



RELATÓRIO

ENERGIA NO MAR

**Roteiro para uma Estratégia Industrial das Energias
Renováveis Oceânicas**

Novembro de 2016

Grupo de Trabalho

Ministério do Mar	Nome
Ministra do Mar (Presidência do GT)	Eng ^a Ana Paula Vitorino
Secretário de Estado das Pescas	Dr. José Apolinário
Direcção Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos	Eng. ^o Miguel Sequeira
Direcção Geral da Política do Mar	Cte. João Fonseca Ribeiro
Instituto Português do mar e da Atmosfera	Prof. Doutor Miguel Miranda
Investigador designado	Prof. Doutor Taveira Pinto
Gabinete Ministra do Mar	Doutor Ruben Eiras
	Prof. Doutor Rui Ribeiro
	Dr. Telmo Carvalho
	Cte. Palhas Ezequiel

Ministério da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior	Nome
Secretária de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior	Prof. Doutora Maria Fernanda Rollo
Presidente da FCT	Prof. Doutor Paulo Ferrão
Representante Presidente FCT	Dra. Rita Silva
Conselho Coordenador dos Institutos Superiores Politécnicos.	Prof. Doutor Roberto Gamboa
Investigador designado 1	Eng ^o António Vidigal
Investigador designado 2	Prof. Doutor Luís Gato
INESCTEC	Prof. Doutor José Manuel Mendonça

Ministério da Economia	Nome
Ministro da Economia	Prof. Doutor Caldeira Cabral
Secretário de Estado da Energia	Dr. Jorge Seguro Sanches
Assessora do Sr. Secretário de Estado da Energia	Dra. Maria João Coelho
Diretor-Geral de Energia e Geologia	Eng. ^o Carlos Almeida
Presidente do LNEG	Prof. Doutora Teresa Ponce de Leão
Presidente da ANI	Eng. ^o José Carlos Caldeira

Ministério do Ambiente	Nome
Ministro do Ambiente	Dr. Matos Fernandes
Adjunta do Ministério do Ambiente	Dra. Sandra Enteiriço

Ministério da Defesa	Nome
Instituto Hidrográfico [Representação da Defesa]	Dra. Aurora Bizarro
Adjunto do Ministério da Defesa Nacional	Cte. Antunes Almeida

Entidades I&D+I Privadas	Nome
WAVEC	Prof. Doutor António Sarmento
CEIIA	Eng. ^o Artur Costa

Colaboradores adicionais	Nome
IST	Prof. Doutor Carlos Guedes Soares
Galp Energia	Dr. Rui Batista
Galp Energia	Eng ^o Ricardo Leite

Índice

Capítulo 1. Estado da Arte.....	4
1.1 Energias <i>offshore</i> : fósseis e renováveis	4
1.2 Energia eólica <i>offshore</i>	5
1.3 Energia das ondas	15
Capítulo 2. Recursos Energéticos na Plataforma Estendida Portuguesa.....	25
2.1. Introdução.....	25
2.2. Recursos Eólicos <i>Offshore</i>	25
2.3 Recursos renováveis de energia dos oceanos: ondas e marés	26
2.4. Recursos em Hidrocarbonetos.....	27
2.5. Recursos em Hidratos de Metano.....	29
Capítulo 3. Principais correntes tecnológicas e respetivos índices de maturidade	33
3.1. Introdução.....	33
3.2. Energia eólica	37
3.3. Energia das ondas	43
Capítulo 4. Benchmarking do Levelized Cost of Electricity (LCOE)	49
4.1. O que é o LCOE.....	49
4.2.Valores do LCOE em 2015 de um conjunto de tecnologias de referência.....	49
4.3.LCOE das energias renováveis em maior detalhe.....	51
4.4. A curva de aprendizagem do eólico <i>onshore</i> e do fotovoltaico.....	52
4.5. A perspetiva da UE para a evolução LCOE da energia eólica	53
4.6. A evolução prevista do LCOE da energia das ondas	54
4.7. Estado atual e previsão redução do LCOE da eólica flutuante	56
4.8. Incentivos a atribuir à energia , tendo em atenção a evolução prevista do LCOE	58
Capítulo 5. Infraestrutura para transporte e distribuição da energia <i>offshore</i>	59
5.1 Tecnologia para transporte e distribuição de energia elétrica <i>offshore</i>	59
5.2 Desafios das redes e das infraestruturas de transporte e distribuição da energia elétrica <i>offshore</i>	65
5.3 Principais projetos europeus	68
5.4 Potenciais oportunidades	69
Capítulo 6. Identificação dos processos de licenciamento e risco associado.....	71
6.1 Processo de licenciamento para a produção de energia elétrica <i>offshore</i> e principais riscos	71
6.2 Processo de licenciamento para utilização do espaço marítimo para produção de energia elétrica <i>offshore</i> e principais riscos.....	77
6.3 Estudo de caso: parque de energias <i>offshore</i> em Peniche	80

6.4 Recomendações para simplificação e mitigação do risco para o investidor	81
Capítulo 7. Identificação e sumariação das fontes e modelos de financiamento	85
7.1 Identificação das principais linhas de financiamento nacionais	85
7.2.Exemplo de Projetos financiados a nível nacional	87
7.4. Exemplo de Projetos financiados a nível comunitário	88
7.5.Recomendações para envolvimento de investimento privado	89
8. Cadeia de valor, fatores de atração de investimento e modelos de negócio	92
8.1. Energia eólica <i>offshore</i>	92
8.2. Energia das ondas	96
8.3. Modelos de negócio alternativos à venda de energia elétrica à rede	98
8.4. Principais fatores de atração de investimento em energias renováveis offshore em Portugal: análise comparativa e medidas de política pública	100
8.5. Quantificação do impacto económico no PIB português da indústria de energias renováveis	104
8.6. Financiamento de projetos de energias renováveis marinhas até 2030	106
8.7. O potencial exportador das energias renováveis oceânicas	112
8.8. Recomendações para atração de investimento, maximização de valor na cadeia de fornecimento e redução de risco de mercado	116

Capítulo 1. Estado da Arte

1.1 Energias *offshore*: fósseis e renováveis

Portugal é caracterizado por uma vasta zona costeira e possui atualmente uma das maiores zonas económicas exclusivas da Europa, sendo por isso natural falar-se em exploração dos recursos costeiros e marítimos em diversos sectores económicos. Neste caso particular, o presente documento incide especialmente na análise dos recursos energéticos renováveis *offshore*, sendo esta complementada com um breve diagnóstico do potencial dos recursos fósseis (capítulo 2 deste relatório).

No caso das energias renováveis *offshore*, o tema central deste relatório, o desenvolvimento de sistemas para o seu aproveitamento já vem sendo efetuado há alguns anos. Usualmente este desenvolvimento requer a simulação numérica e experimental em tanque de ondas dos conceitos propostos, assim como a sua demonstração em ambiente marinho e posterior industrialização/comercialização.

No que diz respeito aos sistemas eólicos fixos, estes encontram-se, na sua grande maioria, num processo de demonstração ou de comercialização. Em contraste, os sistemas eólicos flutuantes encontram-se maioritariamente num processo de avaliação do seu desempenho – numérico (simulação computacional) e experimental (em tanque de ondas) [6]. Mas alguns destes sistemas encontram-se já na fase de demonstração da tecnologia em ambiente marinho, como é exemplo o sistema WindFloat [6]. O mesmo acontece com os sistemas para conversão de energia das ondas – atualmente na fase de simulação numérica, experimental (tanque de ondas), e de demonstração em ambiente marinho. É de referir que algum do conhecimento obtido com o desenvolvimento de sistemas e estruturas para aproveitamento de petróleo e gás *offshore* pode ser aplicado no desenvolvimento de sistemas *offshore* para conversão da energia eólica e das ondas.

Assim, é natural que países como a Noruega, os EUA e o Reino Unido, com uma forte indústria de petróleo e gás *offshore*, tenham interesse neste tipo de energias renováveis *offshore*. Há, no entanto, várias limitações à aplicação da tecnologia do petróleo e gás *offshore* [7]. A principal tem a ver com a diferença de custos que as instalações de petróleo e gás podem reportar quando comparadas, por exemplo, com os dispositivos de energia das ondas. Enquanto o sector do petróleo e gás podem reportar elevados custos, dado os lucros obtidos com o produto final são consideráveis, o mesmo não se passa no sector das energias renováveis *offshore*.

Referências

- [1] Rodrigues, M.L., Adão e Silva, P. (eds) (2012). *Políticas públicas em Portugal*. Imprensa Nacional da Casa da Moeda.
- [2] Borges et al. (2010). *Maturação orgânica e palinoestratigrafia da Sondagem RUIVO-1, região imersa da Bacia Algarvia. Contribuições para a prospecção de hidrocarbonetos*. Congresso Nacional de Geologia. Volume 19, nº 7, ISSN 1645-0388. E -Terra <http://e-terra.geopor.pt>
- [3] Fernandes et al. (2011). *Maturação Orgânica e Palinologia das sondagens Ruivo e Corvina, " da Bacia Algarvia*. Relatório Interno. Universidade do Algarve.
- [4] Costa, P., Estanqueiro, A. (2006). *Assessment of the sustainable wind potential in Portugal*. Proc. European Wind Energy Conference, Atenas.
- [5] Pontes, M.T., Aguiar R., Oliveira-Pires, H. (2005). *A Nearshore Wave Energy Atlas for Portugal*. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering, 127, p. 249-255.
- [6] Rhodri, J., Ros, M.C. (2015). *Floating wind: Market and Technology Review*. Carbon Trust, UK.
- [7] SI Ocean Consortium (2014). *Ocean Energy State of the Art*. <http://www.si-ocean.eu/en/>

1.2 Energia eólica *offshore*

Breve descrição do sistema tecnológico da energia eólica *offshore*

A exploração do recurso eólico no mar iniciou-se na Dinamarca no início dos anos noventa em águas pouco profundas (2 a 4m) a 2 km da costa e recorrendo a turbinas concebidas para operar em terra adaptadas ao ambiente marinho [1]. As fundações, de tipo gravítico, foram construídas e instaladas em “doca seca” e, retirando essa componente, a construção do primeiro parque eólico *offshore* assemelhou-se à construção de um parque eólico em terra.

Contudo, a indústria do sector eólico rapidamente verificou que as estruturas de suporte das turbinas *offshore* necessitavam ser projetadas de diferente modo [2] pois, contrariamente a outras estruturas concebidas para operar no mar- nas quais as cargas mecânicas são originadas principalmente pelas ondas – no caso das turbinas eólicas *offshore*, estas são solicitadas simultaneamente pelas ondas e pelo vento [2]. Assim, a resposta destas estruturas é dinâmica e, conseqüentemente, o estudo dos sistemas eólicos *offshore* é realizado de uma forma integrada, sendo o comportamento dos diferentes elementos – turbina, torre, estrutura de suporte e fundação – tomado como um todo.

