas eólicas offshore. Capacidade produtiva requer investimentos significativos.	
3.4.1 Estrutura	1 303						
3.4.2 Aço secundário	63						
3.4.3 Sistemas	109						
3.4.4 Proteção à corrosão	77						
3.5 Sistemas de amarração	373						
3.5.1 Sistema de ancoragem	41	Martifer	Fornecimento de âncoras	Metalomecânica.	EPCI	Não há experiência específica de fabrico de âncoras, mas há empresas com potencial de adaptação. A Lankhorst está presente no mercado internacional de sistemas de amarração para o O&G e o eólico offshore. Não há experiência específica no sector, mas há potencial de adaptação. A certificação dos produtos é uma condicionante.	
3.5.2 Linhas e cabos de amarração	206	Lankhorst	Fornecimento de cabos e conetores sintéticos e metálicos e cadeias metálicas	Linhas e cabos de amarração.			
3.5.3 Componentes de ligação (Jewellery)	116	CMW Foundries, Fucoli-Somepal, FELINO	Fornecimento de peças fundidas de ligação entre elementos do sistema de ligação.	Metalomecânica e fundições.			
3.5.4 Outros (Topside connection & installation aids)	11						
3.6 Substação elétrica offshore	333						
3.6.1 Sistema HVAC	94	EFACEC	Componentes e sistemas elétricos de corrente alternada em alta tensão	Empresas fabricantes e montadoras de sistemas e componentes HVAC	EPCI	Experiência significativa em Portugal em fornecimentos onshore adaptável ao fornecimento de plataformas eólicas offshore. Capacidade produtiva requer investimentos significativos.	
3.6.2 Sistemas auxiliares	15	EFACEC, Parvalux, Prismapor, SQE, JLMS	Sistemas electromecânicos auxiliares	Fornecedores de equipamentos electromecânicos			
3.6.3 Estrutura Topside	145	Martifer, SIMI, Actimeca, Simetriaxial, Arestalfer, Ludefer, Incasometal, Alenmot - Metalúrgica, MetalVértice	Estruturas metálicas que albergam o equipamento elétrico no topo da plataforma da subestação	Metalomecânica de média ou grande dimensão			
3.6.4 Fundação	77	Navalrocha, Tecnovia, Martifer, BySteel	Fornecimento de estrutura metálica de grandes dimensões para instalação offshore	Metalomecânica pesada ou estaleiro naval			
3.7 Subestação elétrica em terra	52						
3.7.1 Sistema elétrico	37	EMTE, EFACEC, Omexom, Proef, Telcabo, Omnistal (Elecnor)	Quadros, transformadores e equipamento acessório para subestações elétricas e linhas de alta tensão	Empresas fabricantes e montadoras de sistemas e componentes HVAC	EPCI	Experiência significativa em Portugal	
3.7.2 Edifícios, acesso e segurança	15						



Energia Eólica Offshore							
Fornecimento	Custo (M€/GW)	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Maturidade da Indústria Nacional	
4. Logística, instalação e comissionamento		1629					
4.1 Transporte	182	Laso Transportes, Rangel Logistics	Transporte de componentes de grande dimensão (pás, torres) e outros (nacelles)	Empresas especializadas no transporte destes componentes	EPCI	Existe capacidade para transporte terrestre de torres e pás para turbinas onshore, mas não para transporte offshore de componentes XXL. Poderá haver condições para fixar players internacionais em Portugal.	●
4.2 Pre-instalação das amarrações e âncoras	181	Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore	Empreiteiros de obras marítimas	EPCI	Capacidade para intervir, mas com limitações de escala e credibilidade limitada.	●
4.3 Assemblagem da turbina e plataforma flutuante	85	Etermar, Navaltagus, Lisnave, WestSea, Grupo ETE	Utilização de gruas para instalação da turbina e torre na plataforma flutuante junto ao cais	Estaleiros navais ou grandes metalomecânicas	EPCI	Experiência inexistente ou incipiente, mas com potencial para adaptação de indústria nacional existente	●
4.4 Instalação da turbina e plataforma flutuante	135	Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore com mobilização de grandes meios	Empreiteiros de obras marítimas	EPCI	Experiência inexistente atualmente, poderá haver condições para alargar competências nacionais ou fixar players internacionais em Portugal	●
4.5 Instalação de cabos elétricos offshore	202	Não há fornecedores nacionais	Empreitada offshore com mobilização de grandes meios	Indústria especializada internacional	EPCI	Inexistente, poderá haver condições para fixar players internacionais em Portugal	●
4.6 Instalação do cabo de exportação em terra	9	EMTE, Siva & Vinha, RENCAD, Teletejo, Constructel Visabeira, Tecnerga	Empreitada elétrica em terra	Indústria especializada na instalação de cabos em terra	EPCI	Experiência significativa em Portugal	●
4.7 Instalação da subestação elétrica offshore	61	Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore com mobilização de grandes meios	Indústria especializada internacional	EPCI	Inexistente. Sendo o número de subestações a instalar em Portugal pequeno é pouco provável que a indústria nacional se venha a mobilizar.	●
4.8 Construção da subestação elétrica em terra	34	EFACEC, Omexom, Proef, EMTE, Telcabo	Construção de edifício e integração de múltiplos componentes	Empresas do sector de transporte e distribuição elétrica.	EPCI	Experiência significativa em Portugal	●
4.9 Comissionamento elétrico do parque	5	Endiprev	Certificação e colocação em serviços da infraestrutura elétrica do parque	Empresas especializadas internacionais	Fornecedor da turbina	Empresa portuguesa com experiência internacional significativa no sector	●
4.10 Logística offshore	15	DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE, ProAquática	Suporte às operações offshore de instalação dos parques.	Empresas de consultoria e empreiteiros de obras marítimas	EPCI	Experiência significativa em Portugal em operações portuárias e costeiras, mas menos significativa no offshore. Potencial de adaptação existente.	●
4.11 Margem de contingência e seguro de instalação	720	NA	NA	NA	NA	NA	