No mar, os sistemas de conversão da energia cinética do vento em energia eléctrica são constituídos, essencialmente, pelos mesmos elementos que em terra. Os diferentes grupos geradores - vulgarmente designados por turbinas eólicas – são, de idêntico modo, interligados através de uma rede eléctrica, que neste caso é submarina. A central eólica *offshore* é interligada à rede eléctrica receptora em terra, usualmente através de uma subestação de elevação de tensão.

Durante os primeiros anos de desenvolvimento da tecnologia de aproveitamento da energia eólica *offshore*, as batimetrias não ultrapassavam 10 a 25 m, sendo comuns fundações gravíticas ou de tipo pilar (monopilar). Contudo, o interesse da indústria e dos investidores na instalação de centrais eólicas em águas mais profundas levou ao desenvolvimento de diferentes tipos de fundações, até recentemente todas fixas ao fundo do mar.

O facto de alguns países com grande interesse na tecnologia eólica *offshore* terem reduzidas plataformas continentais (ou constrangimentos na sua utilização para produção de electricidade) originou, no início do século XXI, um interesse crescente pela exploração de águas (ainda) mais profundas. Assim, foram desenvolvidos vários sistemas flutuantes que substituem as fundações fixas ao fundo do mar para batimetrias superiores a algumas dezenas de metros (Fig. 1.1).

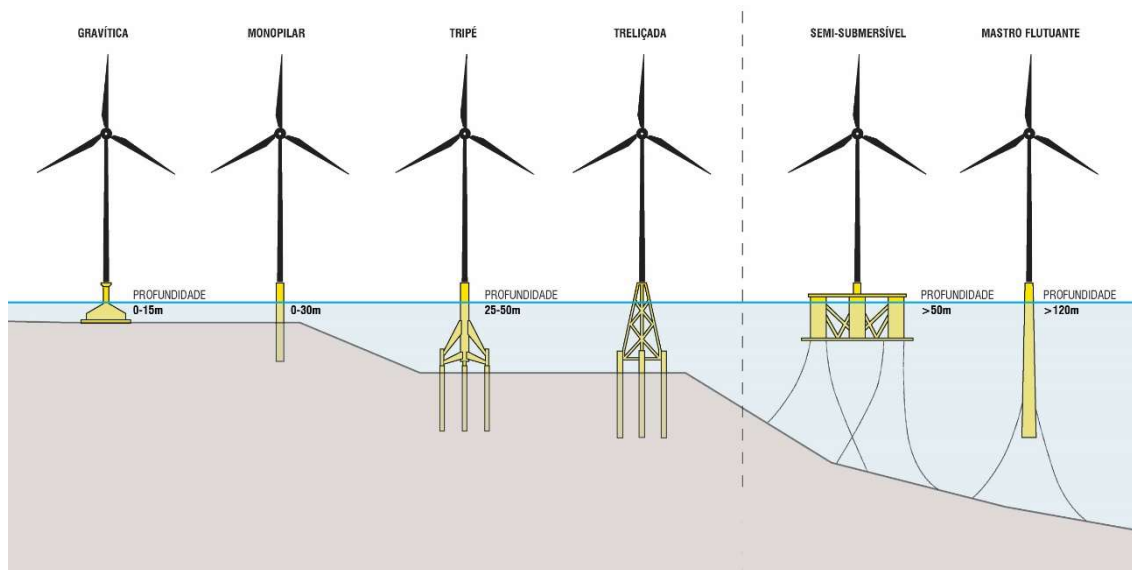


Fig. 1.1 - Tipos de fundações (fixas e flutuantes) de acordo com a profundidade.

Os sistemas flutuantes de aproveitamento da energia eólica *offshore* são adequados a locais com profundidades médias a elevadas. Atualmente existem alguns protótipos em fase de demonstração em condições reais de operação - e.g. o sistema Hywind na Noruega [3], e o sistema WindFloat em Portugal [4].

A instalação da primeira central eólica *offshore* flutuante está prevista que ocorra em 2017. Os sistemas flutuantes tendem a ser maiores e mais pesados do que os sistemas fixos [2], mas possuem algumas vantagens: p.e., a sua montagem pode ser feita em docas, reduzindo acentuadamente os custos e os riscos de instalação (Fig 1.2) e a sua disponibilidade (de produção de energética) tende a ser superior.

As configurações das plataformas flutuantes são bastante diversificadas. As tecnologias mais promissoras e avançadas podem ser divididas em duas categorias, baseadas nos princípios utilizados para garantir estabilidade ao sistema [5,6,7]:

- a) Plataformas que asseguram estabilidade por intermédio de um peso colocado num balastro situado por baixo do tanque de flutuação. Este peso contrariará o movimento de cabeceio e balanço induzido pelas ondas e, quando colocado suficientemente fundo, limita o movimento de arfagem para determinados períodos das ondas. Os sistemas de tipo “mastro flutuante” utilizam esta estratégia para serem estáveis (e.g. Projecto Hywind).
- b) Plataformas que asseguram estabilidade por intermédio de elementos de flutuação como é o caso das plataformas semi-submersíveis (e.g. Projecto WindFloat).



Fig. 1.2 - Montagem do sistema WindFloat na Lisnave

Existem também plataformas flutuantes com possibilidade de suportarem mais do que uma turbina como é o caso da Hexicon (de Hexicon) e Wind-Sea (de FORCE Technology), [5]. Existem ainda plataformas híbridas que, para além de incorporarem uma turbina eólica, também servem como estrutura de suporte a um dispositivo submerso para extracção de energia das ondas, como são exemplos SKWID (de MODEC) e Poseidon P80 (de Floating Power Plant) [5]. São ainda de referir as tecnologias “MonoBucket”, uma tecnologia emergente que se baseia na instalação de um sistema de sucção em forma de balde invertido; e ii) Tension Leg Platform (TLP) – Plataforma com amarração em tensão [6]. Estas estruturas apresentam-se na Tabela 1.1, a qual indica as profundidades adequadas e as limitações de cada tecnologia [8]. Uma perspetiva mais aprofundada sobre os níveis de maturidade tecnológica dos diversos conceitos é apresentada no Capítulo 3.

Tabela 1.1 – Resumo de diferentes estruturas offshore (adaptado de [7])

Tipo de estrutura	Descrição física	Profundidade adequada	Vantagens	Limitações
Mono pilar de aço	Um pilar de apoio fixo ao fundo do mar	10 - 30 m	Fácil fabrico; tecnologia muito testada	Competitividade depende dos fundos marinhos e do peso das turbinas; ruído
Mono pilar de betão, instalado por perfuração	Um pilar de apoio fixo ao fundo do mar	10 – 40 m	Combinação de métodos comprovados; custo mediano; reduzido impacto ambiental (ruído)	Elevado peso; transporte difícil
Base de cimento	Estrutura de betão	Até 40 m	Baixo custo	Transporte complexo para grandes turbinas; requer preparação do fundo marinho
Bomba de sucção	Cilindro de aço com topo selado, pressionado no fundo marinho	n.d.	Fácil instalação e remoção em fundos arenosos e de cascalho.	Muito sensível às condições do fundo marinho
Tripé/quadrupé	Estrutura com 3 ou 4 “pernas”	25-50 m	Elevada resistência estrutural	Fabrico complexo; difícil transporte
Treliçada	Estrutura de treliça	>40 m	Adequada a grandes turbinas	Elevado custo
Flutuante	Sem contacto com fundo marinho	>50 m	Adequada para água profunda, permite explorar grandes potenciais	Custo; peso; estabilidade
Mastro flutuante (Hywind)	Cilindro de aço flutuante anexado ao fundo marinho	120 – 700 m	Adequada para água profunda, permite explorar grandes potenciais	Requer águas muito profundas; Elevado custo
Semiflutuante WindFloat	Sem contacto com fundo marinho	>50m	Adequada a várias profundidades; Elevada estabilidade estática e dinâmica; design e dimensões	Elevado custo
TLP	Plataforma com amarração pré-tensionada	>300 e <1500m	Custo de manutenção baixo	Fadiga dos tensores. Reduzida estabilidade em algumas condições de mar.

Breve historial do seu desenvolvimento: do início até ao presente

O início do desenvolvimento da energia eólica *offshore* teve lugar na Europa entre 1990 e 2000 com a instalação de pequenos projectos de demonstração, na sua maioria em águas pouco profundas (nos Mares do Norte e Báltico) [9,10]. O rápido crescimento destes projectos ocorreu no Norte da Europa onde, até ao final do ano 2000, já se encontravam em operação vários parques eólicos, tendo o primeiro sido instalado em 1991 em Vindeby no sul da Dinamarca com 11 turbinas de 450kW.

O crescimento acentuado da instalação de parques eólicos *offshore* na Europa, pode ser facilmente explicado por dois factores essenciais;

1. A Europa é caracterizada, em toda a sua extensão, pela existência de uma larga plataforma continental, submersa em águas pouco profundas, com batimetrias muito favoráveis à instalação de estruturas fixas no fundo do mar (Fig. 1.3);
2. O desenvolvimento dos primeiros projectos eólicos *offshore* no mar do Norte, permitiu a aquisição e a consolidação de conhecimentos, que conduziram a um elevado grau de maturidade tecnológica, que colocou a Europa na liderança deste sector, quer no fabrico de turbinas eólicas, quer no fornecimento de serviços de instalação, operação e manutenção.

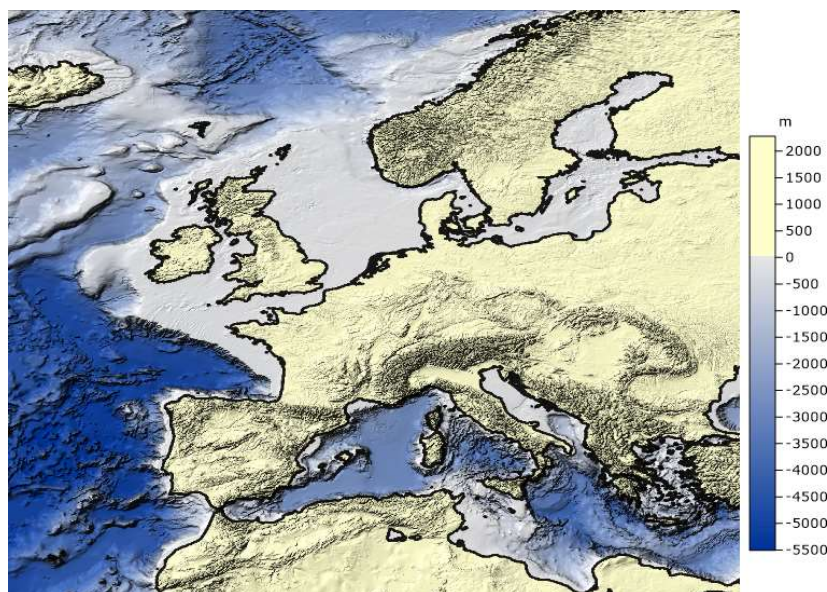


Fig. 1.3 – Plataforma continental do continente Europeu (fonte: Digital Atlas GEBCO – General Bathymetry Chart of the Oceans ¹)

O elevado potencial eólico *offshore* existente no mar do Norte, no mar Báltico (Fig. 1.4) e, praticamente, em toda a costa Atlântica [9, 10] e o crescente consumo energético que a Europa enfrenta, aliados à tendência de esgotamento de território terrestre disponível para desenvolvimento de projectos eólicos, direccionaram a Europa para o aproveitamento da energia eólica *offshore* que é, actualmente, um dos principais contribuintes para a realização do objectivo europeu de assegurar que, até 2020, 20% do consumo total de energia tem origem em fontes renováveis, estabelecido no “pacote 2020 Clima & Energia”. [13], como também no Roteiro para a Energia 2050.

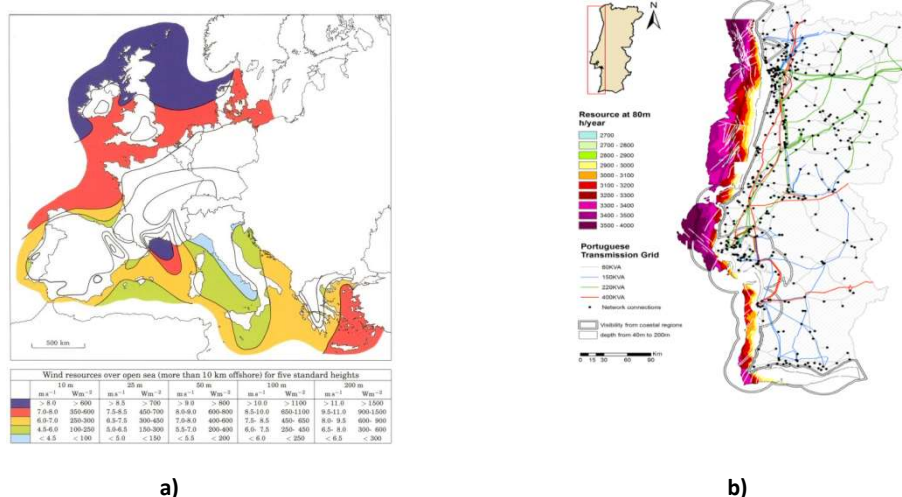


Fig. 1.4 – Potencial Eólico Offshore a) na Europa [11, 12] e; b) em Portugal [14, 15]

Desde o início dos anos 90, vários projectos foram surgindo acompanhando a evolução da tecnologia eólica *offshore*. No final de 2015, a capacidade eólica *offshore* em operação na Europa atingiu 11 GW e um total de 3230 turbinas instaladas em 84 centrais eólicas *offshore* em 11 países europeus, incluindo Portugal. Esta capacidade permite a geração de,

¹ Mapa da batimetria da Europa obtido de Digital Atlas GEBCO – General Bathymetry Chart of the Oceans @ 30'' resolution. (http://www.gebco.net/data_and_products/gridded_bathymetry_data/)

aproximadamente, 40.6 TWh de energia eléctrica, valor suficiente para suprir 1,5% do consumo total da Europa [16]. A Fig. 1.5 mostra a evolução da capacidade anual instalada e acumulada entre 1993 e 2015 e a Tabela 1.2 a distribuição dos parques e turbinas eólicas em operação por país europeu no final de 2015.

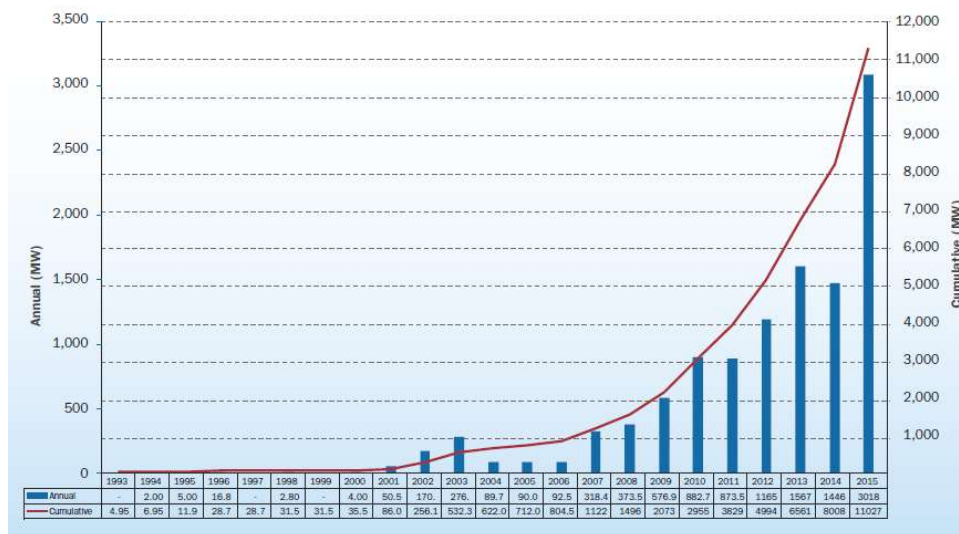


Fig. 1.5 – Capacidade eólica *offshore* instalada e acumulada na Europa entre 1993 e 2015. (Fonte: [16])

Tabela 1.2- Distribuição dos parques e turbinas eólicas *offshore* em operação na Europa (2015). (adaptado de [15])

País	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
Capacidade Instalada (MW)	712	3295	1271	5	26	25	427	2	2	202	5061	11027
Percentagem de capacidade Instalada (%)	6.46	29.88	11.53	0.05	0.24	0.23	3.87	0.02	0.02	1.83	45.90	100
Número de Parques Eólicos	5	18	13	1	2	1	6	1	1	5	27	80
Número de Turbinas Eólicas	182	792	513	1	9	7	184	1	1	86	1454	3230

Existem vários fabricantes de turbinas eólicas, especialmente vocacionados para esta tecnologia *offshore*. Actualmente, a Siemens é a empresa que lidera este mercado, com 63.6% de quota, seguida da MHI Vestas (23%) e da Senvion (4.3%). No que respeita aos sistemas utilizados na fixação de sistemas eólicos ao fundo, os mais utilizados atualmente são do tipo monopilar (80.1%), seguidos dos sistemas gravíticos (9.1%), treliçados (5.4%), Tripé (5.3%) e sistemas experimentais e flutuantes (0.1%) [16].

Principais desafios tecnológicos

Os principais constrangimentos tecnológicos ao desenvolvimento do sector eólico *offshore* são de carácter infra-estrutural, prendendo-se, actualmente, com a escassez de serviços e meios para a instalação, operação e manutenção do elevado número de turbinas eólicas *offshore* existente. Nas últimas duas décadas vários países europeus, como a Alemanha, a Holanda e o Reino Unido, fizeram uma aposta clara no desenvolvimento deste sector económico. Por exemplo, convertendo estruturas portuárias envelhecidas e subutilizadas.

A distância à costa e a profundidade a que os projectos tendencialmente se situam introduz um outro desafio ao sector eólico *offshore*. Às distâncias elevadas estão associados tempos de acesso igualmente elevados, que limitam temporalmente a extensão das manutenções diariamente exequíveis. Este facto, aliado à natural dificuldade no acesso às turbinas durante situações de mar agitado e/ou ocorrência de velocidades de vento elevadas, leva a que operações de manutenção de carácter muito simples em terra, aguardem vários dias (ou mesmo semanas) até ser possível aceder às turbinas, quando no mar [17].

Uma parte substancial da dificuldade no acesso aos sistemas eólicos *offshore* foi ultrapassada pela instalação, nas turbinas eólicas *offshore* mais recentes, de plataformas de acesso por via aérea recorrendo a helicópteros. Contudo, e pesem embora todas as medidas de manutenção preventiva em utilização, a disponibilidade anual destas turbinas mantém-se ligeiramente inferior às turbinas de tecnologia equivalente, que operam em terra [18].

O crescimento do sector e o aumento da dimensão dos projectos de novas centrais eólicas *offshore* na Europa, introduzem um desafio tecnológico no que respeita às estruturas de interligação eléctrica destas centrais, sobretudo no que respeita à gestão bidireccional de fluxos de potência fortemente variáveis no tempo, em redes HVDC.

Em [6] foram identificadas e priorizadas algumas das barreiras técnicas mais importantes e que deverão ser ultrapassadas para tornar viável a comercialização dos sistemas eólicos flutuantes.

Na Tabela 1.3 as barreiras são hierarquizadas pelo potencial de redução de custos associado.

Tabela 1.3 – Hierarquização das barreiras técnicas mais importantes que deverão ser ultrapassadas para tornar viável a comercialização dos sistemas flutuantes e seu potencial de redução de custo. (adaptado de [6])

Desafio técnico	Potencial redução de custo
Dimensão e peso da plataforma	Elevado
Procedimentos de instalação	Médio/Elevado
O&M em porto (Grandes reparações)	Médio
Subestações flutuantes/Módulos dos transformadores	Médio
Sistema de controlo avançado para geradores de turbinas eólicas flutuantes	Médio
Projecção de amarrações & instalação	Médio
Projecção de ancoragem & instalação	Médio
Instalação de tanques para testes e ensaios	Médio
Operação de parque eólico (efeitos de esteira, rendimento, produção energia anual)	Médio
Ferramentas de modelação avançadas	Médio
Cabos dinâmicos de alta tensão	Médio
Normas adequadas a turbinas eólicas flutuantes	Médio
Impacto Ambiental	Médio/Baixo

Principais “players”, respectivas funções e interesses

LNEG, WavEC, o IST e o ISQ são instituições que têm vindo a desenvolver trabalho no âmbito da energia eólica *offshore*, nomeadamente, na avaliação do recurso energético, na caracterização do desempenho das turbinas eólicas e na modelação numérica do desempenho de sistemas flutuantes, avaliação do impacto ambiental, serviços de Operação & Manutenção (O&M), entre outras actividades.

Em Portugal, o desenvolvimento de tecnologia eólica *offshore* começou com a formação em 2010, do consórcio WindPlus, constituído pelas empresas EDP Inovação, Principle Power e A.Silva Matos, e a sua aposta no desenvolvimento da tecnologia flutuante WindFloat (Fig. 1.6).

O projecto europeu EC FP7 DemowFloat [19] financiou a demonstração à escala mundial da tecnologia WindFloat na costa portuguesa ao largo da Aguçadoura e foi coordenado pela EDP Inovação. A EDP Renováveis coordena actualmente outro projecto de desenvolvimento de tecnologia eólica *offshore* (fixa ao fundo) – o projecto H2020 Demogravi3 [20] (Fig. 1.7). O Grupo EDP assegura, assim, o envolvimento de Portugal no desenvolvimento tecnológico dos dois segmentos – eólico *offshore* flutuante e fixo.



Fig. 1.6 – Sistema WindFloat® - eólico offshore flutuante [4].



Fig. 1.7 – Sistema Demogravi3 em antevisão – eólico *offshore* fixo. (Fonte: [20]).