Energia Eólica Offshore

Fornecimento	Custo (M€/GW)	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Maturidade da Indústria Nacional	
5. Operação e manutenção (25 anos)		2894					
5.1 Operação	591						
5.1.1 Centro de controlo das operações	30	Ocean Winds, Iberblue Wind, Repsol, RWE, Iberdrola, etc.	Operação dos parques eólicos.	Empresas produtoras de energia eólica offshore.	Proprietários dos parques offshore.	Experiência significativa em Portugal em parque onshore, exportável para parques offshore.	●
5.1.2 Treino	89	IST, FEUP, IPVC, FORMAR, ENIDH, PLD Safe	Formação profissional e superior.	Universidades, politécnicos e centros de formação ligados ao mar e ao sector elétrico.	Agentes de instalação, O&M e descomissionamento.	Experiência significativa em Portugal em parques onshore, exportável para parques offshore. Cursos de formação universitária em energia eólica offshore já oferecidos, por exemplo no IST (mais informação na Secção 3.7).	●
5.1.3 Logística em terra	30	Portos de Sines, Setubal, Aveiro, Viana do Castelo, Douro e Leixões, LASO, ETE Logística, Grupo Luís Simões	Serviços portuários e transporte de equipamentos.	Portos e empresas de logística portuária.	Empresas de O&M e operadores dos parques.	Experiência significativa em Portugal adequada aos desafios da energia eólica offshore.	●
5.1.4 RH técnicos (on e offshore)	207	NA	NA	NA	Toda a cadeia de valor ligada à O&M dos parques eólicos.	Mão de obra insuficiente atualmente, requer adaptação, reconversão e formação.	●
5.1.5 RH administrativos e de apoio	236						
5.2 Seguro de operação	413	MDS Group, Howden Portugal, AIG Portugal, Lusitania seguros, Marsh Portugal	Seguros de operação offshore.	Companhias e corretores de seguros.	Empresas de O&M e operadores dos parques.	Experiência limitada no sector offshore e mais ainda no eólico offshore, mas com forte potencial de adaptação. Forte competição internacional.	●
5.3 Logística offshore	207	DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE	Suporte às operações offshore de O&M dos parques.	Empresas de consultoria e empreiteiros de obras marítimas.	Empresas de O&M e operadores dos parques.	Experiência significativa em Portugal em operações portuárias e costeiras, mas menos significativa no offshore. Potencial de adaptação existente.	●
5.4 Manutenção	1 683						
5.4.1 Turbina	1 211	Endiprev, Siemens-Gamesa, EFACEC, Kiwa Portugal, ModoOn Services, GR Wind, Grandispecial, Tech.Wind,	Manutenção de turbinas eólicas, torres, peças de transição, plataforma, linhas de amarração, cabos elétricos	Empresas de O&M de estruturas metálicas, equipamentos electro-mecânicos, equipamentos submersos, etc.	Empresas de O&M e operadores dos parques.	Experiência significativa em parques onshore e offshore flutuantes.	●
5.4.2 Balance of Plant	443	West Wind, PLD Safe, Verti-Maintenance, ISQ, Integrity 850, INESC TEC, Intertek	submersos, sistemas auxiliares, subestação elétrica on e offshore.				
5.4.3 Inspeções planeadas	30						
6. Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida		531					
6.1 Plataforma e turbina	175			Operadores de equipamentos marítimos de grande porte e de logística marítima, empresas de inspeção subaquática, provedores de informação metoceânica, desmanteladores e recicladores de estruturas metálicas e equipamentos electro-mecânicos em terra.	Proprietários dos parques offshore.	Por altura da necessidade de desmantelar os parques (daqui a 25 anos) é provável que exista já capacidade para assegurar a maior parte das operações de desmantelamento.	●
6.2 Sistemas de amarração e ancoragem	144	DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE, ISQ, Integrity 850, Indumonta, Ambigroup, BATISTAS, Bondalti, Cimpor, Grupo EGF	Estudos de previsão de janelas temporais para as operações offshore, desmonstagem e remoção offshore, desmontagem e reciclagem em terra.				
6.3 Cabos elétricos	162						
6.4 Substação elétrica offshore	50						



8.1.2. Energia de ondas

Embora as perspetivas de instalação desta tecnologia não sejam, por agora, tão ambiciosas quanto as da eólica *offshore* flutuante, o setor poderá beneficiar do impulso industrial gerado em torno desta última. Nesse contexto, Portugal tem a oportunidade de se posicionar como um país de referência no desenvolvimento, teste e demonstração de protótipos de energia das ondas, bem como na futura instalação de parques-piloto em ambiente real. Na Tabela 8-3 apresenta-se informação semelhante à incluída na Tabela 8-2 para o caso da eólica flutuante, mas para a energia das ondas¹⁵⁶. Contudo, chama-se a atenção para que o grau de confiança e detalhe é muito menor, pois a tecnologia está ainda a evoluir, não havendo suficiente convergência tecnológica, experiência de construção, instalação, operação e descomissionamento de parques de ondas. Por outro lado, na fase atual e, previsivelmente, a médio prazo, o único cliente é o próprio tecnólogo que desenvolve a tecnologia, pois o seu carácter inovador, o nível de risco e a falta de recursos tipicamente associados a esta fase implicam que é o tecnólogo que acompanha e controla diretamente todos os fornecimentos que concorrem para o fabrico, instalação, O&M e descomissionamento dos protótipos e, futuramente, dos primeiros parques.

Os círculos coloridos apresentados na última coluna pretendem permitir fazer uma leitura rápida do grau de maturidade da indústria nacional para cada fornecimento. Assim:

-  Os círculos verdes indicam que a indústria é já fornecedora e não se colocam problemas significativos ao aumento de escala;
-  Os círculos amarelos indicam que a indústria é fornecedora para outros setores relacionados e tem potencial para ser fornecedora na energia de ondas, ou que é possível a fixação de empresas estrangeiras para operarem em Portugal;
-  Os círculos vermelhos indicam que não há, nem é provável que haja, capacidade nacional e que não é provável que venha a haver a fixação de empresas estrangeiras para operarem em Portugal.

¹⁵⁶ A distribuição de custos apresentada é adaptada de Expert Elicitation for Wavec Energy LCOE Futures, NREL, Agosto 2023 - [Expert Elicitation for Wave Energy LCOE Futures](#)

Tabela 8-3. Cadeia de fornecimento nacional atual e matriz de sensibilidade referindo o nível de maturidade para energia de ondas, com valores associados a cada fornecimento com frações do LCOE. Fonte: WavEC (elaboração própria) com dados de (Baca, Philip, & Greene, 2022).

Energia de Ondas						
Fornecimento	Fração do LCOE	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Maturidade da Indústria Nacional	
1. Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	3,0%					
1.1 Serviços de desenvolvimento e licenciamento						
		STRIX, Bioinsight, WavEC, UAveiro, UAlgarve, FCUL, Nemus, IH, Julio de Jesus Consultores	Estudos de Viabilidade Ambiental (EVA), estudos de recurso energético e metoceanico, obtenção de licenciamento ambiental e regulamentação, estudos de geofísica e geotécnica, estudos de viabilidade logística, estudos tecno-económicos, engenharia conceptual e de projeto.	Empresas consultoras (engenharia, ambiental, jurídica) e centros de I&D.	Elevada experiência nacional, com capacidade para fornecer e liderar serviços em Portugal e alguma capacidade de exportação.	●
1.1.1 Avaliação de Impacto Ambiental						
1.1.2 Atividades de desenvolvimento e outros serviços de consultoria		Diversos gabinetes jurídicos				
1.2 Levantamentos ambientais		STRIX, Bioinsight, WavEC, UAveiro, UAlgarve, FCUL, Nemus, Julio de Jesus			Significativa experiência em Portugal, tornando as organizações nacionais adequadas para a generalidade dos serviços necessários de apoio aos tecnólogos e promotores de parques.	●
1.3 Avaliação de recurso e metoceanica		IH, WavEC, LNEG, Hidromod, IST				
1.4 Levantamentos geológicos e hidrográficos		IH, IPMA, GeoSea, Hydrosurvey, Draimar, LNEG, GeoSurveys				
1.5 Consultoria de engenharia		WavEC, Consulgal, Applus+, MEGA JOULE, MSW, WW, EXE-Quadrante, Consulmar, Oceaning, R5e				
1.6 Gestão de projeto		MSW, WW, EXE-Quadrante, Consulmar, Oceaning				
2. Fabrico e fornecimento - Dispositivo de extração de energia das ondas	20 - 70%					
2.1 Flutuador		Navalrocha, Tecnovia, Martifer, BySteel	Estruturas metálicas com predominância de forma cilíndrica.	Metalomecânicas de média ou grande dimensão.	Há grande experiência de metalomecânicas fornecedoras de estruturas tubulares para a indústria eólica, petroquímica e energética em geral, facilmente adaptável para este fim.	●
2.2 Equipamento de produção de energia		Grupo Simoldes, EFACEC, Erofi, Anibal Abrantes, Metogalva, Martifer, Grohe Portugal, MCG, HPS, Hidromega, Hidracar, Hydraulicart, Inarbel, Hidromel, Hydrosil, Hidromat	Equipamentos electromecânicos de potência, sistemas e componentes oleo-hidráulicos, turbinas.	Metalomecânicas de precisão.	Há grande experiência em metalomecânica de precisão que serve a indústria automóvel, aeroespacial, naval e de fabricação, adaptável para este fim.	●

Energia de Ondas

Fornecimento	Fração do LCOE	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Maturidade da Indústria Nacional	
3. Fabrico e fornecimento - resto de componentes (BOP)	15- 30%					
3.1 Cabos elétricos dinâmicos de interligação		Não há presentemente indústria nacional com esta capacidade	Cabos elétricos de média e alta tensão flexíveis para aplicações offshore.	Fornecedores especializados que operam no mercado global.	Prysmian e Cabelte fabricam cabos elétricos de média e alta tensão para aplicação em terra. Há potencial de adaptação para fornecimento de cabos offshore numa fase de desenvolvimento industrial, mas não na fase de maturidade tecnológica.	●
3.2 Cabo elétrico de exportação			Cabos elétricos de alta tensão rígidos para aplicações offshore.			
3.3 Acessórios para os cabos elétricos			Conectores elétricos wet ou dry-mate para aplicação offshore e outros acessórios.			
3.4 Sistemas de amarração						
3.4.1 Sistema de ancoragem		Martifer	Fornecimento de âncoras.	Metalomecânica.	Não há experiência específica de fabrico de âncoras, mas há empresas com potencial de adaptação.	●
3.4.2 Linhas e cabos de amarração		Lankhorst	Fornecimento de cabos e conetores sintéticos e metálicos e cadeias metálicas.	Linhas e cabos de amarração.	A Lankhorst está presente no mercado internacional de sistemas de amarração para o O&G e o eólico offshore.	●
3.4.3 Componentes de ligação (<i>Jewellery</i>)		CMW Foundries, Fucoli-Somepal, FELINO	Fornecimento de peças fundidas de ligação entre elementos do sistema de ligação.	Metalomecânica e fundições.	Não há experiência específica no sector, mas há potencial de adaptação na fase de desenvolvimento industrial. A certificação dos produtos é uma condicionante.	●
3.5 Conector elétrico offshore						
3.5.1 Conector elétrico		EFACEC	Fornecedor de conector web ou dry-mate.	Empresas fabricantes e montadoras de sistemas e componentes MVAC.	Não há experiência em Portugal e é um fornecimento muito especializado, dominado por fornecedores internacionais do sector P&G.	●
3.5.2 Cápsula		Navalrocha, Tecnovia, Martifer, BySteel	Fornecimento de estrutura circular estanque ou de estrutura flutuante.	Metalomecânica média ou grande.	Há grande experiência de metalomecânicas fornecedoras de estruturas tubulares para a indústria eólica, petroquímica e energética, facilmente extrapolável.	●
3.6 Subestação elétrica em terra						
3.6.1 Sistema elétrico		EFACEC, Omexom, Proef, EMTE, Telcabo	Quadros, transformadores e equipamento acessório para subestações elétricas e linhas de alta tensão.	Empresas fabricantes e montadoras de sistemas e componentes HVAC.	Experiência significativa em Portugal.	●
3.6.2 Edifícios, acesso e segurança						



Energia de Ondas						
Fornecimento	Fração do LCOE	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Maturidade da Indústria Nacional	
4. Logística, instalação e comissionamento	8 - 9%					
4.1 Transporte		Grande número de empresas	Transporte de componentes de média dimensão.	Empresas de transporte	Existe significativa capacidade para transporte das boias e equipamento de produção de energia.	●
4.2 Pre-instalação das amarrações e âncoras		Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore.	Empreiteiros de obras marítimas	Capacidade para intervir, mas com limitações de escala e credibilidade limitada.	●
4.3 Assemblagem do equipamento de produção de energia no interior da boia		Etermar, Navaltagus, Lisnave, WestSea, Grupo ETE	Assemblagem de equipamento electromecânico e deste no interior da boia.	Estaleiros navais ou metalomecânicas de média ou grande dimensão	Experiência significativa, estas operações são normalmente conduzidas pelo tecnólogo ou por ele diretamente supervisionadas.	●
4.4 Instalação do dispositivo de aproveitamento de energia no mar		Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore com mobilização de grandes meios.	Empreiteiros de obras marítimas.	Experiência nacional pouco significativa e, por vezes, inexistência de meios navais adequados.	●
4.5 Instalação de cabos elétricos offshore		Não há fornecedores nacionais - A SolidAL, empresa portuguesa com capacidade nestes domínios, foi adquirida pelo grupo NKT em 2024	Empreitada offshore com mobilização de grandes meios.	Indústria especializada internacional.	Inexistente, a médio prazo não se prevê volume de atividade suficiente para fixar players internacionais em Portugal.	●
4.6 Instalação do cabo de exportação em terra		EMTE, Siva & Vinha, RENCAD, Teletejo, Constructel Visabeira, Tecnerga	Empreitada elétrica em terra.	Indústria especializada na instalação de cabos em terra.	Experiência significativa em Portugal.	●
4.7 Instalação meios de conexão elétrica offshore		Etermar, Grupo ETE	Empreitada offshore com mobilização de meios intermédios.	Empreiteiros de obras marítimas.	Numa fase inicial serão apenas instalados conectores eléctricos, que requerem meios navais existentes no país. Não há contudo experiência significativa neste tipo de operações.	●
4.8 Construção da subestação elétrica em terra		EFACEC, Omexom, Proef, EMTE, Telcabo, Omnistal (Elecnor)	Construção de edifício e integração de múltiplos componentes.	Empresas do sector de transporte e distribuição elétrica.	Experiência significativa em Portugal.	●
4.9 Comissionamento elétrico do parque		Endiprev, EFACEC,	Certificação e colocação em serviços da infraestrutura elétrica do parque.	Empresas especializadas internacionais.	A Endiprev tem experiência internacional significativa no comissionamento de parques eólicos offshore e poderá ter um papel relevante na fase industrial.	●
4.10 Logística offshore		DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE, ProAquática	Suporte às operações offshore de instalação dos parques.	Empresas de consultoria e empreiteiros de obras marítimas.	Experiência significativa em Portugal em operações portuárias e costeiras, mas menos significativa no offshore. Potencial de adaptação existente.	●
4.11 Margem de contingência e seguro de instalação		NA	NA	NA	NA	