Principais benefícios ambientais

A energia eólica *offshore*, para além de apresentar os benefícios comuns a outras fontes renováveis, permitindo obter energia elétrica livre de emissões diretas de CO₂ e, assim, contribuindo para a mitigação das alterações climáticas, tem vindo também a revelar-se uma mais-valia para as espécies marinhas [20]. Estudos efetuados sobre esta matéria indicam que as estruturas de fixação das turbinas eólicas *offshore* potenciam a criação de abrigos para espécies marinhas. Com efeito, tem-se observado no Mar do Norte que estas estruturas funcionam como recifes artificiais, atraindo e concentrando espécies como mexilhões, lapas e outros crustáceos que, por sua vez, atraem predadores para essas áreas, normalmente vedadas à pesca, aumentando assim a biodiversidade e contribuindo para a recuperação de espécies marinhas em risco [21, 22, 23].

Iniciativas em Portugal

A construção do primeiro sistema WindFloat® em Portugal ocorreu em 2011 e foi inicialmente financiado pelo FAI-Fundo de Apoio à Inovação. A demonstração da sua viabilidade técnica e económica na Costa Portuguesa em condições reais de operação foi co-financiada pelo 7º programa quadro da CE através do projecto DemoWfloat – um projecto de inegável sucesso a nível internacional, que reuniu 12 entidades de 5 países diferentes, coordenado pela EDP Inovação S.A., e que colocou esta tecnologia flutuante entre as mais promissoras em todo o mundo. O protótipo WindFloat® (Fig. 1.6) foi instalado em Setembro de 2011 ao largo da Aguçadora a uma distância de aproximadamente 6 Km e a uma profundidade de cerca 42m tendo entrado em funcionamento pleno em Dezembro desse ano. O sistema foi montado em terra na Lisnave – Estaleiros Navais, Setúbal. O projeto DemoWfloat iniciou-se em 2011 e terminou em 2015.

O passo seguinte na industrialização da tecnologia Windfloat passa pela sua disseminação, que será assegurada pela instalação em 2018 de um parque eólico de 25 MW constituído por sistemas WindFloat ao largo de Viana do Castelo - um projecto cujo financiamento foi já garantido pelo programa europeu NER300.

O projeto Demogravi3 é financiado pelo Horizonte 2020 e coordenado pela EDP Renováveis. O projeto tem a duração de 4 anos e tem como objetivo o desenvolvimento e demonstração à

escala 1:1 de um sistema eólico fixo ao fundo do mar de tipo gravítico e suporte em tripé (Fig. 1.7) que estará localizado ao largo da Aguçadora aproveitando o cabo submarino do sistema WindFloat®. O projeto desenvolverá e testará uma tecnologia inovadora para instalação de turbinas eólicas em águas com profundidades entre os 30 e os 60m e permitirá ganhar competências e experiência em toda a cadeia de valor da energia eólica *offshore* desde o projeto e construção até à operação e manutenção, estudando a viabilidade técnica desta solução e os modelos de negócio que dela podem decorrer.

Referências

- [1] Twidell, J., Gaudiosi, G. (eds) (2009). *Wind Power*. Multi-Science Publishing Co Ltd.
- [2] Vannuci, D. (ed.) (2012). *WP3 – State of the art*. ORECCA (www.orecca.eu, consultado em 26.04.2016)
- [3] <http://www.statoil.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Environment/Climate/Renewable/Wind/Pages/Hywind.aspx> (consultado em 29.04.2016)
- [4] <http://principlepowerinc.com/en/windfloat> (consultado em 29.04.2016)
- [5] Butterfield, S., Musial, W., Jonkman, J., Sclavounos, P. (2005). *Engineering challenges for floating wind turbines*. National Renewable Energy Laboratory, USA.
- [6] Rhodri, J., Ross, M.C. (2015). *Floating wind: Market and Technology Review*. Carbon Trust, UK. (<https://www.carbontrust.com>, consultado em 26.04.2016).
- [7] Karimirad, M. (2014). *Energy Structures for Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Platforms*. Springer.
- [8] EWEA (2009). *Oceans of opportunity: Harnessing europe's largest domestic energy resource*. Technical report, EWEA (<http://www.ewea.org>, consultado em 26.04.2016)
- [9] Silva, N., Fernandes, M., Marujo, R., Costa, P., Estanqueiro, A. (2011). *Roadmap para as energias renováveis em Portugal. Estado da Arte - Energia Eólica*. FCT Project PTDC/SEN-ENR/105403/2008. LNEG.
- [10] International Energy Agency. (2005). *wind experiences*. Technical report, IEA.
- [11] http://www.wwindea.org/technology/ch02/en/2_2_2.html (consultado em 29.04.2016)
- [12] Frank H.P., Rathmann O., Mortensen N.G., Landberg, L. (2001). *The numerical wind atlas: The kamm/wasp method*. Technical report, Information Service Department, Riso National Laboratory, Dinamarca.
- [13] http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm (consultado em 27.04.2016).
- [14] Costa, P., Simões, T., Estanqueiro, A. (2010). *Sustainable Wind Potential in Continental Portugal*. Proc. "Oceans as a Source of energy", Academia de Engenharia, Berlin-Brandenburgische der Wissenschaften, p.40-43.
- [15] Costa, P., Simões T., Estanqueiro A. (2016). *Tools for ocean energy maritime spatial planning*. Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V. (eds), Springer, p. 161-180.
- [16] <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2015.pdf> (consultado em 26.04.2016).
- [17] Silva, N., Estanqueiro, A. (2013). *Impact of Weather Conditions on the Windows of Opportunity for Operation of Wind Farms in Portugal*. Wind Engineering 06, 37(3), p. 257-268.
- [18] González, S.F., Diaz-Casas, V. (2016). *Present and future of floating Wind, in Floating wind farms*, Castro-Santos, L. and Diaz-Casas, V. (eds), Springer, p. 1-21.
- [19] www.demowfloat.eu (consultado em 27.04.2016).
- [20] <http://www.edp.pt/pt/media/noticias/2015/Pages/Demogravi3.aspx> (consultado em 29.04.2016).
- [21] Attrill, M. (2012). *Marine Renewable Energy: necessary for safeguarding the marine environment?* Marine Institute, Plymouth University, https://www.foe.co.uk/sites/default/files/downloads/marine_renewable_energy.pdf. (consultado em 26.04.2016)
- [22] <http://www.ewea.org/blog/2012/12/offshore-wind-farms-benefit-sealife-says-study/> (consultado em 26.04.2016).
- [23] <http://www.independent.co.uk/environment/offshore-wind-farms-create-reef-effect-perfect-for-marine-wildlife-especially-seals-9619371.html> (consultado em 26.04.2016)

1.3 Energia das ondas

Breve descrição do sistema tecnológico de energia das ondas

Desde o século XIX que têm sido sugerido métodos para converter energia das ondas em formas mais úteis de energia. McCormick em 1981, [1], referia que havia mais de 1000 patentes registadas com esse objectivo.

Ao longo das últimas décadas têm sido desenvolvidos diversos dispositivos para conversão de energia das ondas, encontrando-se as tecnologias utilizadas em diferentes estágios de desenvolvimento. O processo de conversão da energia das ondas em energia eléctrica decompõe-se em três etapas básicas comuns a todos os tipos de dispositivos.

Na primeira etapa, o recurso de energia das ondas é convertido em:

- Oscilação, no caso de corpos oscilantes
- Energia pneumática, no caso de sistemas de coluna de água fixos ou flutuantes óleo-hidráulicos
- Armazenamento de água num reservatório [2], no caso de sistemas de galgamento, fixos ou oscilantes

Na segunda etapa, o movimento oscilatório é convertido em movimento unidirecional. Este objetivo é conseguido:

- Nos corpos oscilantes, por intermédio de uma turbina que transmite potência a um veio sob a forma de binário e velocidade de rotação [3,4].
- Nos sistemas de coluna de água fixos ou flutuantes óleo-hidráulicos, o movimento oscilatório é convertido em pressão num caudal de um fluído que acionará um ou mais motores hidráulicos [5].
- Nos sistemas de galgamento, a água armazenada no reservatório fará acionar um conjunto de turbinas de baixa queda [6].

Na terceira etapa, a energia mecânica é convertida em energia eléctrica por intermédio de um ou mais geradores. Há, no entanto, sistemas de corpos oscilantes que após o primeiro estágio de conversão de energia utilizam geradores eléctricos lineares de magnetos permanentes para converter directamente o movimento oscilatório em energia eléctrica [7].

Existem outras formas de energias no oceano, nomeadamente a energia das correntes oceânicas ou de maré, em que turbinas localizadas no oceano extraem energia às correntes. No entanto, para este tipo de aproveitamento de energia, a potência disponível para a turbina é proporcional ao cubo da velocidade da corrente, sendo este um dos fatores a tomar em consideração na decisão de construir este tipo de dispositivos.

Para a energia das marés são construídos diques em estuários que aproveitam a diferença do nível da água entre a bacia do estuário e o mar para produzir energia. Assim, as condições topográficas e o nível de maré verificado no local são fatores a considerar na tomada de decisão relativa à construção deste tipo de centrais.

OTEC é o acrónimo de “Ocean Thermal Energy Conversion”. Este processo de produção de energia a partir do gradiente térmico do oceano é conhecido desde o século XIX, mas a sua operacionalização veio a demonstrar-se muito difícil (Kim et al., 2016). A conversão de energia térmica dos oceanos é principalmente utilizada em mares tropicais (latitude 10°N-10°S) em que a temperatura à superfície se situa entre os 24 e os 30°C e para profundidades de 500 a 1000m entre os 3 e 9°C.

É esta diferença de temperatura que permite a produção em ciclo aberto de eletricidade e água potável, ou em ciclo fechado, de eletricidade. Estudos teóricos e protótipos experimentais mostram a sua adaptação a condições oceânicas nas quais a temperatura à superfície é elevada. Está prevista a instalação de uma unidade de 10 MW na Martinica (Magagna e Uihlein, 2015). Não se conhecem estudos da sua aplicação à área portuguesa.

Breve historial do seu desenvolvimento: do início até ao presente

A crise energética que se viveu em meados dos anos 70 obrigou a que governos e instituições se debruçassem sobre a possível utilização de fontes de energia renováveis. Assim, desde essa década que o estudo referente ao aproveitamento da energia das ondas tem vindo a ser desenvolvido por vários países.

Inicialmente o Reino Unido, a Noruega, a Suécia, os Estados Unidos e o Japão implementaram programas para a pesquisa e desenvolvimento de sistemas de conversão de energia das ondas. Nos anos 80, a investigação decaiu de forma acentuada em alguns desses países, nomeadamente no Reino Unido, tendo por outro lado aumentado consideravelmente em Portugal, Irlanda, Índia e China. Em 1992 o programa JOULE, lançado pela Comissão Europeia, integra um projecto europeu, liderado por Portugal, com o nome de *Preliminary Actions in Wave R&D - European Pilot Plant Study*. Seguem-se outros dois projetos designados por *European Wave Energy Pilot Plant on the Island of Pico, Azores, Portugal* em 1993-96 e *European Wave Energy Pilot Plant on the Island of Pico, Azores, Portugal. Phase two : Equipment* em 1995-98, que também estiveram integrados no programa JOULE.