Energia de Ondas						
Fornecimento	Fração do LCOE	Fornecedores nacionais	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Maturidade da Indústria Nacional	
5. Operação e Manutenção (25 anos)	15 - 40%					
5.1 Operação						
5.1.1 Centro de controlo das operações		Não aplicável	Operação dos dispositivos e parques offshore.	Não Aplicável	Na fase de maturidade da tecnologia os tecnólogos assumem estas funções.	●
5.1.2 Logística em terra		Portos de Sines, Setubal, Aveiro, Viana do Castelo, Douro e Leixões, LASO, ETE Logística, Grupo Luís Simões	Serviços portuários e transporte de equipamentos.	Portos e empresas de logística portuária	Experiência significativa em Portugal adequada aos desafios da energia das ondas	●
5.2 Seguro de operação		MDS Group, Howden Portugal, AIG Portugal, Lusitania seguros, Marsh Portugal	Seguros de operação offshore.	Companhias e corretores de seguros	Experiência limitada no sector offshore e mais ainda na energia das ondas, com excepção do MDS Group, mas com forte potencial de adaptação. Forte competição internacional na fase industrial.	●
5.3 Logística offshore		DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE	Suporte às operações offshore de O&M dos parques.	Empresas de consultoria e empreiteiros de obras marítimas	Experiência significativa em Portugal em operações portuárias e costeiras, mas menos significativa no offshore. Potencial de adaptação existente.	●
5.4 Manutenção		Não aplicável	Manutenção dos dispositivos e parques offshore.	Não Aplicável	Na fase de maturidade da tecnologia os tecnólogos assumem estas funções.	●
6. Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	2,0%					
6.1 Dispositivo de energia das ondas				Operadores de equipamentos marítimos de grande porte e de logística marítima, empresas de inspeção subaquática, provedores de informação metoceânica, desmanteladores e recicladores de estruturas metálicas e equipamentos electro-mecânicos em terra.		
6.2 Sistemas de amarração e ancoragem		DNV, Bureau Veritas, WavEC, INESC TEC, Instituto Hidrográfico, MultiSub, Etermar, Grupo ETE, ISQ, Integrity 850, Indumonta, Ambigroup, BATISTAS, Bondalti, Cimpor, Grupo EGF	Estudos de previsão de janelas temporais para as operações offshore, desmontagem e remoção offshore, desmontagem e reciclagem em terra.		Os dispositivos de energia das ondas são relativamente pequenos e são removíveis com rebocadores existentes no país. Os cabos de amarração e elétricos requerem a vinda de navios especializados. As operações de desmantelamento e reciclagem em terra está ao alcance da indústria nacional.	●
6.3 Cabos elétricos						
6.4 Substituição elétrica offshore						

8.2. Modelo Input-Output

O modelo *Input-Output* (IO) é um método quantitativo de análise macroeconómica que descreve as interdependências entre os diferentes setores de uma economia.

Através deste modelo, é possível compreender e quantificar como alterações na procura final (investimento, consumo, exportações, etc.) se propagam ao longo da cadeia produtiva, permitindo estimar os impactos diretos, indiretos e induzidos sobre a produção, o emprego e o valor acrescentado bruto.

O modelo baseia-se numa matriz de fluxos intersetoriais, que representa as transações de bens e serviços entre setores produtivos e entre estes e os agentes finais (famílias, governo e investidores).

Em termos formais, a produção total de cada setor é expressa por:

$$X = AX + Y$$

Onde X representa o vetor de produção total, A é a matriz dos coeficientes técnicos e Y corresponde ao vetor de procura final. Assim, o modelo IO calcula o volume de produção necessário para satisfazer a procura final assumida.

Este sistema é tradicionalmente resolvido segundo o algoritmo de Leontief, expresso por:

$$X = (I - A)^{-1}Y$$

Sendo I a matriz identidade correspondente. Desta forma, a matriz inversa $(I - A)^{-1}$, denominada inversa de Leontief, permite calcular a produção total necessária para satisfazer uma dada procura final, incorporando todos os efeitos diretos e indiretos.

Existem duas variantes principais do modelo I-O: o modelo aberto e o modelo fechado, que se distinguem pela forma como tratam o setor das famílias e o efeito induzido na economia.

O modelo aberto descreve os fluxos intersetoriais considerando apenas os setores produtivos e os destinos da procura final (consumo privado, despesa pública, investimento e exportações). Neste caso, o setor das famílias é considerado exógeno, ou seja, o consumo não é determinado dentro do modelo. Assim, são capturados apenas os efeitos diretos (decorrentes do gasto inicial) e os efeitos indiretos (relativos à cadeia de fornecimento entre setores). Trata-se do formato mais simples e comum para análises de impacto imediato sobre a produção e o VAB.

No modelo fechado, o setor das famílias é endogeneizado, integrando o rendimento e o consumo dos agregados familiares na matriz intersetorial. O aumento do rendimento gerado pelos efeitos diretos e indiretos provoca novo consumo, que se propaga novamente pela economia, captando também os efeitos induzidos.

Esta endogeneização é realizada adicionando uma linha e coluna à matriz I-O: a linha representa o rendimento das famílias (salários recebidos dos setores) e a coluna representa o consumo das famílias (gasto em bens e serviços produzidos pelos setores). Com essa ampliação, a matriz passa a ter dimensão $[n + 1 \times n + 1]$, mantendo a simetria estrutural do sistema.

Assim, enquanto o modelo aberto fornece os multiplicadores de Tipo I (efeitos diretos e indiretos), o modelo fechado permite calcular os multiplicadores de Tipo II, que incluem também os efeitos induzidos, oferecendo uma visão mais completa do impacto económico total de um investimento sobre a economia.

O valor acrescentado gerado na economia é obtido pela diferença entre a produção total e os consumos intermédios, podendo ser calculado da seguinte forma:

$$VAB = va'(I - A^{-1})Y$$

Onde va' é o vetor transposto dos coeficientes de valor acrescentado, definidos por:

$$va'_j = \frac{VA_j}{X_j}$$

sendo VA_j é o valor acrescentado do setor j e X_j a sua produção total.

De forma análoga, o efeito sobre o emprego pode ser estimado utilizando o vetor dos coeficientes de emprego (e'), que relaciona o número de trabalhadores (ou equivalentes a tempo integral) em cada setor com o seu nível de produção:

$$e'_j = \frac{E_j}{X_j}$$

Assim, o efeito total sobre o emprego é dado por:

$$E = e'(I - A^{-1})Y$$

É importante salientar que esta metodologia baseia-se numa estrutura macroeconómica estática, pressupondo que as relações entre sectores permanecem constantes ao longo do tempo. Assim, não incorpora eventuais alterações na tecnologia, produtividade ou estrutura de mercado. O modelo também assume ausência de restrições de capacidade, de substituição entre fatores de produção e de ajustamentos de preços, o que limita a sua capacidade de reproduzir integralmente o comportamento económico real. Adicionalmente, não são considerados choques externos, como alterações de políticas públicas, flutuações nos mercados internacionais ou eventos climáticos, que podem influenciar os resultados. Dadas estas limitações de dados, pressupostos simplificados e restrições metodológicas, os resultados devem ser interpretados como estimativas aproximadas, sendo a análise de natureza exploratória e indicativa. Ainda assim, trata-se de uma abordagem amplamente utilizada em estudos económicos e de planeamento, dada a sua utilidade para identificar interdependências setoriais e estimar impactos de forma consistente e transparente.



8.3. Fundamentação do fator de escala e da taxa de aprendizagem

De acordo com (Rubin, Azevedo, Jaramillo, & Yeh, 2015), a evolução dos custos de tecnologias energéticas pode ser descrita por meio de curvas de aprendizagem, que relacionam o custo unitário de produção à experiência acumulada, expressa geralmente pelo número de unidades produzidas ou pela capacidade instalada cumulativa.

A taxa de aprendizagem representa a redução percentual de custo observada a cada duplicação da experiência acumulada, e sua magnitude depende da maturidade tecnológica, da padronização dos processos produtivos e da evolução da cadeia de fornecimento.

Neste estudo, o comportamento de redução de custos associado ao aumento da capacidade instalada é representado por uma relação funcional inspirada na estrutura das curvas de aprendizagem, expressa por:

$$C_{ajustado} = C_{base} \times n_{turbinas}^{\ln(1-SF)/\ln 2}$$

Onde:

- $C_{ajustado}$ é o custo unitário ajustado (por MW) correspondente à nova escala de projeto;
- C_{base} é o custo unitário de referência (1 GW);
- $n_{turbinas}$ é o número total de turbinas no cenário de expansão;
- SF é o fator de escala, que representa a redução relativa de custo a cada incremento do número de turbinas.

O fator de escala (SF) é aqui interpretado como um parâmetro que sintetiza os efeitos combinados de economias de escala e de aprendizagem incremental. No presente estudo, é aplicado de forma global, ajustando os custos totais do projeto entre diferentes escalas de capacidade instalada. Essa simplificação é adequada a uma análise econômica de alto nível, em que se pretende capturar o efeito agregado de eficiência e padronização decorrente da expansão do setor.

Dessa forma, a formulação apresentada oferece um ajuste metodológico coerente para a projeção dos custos de investimento, operação e manutenção, permitindo que o modelo reproduza de forma sintética os efeitos agregados de economia de escala e de aprendizagem incremental associados ao aumento da capacidade instalada.



8.4. Perfis profissionais envolvidos na energia eólica offshore flutuante

Tabela 8-4. Perfis ocupacionais envolvidos na cadeia de valor da energia eólica *offshore* flutuante, principais competências e programas de capacitação em Portugal. Fonte: WavEC (elaboração própria) integrando dados de (FLORES - Offshore Renewable Energies partnership in the Pact for Skills, 2024).

Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
Diretores-gerais e executivos principais	Gestor de negócios	Planeamento estratégico, gestão de portfólio, governance, SST/ambiente	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	Gestão de Empresas; Engenharia Industrial; formações específicas E.g. Gestão de Empresas (Lic.) - ISAL; Mestrado em Gestão do Mar - IPCoimbra; Economia Azul e Circular - IPLeiria
Gestores de serviços e administração empresarial	Gestor financeiro	Gestão de projetos, aquisições, qualidade, cadeia de abastecimento	Todas	Gestão; Finanças; Engenharia e Gestão Industrial E.g. Eng. e Gestão de Energia (M) - ULisboa
	Gestor de políticas			
	Gestor de departamento de compras			
	Gestor de programas			
	Gestor de saúde, segurança e ambiente			
	Gestor de projetos			
	Gestor de qualidade			
Gestores de vendas, marketing e desenvolvimento	Gestor de publicidade	Desenvolvimento de negócio, pricing, B2B industrial, energia	Todas	Marketing; Gestão Comercial; Economia E.g. Economia (Lic.) - ISCTE; Marketing (Lic.) - UMinho; Energia Renovável (Lic.) - Univ. da Maia; Economia Azul e Circular - IPLeiria
	Diretor de marketing			
	Gestor de marketing			
	Gestor de vendas			
	Diretor comercial			
	Gestor de relações públicas			
	Gestor de produto			
Gestores de fabrico, mineração, construção, distribuição e manutenção	Gestor de produção	Planeamento da produção, melhoria contínua de processos, segurança, saúde e ambiente no trabalho, e logística industrial	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Engenharia Mecânica; Engenharia Industrial; Gestão da Produção E.g. Eng. Mecânica e Gestão Industrial (M) - IPViseu
	Gestor de operações			
	Gestor de construção			



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
	Gestor da cadeia de abastecimento			
Gestores de serviços de tecnologias de informação e comunicação	Gestor de informação e conhecimento em TIC	Arquitetura de sistemas, cibersegurança em tecnologias operacionais, dados industriais	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Operação e manutenção	Engenharia Informática; Sistemas de Informação E.g. Eng. Eletrotécnica e de Computadores (Lic.) - ULisboa; Eng. de Sistemas e TI (Lic.) - UAÍg
Gestores de serviços profissionais	Gestor de documentação	Gestão documental, conformidade, certificação	Todas	Ciências da Informação; Gestão da Qualidade E.g. Ciências e Tecnologias da Documentação e Informação (Lic.) - ISCAP
Gestores de comércio a retalho e grossista	Gestor regional de comércio	Gestão regional, operações, logística	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Gestão; Logística e Distribuição E.g. Gestão de Transportes e Logística (Lic.) - ESNIDH; Gestão Portuária (Lic.) - ESNIDH
Profissionais				
Profissionais das ciências físicas e da Terra	Oceanógrafo	Oceanografia operacional, geofísica, modelação	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção	Ciências do Mar; Geofísica; Meteorologia E.g. Ciências do Mar (Lic.) - UAveiro/Açores; Mestrado em Ecologia Marinha - ULisboa; Geofísica (Lic.) - ULisboa
	Geofísico			
Profissionais das ciências biológicas	Biólogo marinho	Biologia marinha, monitorização ambiental - Monitorização biológica, avaliação ambiental e coexistência com aquacultura	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Operação e manutenção	Biologia Marinha; Ciências do Ambiente E.g. Biologia Marinha Aplicada (M) - UAveiro; Recursos Biológicos Aquáticos (M) - UPorto; Eng. De Energia e Ambiente - ULisboa
	Cientista ambiental			
	Analista de energia oceânica			
	Analista ambiental em soluções híbridas - aquacultura			
Engenheiros (excluindo eletrotecnologia)	Engenheiro industrial			
	Engenheiro de produção			
	Engenheiro de soldadura			
	Engenheiro de manutenção e reparação			
	Engenheiro geológico			