A Comissão Europeia tem apoiado o desenvolvimento deste tipo de energia, nomeadamente no âmbito de vários projetos aprovados no FP7 e ultimamente no Horizonte 2020. Outros programas, como o NER300, são ferramentas importantes para o desenvolvimento desta tecnologia. Atualmente, existe um conjunto de equipas que trabalha no desenvolvimento de sistemas para conversão de energia das ondas. O atual peso relativo dos países no seu desenvolvimento é apresentado na Fig. 1.8. Como é possível observar, o interesse por este tipo de aproveitamento de energia é global.

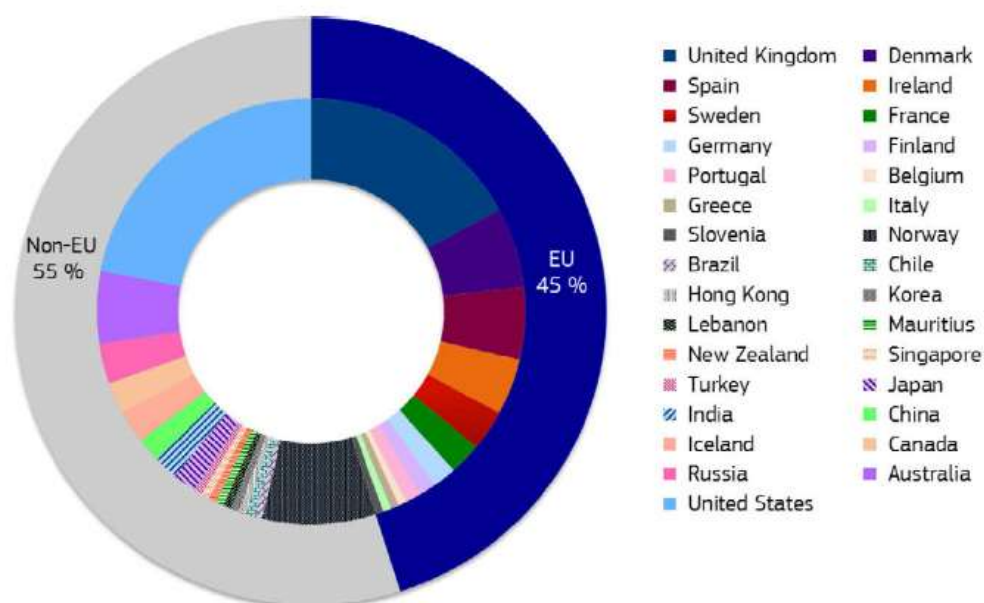


Fig. 1.8 – Peso relativo dos países no desenvolvimento de dispositivos para energia das ondas (Fonte: [8])

Principais desafios tecnológicos

As tecnologias da energia dos oceanos apresentam barreiras de quatro tipos: desenvolvimento tecnológico, financeiras e de mercado, ambientais e administrativas e disponibilidade da rede elétrica [8,9,10]. Correntemente, as barreiras tecnológicas são as que necessitam de uma abordagem mais premente por parte da comunidade técnico-científica (ver Capítulo 3). As questões tecnológicas têm um peso de 35% nas prioridades definidas pela indústria [8,10]. Estas deverão ser abordadas num curto prazo de tempo [8]. O sucesso da abordagem das questões tecnológicas é fundamental na identificação de soluções para as outras barreiras que atrasam o desenvolvimento do sector, em particular, relacionadas com as barreiras financeiras [8].

A fiabilidade e o desempenho da tecnologia são questões fulcrais para os promotores de dispositivos para a conversão de energia dos oceanos. Os dispositivos têm que operar em condições marítimas rigorosas e a falta de informação sobre o seu desempenho a longo prazo atrasa a maturação desta tecnologia [8]. Componentes críticas como o equipamento de “*power take-off*”, ou a eletrónica de potência e amarrações, desempenham um papel importante na fiabilidade dos dispositivos [8]. O desenvolvimento destas componentes, tendo em atenção as duas áreas acima referidas (fiabilidade e desempenho), são da maior importância.

É de referir que a maioria dos dispositivos de conversão de energia das ondas são dispositivos que, não possuindo um tipo de controlo apropriado, só conseguem extrair eficientemente energia às ondas para uma determinada banda de frequências do espectro de agitação marítima. A necessidade de melhorar o seu desempenho, ou eficiência, obrigará ao desenvolvimento de metodologias de controlo que se traduzirão em novos equipamentos e algoritmos de controlo [11]. A sobrevivência dos dispositivos também será uma área a abordar, assim como a sua utilização em densos agregados com implicações ao nível das amarrações [12].

Atualmente estão a ser estudados dispositivos com princípios de funcionamento muito diferentes. A grande dispersão de conceitos em termos de princípios de funcionamento e componentes empregues atrasa o desenvolvimento tecnológico [8]. É essencial desenvolver e implementar políticas de investimento dirigidas ao desenvolvimento da tecnologia e indicadores específicos para a avaliação deste desenvolvimento [8]. Este ponto é desenvolvido em maior profundidade no Capítulo 3.

O desenvolvimento/aperfeiçoamento tecnológico terá como impacto a diminuição do *LCOE* (*levelized cost of energy*) para este tipo de dispositivos. Dada a diversidade de conceitos, há uma grande dispersão de valores para o *LCOE* sendo estes muito dependentes da maturidade da tecnologia (ver Capítulo 4).

Principais “players”, respetivas funções e interesses

A investigação sobre a utilização da energia das ondas em Portugal começou em 1978, no IST. Em 1983 o INETI (atualmente LNEG) aderiu ao projeto. Em 2003, foi criado o WavEC Offshore Renewables. É possível verificar em [13] que estas instituições são nucleares no desenvolvimento deste tipo de tecnologia. As suas funções repartem-se por investigação, inovação, apoio a empresas e a políticas públicas. Atualmente, instituições como a FEUP e a UNL têm, progressivamente, contribuindo para esta área. Na Tabela 1 (apresentada no final da secção), estão identificadas empresas de desenvolvimento de dispositivos para a energia das ondas [8].

Principais benefícios ambientais

A energia das ondas é uma energia renovável e limpa. O impacto negativo que os sistemas de energia das ondas podem ter no meio marinho é consideravelmente reduzido, se os materiais que estes dispositivos incorporam forem não poluentes. Em caso de acidente, é necessário garantir que os sistemas não danifiquem o ecossistema marinho. Amarrações e cabos submarinos poderão ter impacto no fundo marinho.

O impacto visual destes sistemas dependerá do tipo de dispositivo. No entanto, é de esperar que este seja reduzido para a maioria dos dispositivos.

A modificação do campo de ondas, se considerarmos uma utilização intensiva do espaço marítimo, poderá ter alguma influência na alteração da erosão costeira necessitando de ser avaliado caso a caso o efeito, positivo ou negativo, que agregados de grande dimensão poderão ter na zona costeira.

Os dispositivos *offshore* não deverão gerar ruído que seja perceptível em terra, não emitem qualquer tipo de emissões de gases ou outro tipo de poluentes.

Os dispositivos de energia das ondas funcionarão como recifes artificiais para as diferentes espécies marinhas e existirá um aumento da biomassa disponível *in loco* [14].

Iniciativas em Portugal

Em 1991 a Comissão Europeia, por intermédio do programa JOULE da DG XII, decidiu financiar um conjunto de ações de I&D em energia das ondas. Uma destas ações consistiu nos estudos preliminares com o objetivo de construir uma Central Piloto Europeia de energia das ondas. No decorrer destes estudos foram identificados vários locais nas ilhas do Pico, Terceira e São Miguel (Açores) com boas condições para a construção duma central do tipo coluna de água oscilante. O local considerado como o mais interessante foi Porto Cachorro, na ilha do Pico. No seguimento destes estudos foram assinados com a Comissão Europeia contratos referentes a dois projetos JOULE (1993-96, 1995-98), tendo como objetivos os estudos básicos, o projeto, a construção e o comissionamento duma central de coluna de água oscilante em Porto Cachorro, ilha do Pico, Açores. A potência instalada é de aproximadamente 400 kW (Fig. 1.8).



Fig. 1.9 – Central de coluna de água oscilante de Porto Cachorro, ilha do Pico, Açores.

Em 2004, foi testado na Póvoa do Varzim o Archimedes Wave Swing (AWS) (Fig. 1.10). Era um sistema oscilante, em arfagem, submerso, que utilizou um gerador eléctrico linear de magnetos permanentes para converter o movimento de oscilação em energia eléctrica. Tinha uma potência instalada de 2MW. A tecnologia foi da responsabilidade da empresa Teamwork Technology.

Em 23 de Setembro de 2008 foi inaugurado na Aguçadora o primeiro parque pré-comercial com três dispositivos Pelamis (Fig. 1.11). Tratava-se de um sistema do tipo “*terminator*”, cuja maior dimensão era coincidente com a direcção das ondas, que utilizou um sistema óleo-hidráulico como equipamento de “*power take-off*”. A tecnologia foi da responsabilidade da empresa britânica Ocean Power Delivery e o investimento foi do grupo português Enersys. Cada dispositivo tinha uma potência instalada de 750 kW.

A AW-Energy Ltd é uma empresa finlandesa que desenvolveu um conceito denominado de WaveRoller que aproveita o movimento oscilatório de avanço-recuo, “*surge*”, das partículas da água para acionar uma pala articulada no fundo do mar (Fig. 1.12). O dispositivo utiliza um sistema óleo-hidráulico como equipamento de “*power take-off*”. A tecnologia foi testada em 2008 e 2009 em Peniche. Em 2012, foi instalado um parque constituído por três unidades com uma potência nominal total de 300 kW. O WaveRoller deteve uma licença de 1MW para ligação à rede eléctrica nacional, embora apenas tenha instalado 300 KW. O equipamento já não se encontra em funcionamento. Está em construção o novo protótipo, o qual deverá ficar operacional durante 2016.

“A ENONDAS recebeu, em 2010, do Estado Português, uma concessão para a produção de energia das ondas numa zona piloto. A concessão tem um prazo de 45 anos e inclui a autorização para a implantação das infra-estruturas e ligação à rede eléctrica pública. A ENONDAS usa a marca comercial Ocean Plug. A Zona Piloto Portuguesa (ZP) engloba uma área de cerca de 320 km² e está situada perto de S. Pedro de Moel, entre a Figueira da Foz e a Nazaré. O objectivo fundamental é tornar-se um espaço aberto, na costa atlântica, dedicado ao desenvolvimento de energias marinhas, com especial ênfase na energia das ondas”, em [15].



Fig. 1.10 - Archimedes Wave Swing (AWS) instalado em Portugal em 2004.