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
	Engenheiro de transporte	Estruturas, naval/offshore, mecatrónica, soldadura, corrosão, comissionamento - Integração turbina-plataforma, gestão de interfaces - Modelos preditivos de manutenção e inspeção, deteção de anomalias, otimização de layout e logística, gémeo digital - Instalação e calibração de sensores, aquisição e fiabilidade de dados - Reutilização e reciclagem de materiais, desenho para desmontagem, cadeias reversas - Integração vento-onda-solar, controlo e otimização de produção	Todas	Engenharia Mecânica; Engenharia Naval; Engenharia Ambiental E.g. Eng. Naval e Oceânica (M) - ULisboa; Eng. Mecânica (Lic./M) - IPViseu/UTAD; Eng. Mecatrónica (Lic.) - IPVC; Eng. Energias Renováveis (Lic.) - IPBragança/IPCB; Inteligência Artificial (M) - ISCTE; Economia Azul e Circular (M) - IPLeiria
	Engenheiro ambiental			
	Especialista em reciclagem			
	Perito ambiental			
	Engenheiro mecânico			
	Engenheiro de aerodinâmica			
	Engenheiro de ferramentas industriais			
	Engenheiro marítimo			
	Engenheiro mecatrónico			
	Arquiteto naval			
	Engenheiro de perfuração			
	Engenheiro de saúde e segurança			
	Engenheiro de proteção contra incêndios			
	Engenheiro de aplicação			
	Engenheiro de cálculo			
	Engenheiro de componentes			
	Engenheiro de contratos			
	Engenheiro de conceção			
	Engenheiro de instalação			
	Engenheiro logístico			
	Engenheiro de qualidade			
	Engenheiro de investigação			
	Engenheiro de comissionamento			
	Engenheiro de fiabilidade			
	Engenheiro de sistemas de energia			
	Engenheiro de energia eólica offshore			



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
	Engenheiro de energia renovável			
	Engenheiro de materiais			
	Engenheiro de robótica			
	Engenheiro de testes			
	Engenheiro de integração			
	Engenheiro de inteligência artificial			
	Engenheiro de sensores			
	Engenheiro de economia circular			
	Engenheiro de sistemas híbridos			
Engenheiros de eletrotecnologia	Engenheiro eletrotécnico	Sistemas elétricos, energia e potência, automação, controlo e supervisão (SCADA) e sistemas de alta tensão / ligação à terra	Todas	Engenharia Eletrotécnica; Automação e Controlo E.g. Eng. Eletrotécnica e de Computadores (Lic.) - ULisboa/UAlg; Eng. Telecomunicações e Informática (Lic.) - IST
	Engenheiro de geração elétrica			
	Engenheiro eletromecânico			
	Engenheiro de distribuição elétrica			
	Engenheiro de telecomunicações			
Arquitetos, urbanistas, topógrafos e designers	Designer industrial	Desenho industrial, naval, hidrográfico, planeamento espacial marinho - <i>Coordenação entre planos marítimos e gestão de usos do mar</i>	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	Design Industrial; Planeamento e Ordenamento do Território E.g. Design Industrial (Lic.) - IPCA; Estudos do Mar (Lic.) - NOVA FCT
	Ilustrador			
	Planeador do espaço marítimo			
Outros profissionais de saúde	Técnico de saúde e segurança	HSE, avaliação de risco, segurança ocupacional	Todas	Segurança e Saúde no Trabalho; Engenharia de Segurança E.g. Segurança e Saúde no Trabalho (CTeSP) - CEAC
Profissionais de finanças	Contabilista	Controlo financeiro, CAPEX/OPEX, análise de risco	Todas	Contabilidade; Finanças; Economia E.g. Finanças e Contabilidade (Lic.) - ISCAC
	Analista de custos			
	Auditor financeiro			
	Controller financeiro			
	Analista financeiro			
	Analista de investimentos			
	Analista de fusões e aquisições			



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
Profissionais de administração	Analista de negócios	Inteligência de negócio (BI), compras e recursos humanos.	Todas	Gestão; Administração; Recursos Humanos E.g. Gestão (Lic.) - CLSBE
	Gestor de inteligência empresarial			
	Especialista em compras			
	Gestor de recursos humanos			
Profissionais de vendas, marketing e relações-públicas	Gestor de preços	Desenvolvimento comercial energia, vendas técnicas	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	Gestão Comercial; Energias Renováveis E.g. Economia Azul e Circular (M) - IPLeiria
	Gestor de desenvolvimento empresarial			
	Gestor de contas			
	Consultor de energia renovável			
Programadores e analistas de software e aplicações	Analista de dados	Sistemas de controlo e tecnologias operacionais, análise de dados, gémeo digital e automação.	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Operação e manutenção	Engenharia Informática; Ciência de Dados E.g. Eng. Eletrotécnica e Computadores (Lic.) - ULisboa; Eng. de Sistemas e TI (Lic.) - UAlg
	Designer de sistemas de TI			
	Arquiteto de sistemas de TI			
	Analista de software			
	Programador de software			
Profissionais de bases de dados e redes	Administrador de bases de dados	Administração de bases de dados e segurança cibernética em tecnologias operacionais e sistemas de controlo industrial	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Operação e manutenção	Engenharia Informática; Redes e Segurança Eng. de Sistemas e TI (Lic.) - UAlg
	Engenheiro de segurança de sistemas			
	Gestor de resiliência de TI			
Profissionais de direito	Gestor de contratos	Contratos, licenciamento, regulamentação marítimo-portuária	Todas	Direito; Economia Marítima Direito e Economia do Mar (M) - NOVA
	Consultor jurídico			
	Gestor de assuntos regulamentares			
Técnicos e Profissionais Associados				
Técnicos em ciências físicas e engenharia	Gestor de qualidade de construção			
	Gestor de segurança na construção			
	Analista energético			
	Técnico de engenharia elétrica			
	Técnico de engenharia eletromecânica			



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
	Técnico de energia hídrica Técnico de instrumentação Técnico de engenharia mecânica Supervisor de manutenção industrial Inspetor marítimo Técnico de mecatrónica Inspetor de soldadura Desenhador elétrico Desenhador eletromecânico Técnico de automação industrial Técnico de engenharia offshore Técnico de energia renovável offshore Modelista / prototipista Técnico de robótica Analista em materiais sustentáveis Coordenador de certificação em ORE Projetista/gestor de redes inteligentes (smart grid) Analista de sistemas de smart grid Especialista em plataformas flutuantes Especialista em computação espacial (realidade aumentada e realidade virtual) Especialista de normalização	Garantia e controlo da qualidade, ensaios não destrutivos, instrumentação, manutenção e soldadura - Construção e instrumentação de modelos físicos para testes - Operação/manutenção de robôs, UAV/ROV para inspeção, integração de sensores - Avaliação de materiais alternativos e impacto ambiental (LCA) - Gestão e verificação de certificações técnicas e de segurança - Desenvolvimento e controlo de micro-redes e integração de renováveis - Avaliação de desempenho e otimização de redes inteligentes - Projeto e dimensionamento de estruturas e amarrações offshore flutuantes - Aplicações AR/VR para operação, manutenção e formação offshore - Desenvolvimento e aplicação de normas ISO/IEC/DNV no setor	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Engenharia Mecânica; Engenharia Eletrotécnica; Cursos Técnicos associados; Tecnologias Offshore E.g. Manutenção Eletromecânica (CTeSP) - IPCoimbra; Eletrónica e Automação Naval (CTeSP) - ESNIDH; Energias Renováveis e Eficiência Energética (CTeSP) - IPLeiria; Instalações Elétricas, Domótica e Automação (Lic.) - UAIG; Eng. De Energia e Ambiente - ULisboa; Especialização em Gestão da Qualidade (curso) - ISQ Academy; Soldadura (curso profissional) - CENFIM
Supervisores de mineração, fabrico e construção	Supervisor de gestão de resíduos Supervisor de construção Supervisor de demolição	Gestão de obra, segurança, saúde e ambiente no trabalho, melhoria contínua de processos e planeamento	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Engenharia Civil; Gestão da Construção Eng. Civil (Lic.) - IST



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
Técnicos de controlo de processos	Operador de central de energia renovável offshore	Operação de centrais, sala de controlo, comissionamento - Prototipagem e fabrico de componentes, seleção de materiais marinhos, controlo dimensional	Fabrico e fornecimento Operação e manutenção	Energias Renováveis; Engenharia de Produção; Cursos Técnicos Associados E.g. Energias Renováveis e Infraestruturas Elétricas e de Telecomunicações (Lic.) - UBrag; Impressão 3D e Maquinação Automática (CTeSP) - IPVC
	Operador de central elétrica			
	Operador de grua de produção			
	Técnico de impressão 3D			
Técnicos de aeronaves e embarcações	Piloto de drone	Drones, inspeção	Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Robótica; Operações Aéreas; Sistemas Remotos E.g. Piloto de Drone (curso profissional) - IPVC
Outros técnicos associados de saúde	Inspetor de saúde e segurança ocupacional	Segurança, saúde e ambiente no terreno e atividades de inspeção	Todas	Segurança e Higiene no Trabalho E.g. Curso de Segurança e Saúde no Trabalho (curso profissional) - CEAC
Profissionais associados de finanças e matemática	Gestor de ativos	Gestão de ativos/energia	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Operação e manutenção	Finanças; Economia da Energia E.g. Contabilidade e Finanças (M) - ULusíada Porto
	Corretor de energia			
Agentes de vendas e compras	Representante de vendas de energia renovável	Compras, fornecimento, contratos	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Fabrico e fornecimento Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Gestão Comercial; Energias Renováveis E.g. Gestão de Empresas (Lic.) - ISAL
	Comprador			
	Corretor de mercadorias			
Agentes de serviços empresariais	Leiloeiro	Leilões, contratação pública	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto	Direito; Vendas; Comunicação E.g. Direito e Economia do Mar (M) - NOVA
Trabalhadores de apoio administrativo				
Trabalhadores de informação ao cliente	Representante de serviço ao cliente	Atendimento técnico-comercial	Todas	Gestão; Secretariado Várias Lic./CTeSP (base geral)
Escriturários numéricos	Assistente de apoio às vendas	Apoio a vendas, relatórios	Planeamento, desenvolvimento e gestão de projeto Fabrico e fornecimento	Gestão; Secretariado Várias Lic./CTeSP (base geral)
Escriturários de registo e transporte de materiais	Coordenador portuário	Coordenação porto/tráfego	Fabrico e fornecimento Operação e manutenção	



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
	Coordenador de tráfego marítimo		Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Gestão; Coordenação Portuária E.g. Gestão Portuária (Lic.) - ESNIDH; Gestão de Transportes e Logística (Lic.) - ESNIDH
Trabalhadores qualificados e artesãos				
Trabalhadores de construção e relacionados	Montador de andaimes	Andaimes, montagem	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Construção; Trabalhos em altura E.g. Montagem e Desmontagem de Andaimes (curso) - ISQ Academy
Canalizadores e trabalhadores de acabamento	Canalizador	Tubagem industrial	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Construção; Canalizações Vários CTeSP
Pintores e trabalhadores de estruturas	Pintor de construção	Pintura industrial/revestimentos	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Construção; Pintura Vários CTeSP
Trabalhadores de metais e soldadores	Soldador	Soldadura, movimentação de cargas e operações de elevação	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Metalomecânica; Manutenção Industrial E.g. Vários CTeSP; Especialização em Soldadura de Estruturas Metálicas (curso) - ISQ Academy, Certificações (EN ISO 9606) para qualificação de soldadores e operadores de soldadura
	Rigger (técnico de içamento)			
	Supervisor de içamento			
Ferreiros, fabricantes de ferramentas e trabalhadores relacionados	Operador de máquina de perfuração	Maquinação, furação, torneamento	Fabrico e fornecimento	Manutenção Industrial; Mecatrónica E.g. Manutenção Eletromecânica (CReSP) - IPCoimbra
	Ajustador e torneiro mecânico			
Mecânicos e reparadores de máquinas	Lubrificador	Manutenção mecânica/fluídos	Fabrico e fornecimento Operação e manutenção	Manutenção Industrial; Mecatrónica E.g. Manutenção Mecânica Naval (CTeSP) - ESNIDH
	Técnico de sistemas pneumáticos			
Instaladores e reparadores de equipamentos elétricos	Eletricista	Instalação, manutenção elétrica, média/alta tensão	Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Eletrotécnica; Energias Renováveis E.g. Instalações Elétricas e Telecomunicações (CTeSP) - IPCB
	Técnico de energia eólica			
	Técnico de reparação de pás			
	Técnico de distribuição elétrica			
	Instalador de cabos			
Instaladores e reparadores de telecomunicações	Técnico de infraestruturas de comunicação	Redes industriais, comunicações marítimas	Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Telecomunicações; Eletrónica E.g. Eletrotécnica Marítima (Lic.) - ESNIDH
	Técnico de manutenção de sistemas de telecomunicações			
	Técnico de telecomunicações			
Outros trabalhadores artesanais e relacionados				



Grupo Ocupacional (Nível 3 da Hierarquia ESCO)	Perfis Ocupacionais (Nível 4 da Hierarquia ESCO)	Principais competências	Identificação das fases da cadeia de valor com atuação mais relevante	Programas de formação em Portugal
Gestores				
Outros trabalhadores artesanais e relacionados	Mergulhador comercial de construção e manutenção	Mergulho comercial	Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Operações Marítimas; Mergulho Técnico Vários cursos de mergulhador comercial (oferta certificada/força armada/privados)
Operadores de máquinas e montadores				
Montadores	Montador mecatrónico	Montagem mecatrónica, eletromecânica	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Mecatrónica; Operações Industriais E.g. Mecatrónica (Lic.) - IPVC; Manutenção Eletromecânica (CTeSP) - IPCoimbra
	Montador de cabos elétricos			
	Montador de equipamentos eletrónicos			
	Montador de equipamentos eletromecânicos			
	Montador de mobiliário metálico			
	Operador de máquina de fabrico de metal			
	Montador de produtos metálicos			
Operadores de máquinas móveis	Operador de grua móvel	Gruas móveis, içamentos	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento Operação e manutenção Descomissionamento, desmantelamento e fim de vida	Operações com elevação de carga Vários cursos profisionais
	Operador de grua de produção			
Ocupações elementares				
Ocupações elementares	Trabalhador de armazém	Armazém, logística portuária	Fabrico e fornecimento Logística, instalação e comissionamento	Logística; Gestão de Armazéns Vários CTeSP (base geral)

Nota: Os perfis emergentes (em azul), foram incluídos na coluna correspondente ao nível hierárquico 4, no grupo mais relevante da classificação da base de dados ESCO, embora ainda não integrem oficialmente essa base.