Fig. 1.11 – Dispositivo Pelamis (Fonte: <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/>)

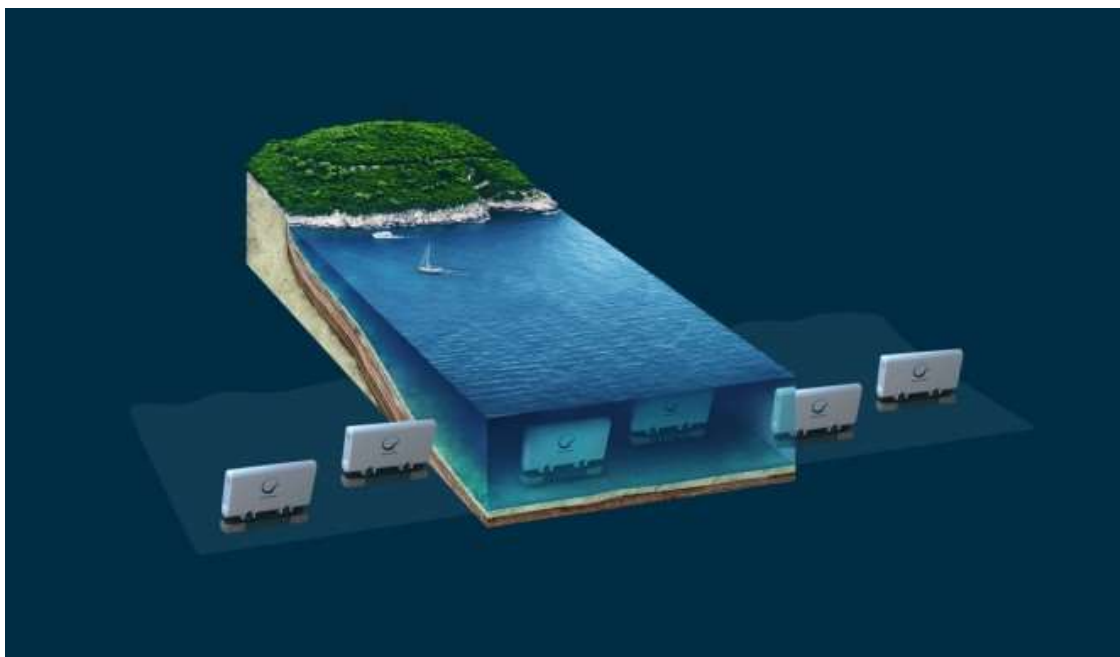


Fig. 1.12 – Dispositivo WaveRoller (Fonte: <http://aw-energy.com/pt-pt/sobre-o-waveroller/parques-de-ondas>)

Referências

- [1] McCormick, M.E. (1981). *Ocean Wave Energy Conversion*. John Wiley & Sons, Inc.
- [2] Falcão, A. F. de O. (2010). *Wave energy utilization: A review of the technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14, p. 899-918.
- [3] Gato, L.M.C., Falcão, A.F. de O., Eça, L. (1991). *Performance of the Wells turbine with variable pitch rotor blades*. Journal of energy resources technology – Transactions of the ASME, 113(3), p. 141-146.
- [4] Falcão, A. F. de O., Henriques, J.C.C. (2016). *Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review*. Renewable Energy, 85, p. 1391-1424.
- [5] Salter, S.H., Taylor, J.R.M., Caldwell, N.J. (2002). *Power conversion mechanisms for wave energy*. Proc. Inst. Mech. Eng. Part M J Eng Maritime Environment, p. 1-27.
- [6] Kofoed, J.P., Frigaard, P., Friis-Madsen E., Sorensen, H.C. (2006) *Prototype testing of the wave energy converter Wave Dragon*. Renewable Energy, 31, p. 181-189.
- [7] Elwood, D., Schacher, A., Rhinefrank, K., Pruddel, J., Yim, S., Amon, E. et al. (2009). *Numerical modelling and ocean testing of a direct-drive wave energy device utilizing a permanent magnet linear generator for power take-off*. Proc. 28th International conference on Ocean Offshore Arctic Engineering. ASME. OMAE2009-79146.
- [8] Magagna, D., Uihlein, A. (2015). *Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives*. International Journal of Marine Energy, 11, p. 84-104.
- [9] Mofor, L., Goldsmith, J., Jones, F. (2014). *Ocean Energy. Technology Readiness. Patents. Deployment Status and Outlook*. International Renewable Energy Agency (IRENA). Abu Dhabi.
- [10] MacGillivray, A., Jeffrey, H., Hanmer C., Magagna, D., Raventos, A., Badcock-Broe (2013). *Ocean energy technology: gaps and barriers*. Strategic Initiative for Ocean Energy (SI Ocean). [http://si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/Gaps and Barriers Report FV.pdf](http://si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/Gaps%20and%20Barriers%20Report%20FV.pdf)
- [11] Cândido, J.J., Justino, P.A.P. (2011). *Modelling, control and Pontryagin Maximum Principle for a two-body wave energy device*. Renewable Energy, 36, p. 1545-1557.
- [12] Falcão, A.F. de O., Vicente, P.C., Gato, L.M.C., Justino, P.A.P. (2009). *Hydrodynamics of arrays of floating point-absorber wave energy converters with inter-body and bottom slack-mooring connections*. Renewable Energy, 31, p. 267-281.
- [13] Fontes, M., Sousa, C., Ferreira, J. (2014). *The spatial dynamics of niche trajectory: the case of wave energy*. Environmental Innovation and Societal Transitions. In press.
- [14] http://www.sowfia.eu/fileadmin/sowfia_docs/documents/Brochure_10_Environment_impact.EN.pdf (consultado em 26.04.2016)
- [15] http://www.ren.pt/o_que_fazemos/outros_negocios/enondas/ (consultado em 26.04.2016)

Tabela 1.4 – Empresas de desenvolvimento de sistemas de conversão de energia das ondas (adaptado de [8])

Empresa	Modelo	Estado operacional	País	Website
40South Energy	R115, Y series, D series	Escala 1:1	Italy/UK	www.40southenergy.com
Albatern	SQUID	Esc. Int.	UK	albatern.co.uk
AquaGen Technologies	Surgedrive	Peq. Esc.	Australia	www.aquagen.com.au
Aquamarine Power	Oyster	Escala 1:1	UK	www.aquamarinepower.com
Atargis Energy		Peq. Esc.	USA	www.atargis.com
AW Energy	WaveRoller	Escala 1:1	Finlândia	www.aw-energy.com
AWS Ocean Energy	AWS-III, Archimedes Wave Swing	Escala 1:1	UK	www.awsocan.com
BioPower Systems Pty Ltd	bioWave	Peq. Esc.	Australia	www.biopowersystems.com
Bombora WavePower	Bombora WEC	Peq. Esc.	Australia	www.bomborawavepower.com.au
Carnegie Wave Energy Ltd	CETO	Escala 1:1	Australia	www.carnegiewave.com
Columbia Power Technologies	Manta, SeaRay	Esc. Int.	USA	www.columbiapwr.com
COPPE Subsea Technology Laboratory		Esc. Int.	Brasil	www.coppenario20.coppe.ufrj.br/?p=805
Dexa Wave A/S	DexaWave	Peq. Esc.	Dinamarca	www.dexawave.com
Eco Wave Power	Wave Clapper. Power Wing	Esc. Int.	Israel	www.ecowavepower.com
Floating Power Plant		Esc. Int.	Dinamarca	www.floatingpowerplant.com

Tabela 1.4 – Empresas de desenvolvimento de sistemas de conversão de energia das ondas (adaptado de [8])
(Continuação)

Empresa	Modelo	Estado operacional	País	Website
Fred Olsen Ltd	FO3, Bolt, Bolt 2, Lifesaver	Escala 1:1	Noruega	www.fredolsen-renewables.com
Intention AS	ISWEC, IOWEC	Escala 1:1	Noruega	www.intention.com
Kymaner	Kymanos	Esc. Int.	Portugal	www.kymaner.com
Langlee Wave Power	Rubusto	Escala 1:1	Noruega	www.langlee.no
LEANCON Wave Power	MAWEC	Peq. Esc.	Dinamarca	www.leancon.com
Neptune Wave Power	Neptune WEC	Esc. Int.	USA	www.neptunewavepower.com
Ocean Energy Ltd	OEBuoy	Esc. Int.	Irlanda	www.oceanenergy.ie
Ocean Harvesting Technologies		Escala 1:1	Suécia	www.oceanharvesting.com
Ocean Power Technologies	PowerBuoy	Escala 1:1	USA	www.oceanpowertechnologies.com
Oceantec	Oceantec WEC	Peq. Esc.	Espanha	www.oceanteecenergy.com
Offshore Wave Energy Ltd (OWEL)	OWEL WEC	Peq. Esc.	UK	www.owel.co.uk
Oscilla Power	Wave Energy Harvester	Peq. Esc.	USA	www.oscillapower.com
Perpetuwave	Wave Harvester	Esc. Int.	Australia	www.perpetuwavepower.com
RESEN Waves	LOPF Buoy	Peq. Esc.	Dinamarca	www.resen.dk/resen_standard.asp?pageid=120
Resolute Marine Energy Inc.	SurgeWEC	Escala 1:1	USA	www.resolute-marine-energy.com

**Tabela 1.4 – Empresas de desenvolvimento de sistemas de conversão de energia das ondas (adaptado de [8])
(continuação)**

Empresa	Modelo	Estado operacional	País	Website
Seabased AB	Seabased	Escala 1:1	Suécia	www.seabased.com
SDE Energy	Sea Wave Power Plants	Escala 1:1	Israel	www.sdegloba.com
Seatricity	Oceanus	Escala 1:1	UK	www.seatricity.net
Spindrift Energy	Spindrift	Peq. Esc.	USA	www.spindriftenergy.com
Trident Energy Ltd	PowerPod	Escala 1:1	UK	www.tridentenergy.co.uk
Voith Hydro Wavegen	Limpet OWC, Mutriku OWC	Escala 1:1		
Consórcio da UE/WavEC	Pico Plant OWC	Escala 1:1	Portugal	
Wave Energy Technology New Zealand (WET_NZ)	WET-NZ	Esc. Int.	Nova Zelândia/ USA	www.wavenenergy.co.nz
WaveRider	WaveRider Platform	Esc. Int.	Austrália	www.waveriderenergy.com.au
WaveStar Energy	Wavestar	Esc. Int.	Dinamarca	www.wavestarenergy.com

Capítulo 2. Recursos Energéticos na Plataforma Estendida Portuguesa

2.1. Introdução

Portugal tem um contexto climático favorável ao desenvolvimento de fontes renováveis de energia associadas ao vento e ao mar, e um contexto geológico favorável à ocorrência de recursos minerais energéticos (hidrocarbonetos: petróleo, gás e hidratos de metano).

No que diz respeito aos recursos energéticos renováveis (eólicos, ondas, correntes e marés), existe uma grande expectativa no que se refere à viabilidade do aproveitamento da energia eólica *offshore* e da energia das ondas, tendo sido realizadas investigações de base, desenhadas soluções experimentais e desenvolvidos projetos piloto com dimensão internacional. A energia eólica *offshore* que corresponde à extensão para o oceano de tecnologia madura *onshore*, e a energia das ondas, são as opções mais promissoras, sendo estimado que na escala europeia se consiga atingir um objetivo de 100GW em 2015 (Magagna e Uihlein, 2015), existindo na escala nacional um potencial conhecido importante.