8.5. Síntese dos instrumentos financeiros europeus com aplicação direta

Tabela 8-5. Síntese dos programas de financiamento da EU para energias renováveis offshore. Fonte: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/eu-funding-offshore-renewables_en.

ATUALIZAÇÃO		10/03/2025 – DG ENERGY		
PROGRAMA	Tipo de Instrumento	Foco	Fase do ciclo de vida do projeto	Investimentos elegíveis no domínio das energias renováveis offshore (ORES)
HORIZON EUROPE CLUSTER 5	Subvenções (Grants)	Investigação e inovação	Todas as fases	Energia eólica offshore, energia oceânica, aceitação social, circularidade
EUROPEAN INNOVATION COUNCIL	Subvenções, financiamento por capitais próprios	Investigação e inovação	Adoção precoce: start-ups e empresas derivadas (spinouts)	Todos – programa tecnologicamente agnóstico
LIFE CLEAN ENERGY TRANSITION SUB-PROGRAMME	Subvenções	Infraestruturas que apoiam a transição energética limpa	Pequenas e médias partes interessadas	Ações de Coordenação e Apoio
EUROPEAN MARITIME AND FISHERIES FUND AND BLUEINVEST	Apoio a investimentos, subvenções, empréstimos	Partes interessadas na Economia Azul	Start-ups inovadoras, PME, pequenos projetos que não têm acesso ao HEU	Atividades logísticas e de apoio – sem investimento em geração de eletricidade ou instalação de rede
INNOVATION FUND	Subvenções e leilões	Tecnologias inovadoras e de emissões líquidas zero	Tecnologias altamente inovadoras	Energias Renováveis Inovadoras (RES)
POLÍTICA DE COESÃO (FEDER, FSE, FUNDO DE COESÃO, FUNDO DE TRANSIÇÃO JUSTA)	Subvenções, empréstimos, garantias	Projetos que melhoram o bem-estar regional e reduzem disparidades	Qualquer fase da cadeia de valor	Todos – programa tecnologicamente agnóstico
CONNECTING EUROPE FACILITY (TRANSPORT AND ENERGY)	Subvenções	Tecnologias maduras	Infraestruturas	Transporte: modernização de portos / Energia: infraestruturas transfronteiriças
INVESTEU PROGRAMME	Mobilização de investimento privado, garantias orçamentais, apoio ao desenvolvimento de projetos	Projetos economicamente viáveis com elevado valor acrescentado para a UE	Investigação e inovação, demonstração, implementação de tecnologias maduras	Geração, utilização e fornecimento de ORES
MODERNISATION FUND	Subvenções e instrumentos financeiros	Tecnologias maduras, apenas em 10 Estados-Membros de menor rendimento	Infraestruturas	Geração, utilização e fornecimento de ORES
RECOVERY AND RESILIENCE FACILITY	Subvenções e empréstimos	Cofinanciamento de investimentos para reformas económicas	Todas as fases de desenvolvimento	ORES elegíveis
RENEWABLE ENERGY FINANCING MECHANISM	Subvenções	Foco em energias renováveis, especialmente na implementação de projetos	Novos projetos	Geração de ORES

8.6. Síntese das principais estratégias de fim de vida dos ativos eólicos

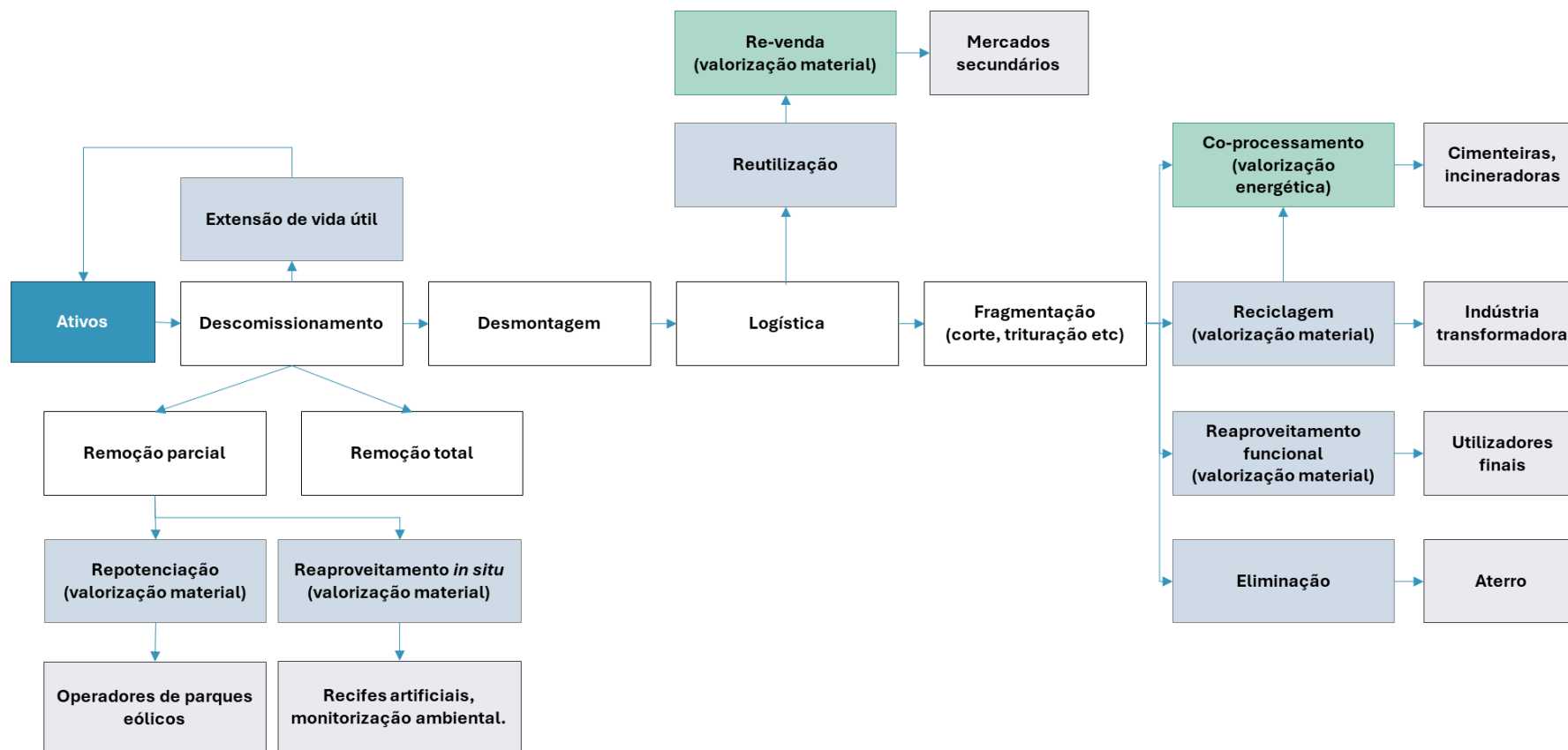


Figura 8-1. Estratégias e processos de fim de vida. Fonte: adaptada de contributos do grupo de trabalho “Sustainability”, WindEurope (2025) (informação interna).



Adene

Agência para a Energia