No que diz respeito aos hidrocarbonetos, tem-se assistido nos últimos anos a um incremento nos trabalhos de prospeção por companhias privadas no *offshore* profundo e ultra-profundo (até -3500 m) ao largo da costa ocidental e na Bacia do Algarve, tendo sido estudados pela comunidade de investigação alvos não convencionais, em particular os associados aos hidratos de metano. A vasta ocorrência de estruturas de escape de fluidos na Margem Continental Portuguesa constitui uma indicação da potencial existência de hidrocarbonetos, sendo os resultados limitados obtidos até agora interpretados como uma consequência do reduzido esforço de prospeção, em particular de alvos profundos.

2.2. Recursos Eólicos *Offshore*

O potencial em energia eólica, do ponto de vista do recurso, é determinado a partir da utilização de modelos numéricos de mesoescala, com resoluções horizontais de cerca de 3 km, obtidos por *downscale* dinâmico de reanálises meteorológicas (Costa et al., 2010). O modelo de escala limitada mais utilizado para a caracterização de campo do vento na plataforma portuguesa tem sido o MM5 (Costa, 2004; Guedes Soares et al. 2011), embora os últimos estudos já adotem o modelo WRF (Salvação et al. 2014a, Salvação e Guedes Soares 2015a).

Os estudos existentes utilizam em regra um intervalo de modelação de 20 anos em áreas até 200 m ou 300 m de profundidade, sendo o vento, estudado a uma altitude de 80 ou 100m, caracterizado em termos de direção e intensidade (Costa e Estanqueiro, 2004). A avaliação do recurso tem sido feita recorrendo a métodos de encadeamento de modelos meso e microescala, abordagem que tem vindo a ser validada pelo LNEG nos últimos anos (Costa et al., 2010, Marujo et al., 2012, Estanqueiro, A. et al., 2016) e pelo CENTEC-IST (Salvação et al. 2013, 2014b, Salvação e Guedes Soares 2015b, 2016). As avaliações de recurso por modelos numéricos podem também ser complementadas com dados de satélite que já têm qualidade suficiente mesmo relativamente perto de costa (Salvação et al. 2015c).

Quando comparado com o eólico *onshore*, o potencial eólico *offshore* é considerado como mais elevado, com menor turbulência e com maior disponibilidade de largas áreas não exploradas. Contudo, existem constrangimentos suplementares para a definição da área explorável, relacionados com a perigosidade sísmica, a litologia, a existência de canais de navegação,

sinalização militar, cabos submarinos e, de forma mais complexa, pela existência de instrumentos de proteção ambiental marinha.

Considerando-se as tecnologias de tipo “*near-shore*”, a que corresponde uma área de instalação até à batimétrica dos 40m, e tendo em atenção as restrições apontadas, o potencial estimado é de 3500 MW, sendo considerado um limiar de 2700h/ano (valores brutos), ou de 1400 MW, sendo considerado um limiar de 2900 h/Ano (valores brutos). No caso das tecnologias flutuantes, a que corresponde uma área de instalação até à batimétrica dos 200m, teremos um potencial adicional de 40 GW (Costa et al., 2010). Estas avaliações não englobam o efeito das condições de tempo adverso, em termos de limitações à manutenção e operação dos sistemas a instalar (idem).

2.3 Recursos renováveis de energia dos oceanos: ondas e marés

2.3.1 Energia das Ondas

A energia das ondas é considerada a mais promissora fonte renovável de energia associada aos processos oceânicos (Pelc e Fukita, 2002), dadas as características do recurso: potencial energético, previsibilidade, estabilidade e impacto visual. A determinação do potencial em energia das ondas foi realizada desde o início da década de setenta do século passado (Isaacs e Seymour, 1973), sendo o seu valor estimado entre 1 e 10 TW à escala global.

As costas europeias, em especial no sector do Atlântico Norte, têm um elevado potencial energético, dada exposição aos ventos de oeste (Westerly Winds). A título de exemplo, refira-se que avaliações realizadas para a Europa apontam para valores entre 2.4 e 5.2 kW por metro (kW/m) para a Suécia (Waters et al., 2008).

A Irlanda tem uma variação de 7 a 29 kW/m de média anual na costa oeste (Guedes Soares et al. 2014), embora na Baía de Galway, onde está instalada uma Zona Piloto, esse valor seja da ordem de 2 kW/m (Bento et al., 2015). O sudoeste do Reino Unido tem valores médios que oscilam entre 3 e 7 kW/m (Guedes Soares et al. 2014), enquanto na costa Francesa varia entre os 8 e 28 kW/m, com 8 kW/m em Le Minquiers, 15 kW/m em île de Yeu e 28 kW/m em Ouesant (Gonçalves et al, 2014a).

Na Galiza, os valores médios oscilam entre 15 e 50 kW/m (Iglésias et al., 2009). Na costa norte de Espanha, a média global é 5 kW/m (Verão) e 18 kW/m (Inverno), tendo como média de valores máximos sazonais 17 kW/m (Verão) e 58 kW/m (Inverno) (Guedes Soares et al. 2014). No entanto, os valores médios anuais locais oscilam entre 4 e 28 kW/m, para a costa oeste de Espanha, 5 e 38 kW/m para o norte da Galiza e entre 3 e 20 kW/m para Santander, (Silva et al. 2015a).

No caso de Portugal continental, a potência média disponível está avaliada entre cerca de 30 e 40 kW/m, sendo os valores mais elevados os correspondentes à costa NW (Mork et al., 2010, Clément et al., 2012). Há no entanto uma importante sazonalidade a ter em conta. Por exemplo nas zonas da Figueira da Foz, Cascais e Sines, há valores médios máximos no Inverno de 40, 45, e 35 kW/m, respetivamente, e no Verão de 11, 11 e 9 kW/m (Silva et al. 2015b). Nas zonas piloto da Aguçadoura e de S. Pedro de Moel, os valores de energia no Inverno são respetivamente 29 e 23 kW/m (Silva et al. 2015a). Note-se, no entanto, que estes são os valores brutos disponíveis já que os valores capturados dependem do tipo de equipamento e têm uma variabilidade grande (Silva et al. 2013).

Rusu e Guedes Soares (2009) compararam a zona norte de Portugal (que inclui Leixões, Aveiro e Figueira da Foz) com a zona central (que inclui Peniche, Nazaré e Lisboa) em várias situações representativas do clima de agitação marítima e obtiveram valores 10 a 15% menores na zona centro. Um estudo posterior (Mork et al., 2012) determinou que os valores de energia disponível decrescem de norte para sul em cerca de 30%.

Mota e Pinto (2014) analisaram de modo mais fino os valores anuais da energia disponível para vários setores da costa continental obtendo valores um pouco inferiores: ao largo de Viana do Castelo e Leixões encontram-se os maiores valores de potência média anual disponível (223 MWh.m⁻¹), seguido das de Aveiro (206 MWh.m⁻¹, Figueira da Foz e Peniche (208 MWh.m⁻¹), Cascais (201 MWh.m⁻¹), Sines (151 MWh.m⁻¹) e Aljezur (162 MWh.m⁻¹).

Contudo, se se considerarem os efeitos hidrodinâmicos induzidos pela morfologia costeira, o potencial energético anual aos 50m de profundidade (Mota e Pinto, 2014) tem uma configuração algo diferente, com um máximo no setor Peniche/Nazaré (182 MWh.m⁻¹), seguido de Figueira da Foz (180 MWh.m⁻¹), Aveiro (177 MWh.m⁻¹), Viana do Castelo/Leixões e Cascais (173 MWh.m⁻¹) e, por último, Aljezur (142 MWh.m⁻¹) e Sines (129 MWh.m⁻¹).

Para além de Portugal Continental, importa também caracterizar o panorama nas ilhas. No arquipélago da Madeira, os resultados de Rusu e Guedes Soares (2012a) revelam um recurso energético médio de Inverno de 50kW/m para a costa oeste da ilha da Madeira e 65kW/m para a ilha do Porto Santo.

No arquipélago dos Açores, no que respeita às ilhas do grupo Central, os recursos energéticos variam entre os 70kW/m na ilha de São Jorge, os 75kW/m na Graciosa e os 65kW/m na ilha Terceira nos invernos. Já os resultados obtidos para o grupo Oriental variam entre 60kW/m em São Miguel e os 40kW/m em Santa Maria. Dado que a ondulação é essencialmente de W-NW, os picos energéticos ocorrem maioritariamente no lado oeste das ilhas (Rusu e Guedes Soares 2012b).

2.3.2 Energia das Marés

Apesar de ser considerada a tecnologia mais madura no quadro europeu (Magagna e Uihlein, 2015), a avaliação preliminar do potencial em energia das marés para Portugal, baseada em 30 anos de simulação numérica (Almeida e Guedes-Soares, 2015) mostrou que a corrente de maré na plataforma (estudo centrado na região de Peniche) é inferior aos valores típicos de 1 m/s observados noutros locais do globo, sendo o fluxo de energia inferior a 15 W/m².

2.4. Recursos em Hidrocarbonetos

Os trabalhos de investigação ao longo das plataformas continentais de Portugal permitiram identificar a presença de bacias sedimentares associadas à abertura do Oceano Atlântico tendo levado ao reconhecimento da existência de condições geológicas semelhantes às encontradas noutras bacias peri-Atlânticas reconhecidamente produtoras de hidrocarbonetos (Baptista, 2004).

O desenvolvimento de tecnologias de prospeção e operação em *offshore* e os sucessos alcançados no Mar do Norte em meados da década de 60 estimularam, a partir de 1969, o reconhecimento geológico e geofísico ao longo da plataforma continental portuguesa, tendo sido realizadas campanhas para obtenção de dados sísmicos 2D, completadas por estudos de

métodos potenciais. Entre 1973 e 1975 foram atribuídas cerca de 30 concessões a consórcios internacionais em áreas no mar territorial.

Foram realizadas novas campanhas de aquisição de dados sísmicos e foram perfurados até meados da década de 80 cerca de duas dezenas e meia de poços exploratórios, a maior parte dos quais em lâminas de água da ordem das dezenas de metros. Apesar de terem sido detetados alguns indícios prometedores, sobretudo no mar da Figueira da Foz, os resultados alcançados não permitiram identificar nenhuma acumulação com valor comercial (Baptista, 2002). Na década de 90, foram atribuídas novas concessões *offshore*, tendo sido realizada, ao largo de Viana do Castelo, a sondagem mais profunda da Plataforma Continental Portuguesa num local com uma lâmina de água superior a 200m e que atingiu a profundidade final aos 4040m (Baptista, 2004).

Nas primeiras campanhas exploratórias na plataforma continental portuguesa realizadas a partir da década de setenta, os numerosos consórcios internacionais concentraram as suas atividades nas áreas de águas relativamente pouco profundas onde, se houvesse alguma descoberta seria, na época, tecnicamente viável a sua exploração e produção. Essa estratégia levou a que grandes extensões das bacias sedimentares, para além dos duzentos metros de profundidade, fossem escassamente investigadas.

Nos últimos vinte anos os avanços da tecnologia de prospeção e pesquisa e, sobretudo, de produção, deram lugar a redefinições de conceitos que tornam técnica e economicamente viáveis produções de hidrocarbonetos a partir de jazigos situados em áreas afastadas da costa e em lâminas de água superiores a 2000 m.

Entretanto, novas campanhas de aquisição de dados geofísicos nas áreas de águas profundas da ZEE de Portugal revelaram a existência de espessas acumulações de sedimentos, tendo contribuído para melhorar o conhecimento geológico da região. Provaram também a existência de bacias que se desenvolvem exclusivamente nas áreas imersas e que nunca foram investigadas por sondagens (Baptista, 2004). É o caso da Bacia do Alentejo e da Bacia de Peniche. Do ponto de vista geodinâmico, comprovaram-se as similitudes geológicas entre a margem portuguesa e a margem canadiana (Bacia Jeanne d'Arc), sendo esta última reconhecidamente produtora de hidrocarbonetos.

Em 2002, o Governo Português abriu à indústria a exploração dessas áreas em águas profundas e ultraprofundas, tendo sido atribuídas licenças a consórcios internacionais cobrindo extensas áreas das bacias de Peniche, Alentejo e Algarve. Os trabalhos entretanto desenvolvidos reforçam a grande potencialidade destas bacias no que se refere a acumulações de hidrocarbonetos com dimensão comercial. O primeiro poço exploratório será perfurado no início do segundo semestre de 2016 na Bacia do Alentejo pelo consórcio liderado pela ENI (ENI+GALP). Está também anunciada por um outro consórcio (REPSOL+PARTEX) a perfuração para o final do ano de um poço de pesquisa de gás nas águas profundas da Bacia Algarvia.

Avaliações realizadas para os blocos onde a empresa Galp Energia tem interesses (Camelo, 2014), e que cobrem uma área concessionada de cerca de 12.169 Km² ao largo da costa do Alentejo e 9.100 Km² ao largo de Peniche, indicam recursos potenciais de cerca de 863 milhões

de BOE (Barris de óleo equivalente). Não estão publicadas estimativas de recursos potenciais para outras áreas, mas estudos de viabilidade realizados pela REPSOL (Mansaray, 2015) mostram que existem na bacia *offshore* de Peniche sistemas petrolíferos com potencial significativo em hidrocarbonetos.

2.5. Recursos em Hidratos de Metano

Como recurso energético, os hidratos de metano apresentam um interesse económico bastante elevado na medida em que 1 cm³ de hidrato de metano encerra 160 cm³ de gás à pressão normal.

Na Europa, são escassos os locais onde foram registadas ocorrências de hidratos de metano em ambiente marinho, sendo de destacar apenas os depósitos conhecidos no Storegga Slide (Noruega) e associados aos vulcões de Cádiz.

Conhece-se a existência de vulcões de lama no Golfo de Cádiz desde a descoberta em 1999 das ocorrências na margem de Marrocos (Gardner, 2000). Na parte portuguesa do Golfo, foram identificadas posteriormente diversas ocorrências de vulcões de lama, tendo sido recuperados hidratos de metano em três das ocorrências (Pinheiro et al., 2004). A composição química dos hidratos recuperados mostra que o metano está associado a homólogos mais pesados, sugerindo a existência de ocorrências de hidrocarbonetos em profundidade (idem).

Uma avaliação recente do potencial de hidratos de metano para a área da Zona Económica Exclusiva portuguesa no Golfo de Cádiz baseada na utilização de funções de transferência e na hipótese de compactação total dos sedimentos em profundidade, permitiu a identificação de três áreas com potencial significativo, localizadas na Bacia Abissal Ibérica, na Bacia Abissal do Tejo e no Golfo de Cádiz, respetivamente (Bernardes et al., 2015).

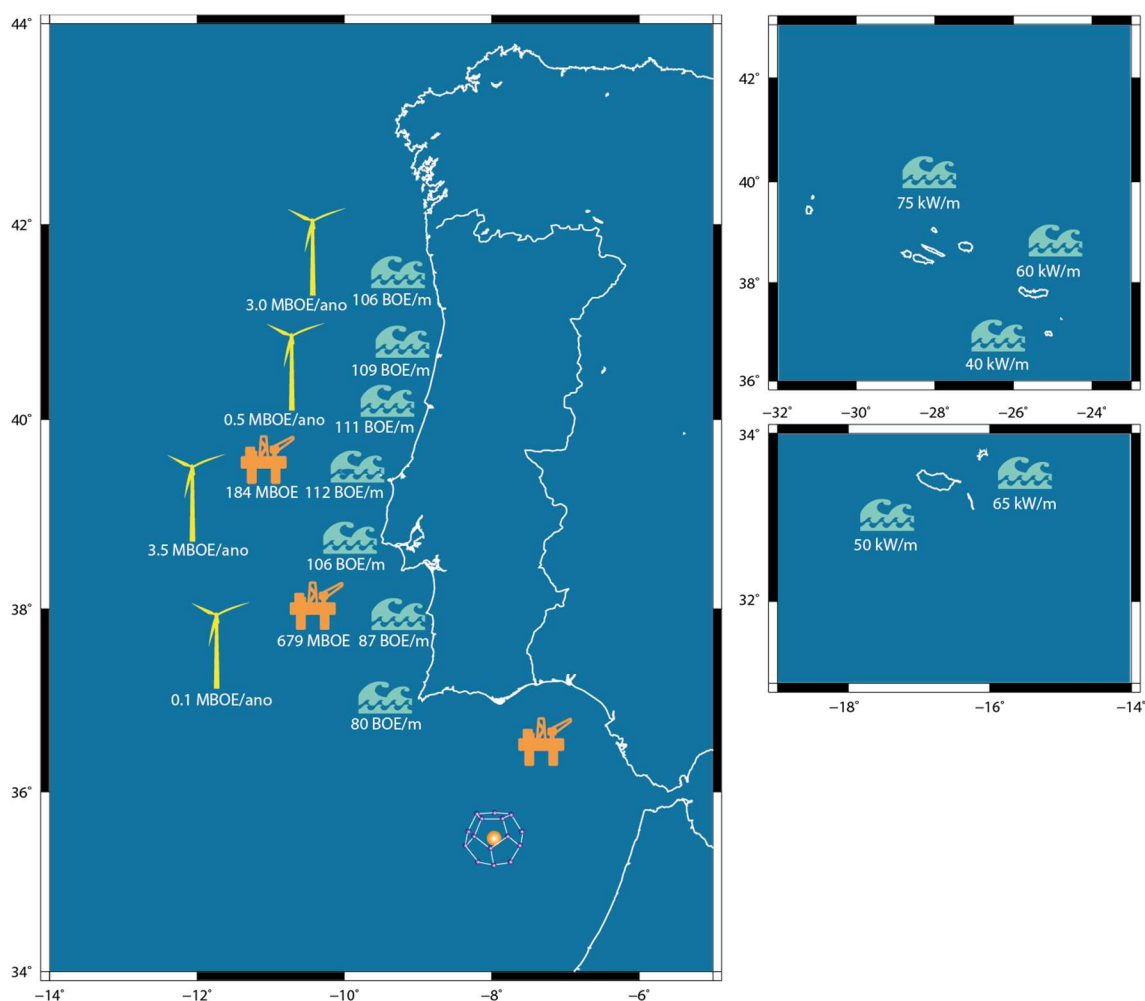


Fig. 2.1: Síntese das fontes de energia do mar identificadas. Os valores das reservas em petróleo referem-se apenas aos blocos concessionados aos consórcios onde participa a GALP (Camelo, 2014). A regionalização dos recursos em eólica é a de Costa et al. (2014). A regionalização dos recursos em energia das ondas é a de Mota e Pinto (2014). Todos os valores estão expressos em Barris de Óleo Equivalente (BOE)

Referências

- Almeida, M. M., Guedes Soares, C. (2015). Numerical investigation of the tidal energy potential in the Portuguese continental shelf. *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, UK, pp. 177.
- Baptista, R (2004) A Prospeção e Pesquisa de Hidrocarbonetos em Portugal In *Momentos de Inovação e Engenharia em Portugal no século XX* - ed. Dom Quixote
- Baptista, R. (2002) A Prospeção e Pesquisa de Hidrocarbonetos em Portugal – Síntese. In *Engenho e Obra-Uma Abordagem à História da Engenharia em Portugal no Século XX*, ed. Dom Quixote
- Bento, A. R.; Martinho, P., and Guedes Soares, C. (2015) Numerical modelling of the wave energy in Galway Bay. *Renewable Energy*. 78:457-466.
- Bernardes, L., Carneiro, J., Madureira, P., Brandão, F., & Roque, C. (2015). Determination of Priority Study Areas for Coupling CO₂ Storage and CH₄ Gas Hydrates Recovery in the Portuguese Offshore Area. *Energies*, 8(9), 10276-10292.
- Camelo, A. R. S. (2014). Stochastic Evaluation of Deepwater oil prospects in Portugal using Monte Carlo Simulation.
- Clément, A., McCullen, P., Falcão, A., Fiorentino, A., Gardner, F., Hammarlund, K., ... & Pontes, M. T. (2002). Wave energy in Europe: current status and perspectives. *Renewable and sustainable energy reviews*, 6(5), 405-431.
- Costa, P. A. (2004). Atlas do potencial eólico para Portugal continental. 144 pp. *Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa*.
- Costa, P., A. Estanqueiro (2006). Assessment of the Sustainable Offshore Wind Potential in Portugal. In *Wind and Other Marine renewable Energies in Mediterranean Seas Workshop*, Civitavecchia (Rome) Italy; 04/2006

- Costa, P., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2010). Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal. In *Actas do Workshop "Oceans as a Source of energy"*, Academia de Engenharia, Berlin-Brandenburgische der Wissenschaften, 40-43.
- Costa, P.A., Estanqueiro, A. (2004). Atlas do Potencial Eólico em Portugal Continental. (CD-ROM) edited by A. Estanqueiro, 01/2004; INETI- Departamento Energias Renováveis, Lisboa, ISBN: 972-676-196-4.
- Estanqueiro, A. I. Couto, A., Rodrigues Jr., L. (2016) A Spatiotemporal Methodology for Deep Offshore Resource Assessment. In *Floating Offshore Wind Farms*, Edited by L. Castro-Santos and V. Diaz-Casas: 143-160; Springer. (ISBN: 978-3-319-27970-1).
- Gardner, J. (2000). Morphology of seafloor mud volcanoes on the Moroccan Margin. IOC Workshop Report N.º 168, Geological Processes on European Continental Margins, 12.
- Gonçalves, M., Martinho, P. e Guedes Soares, C., (2015), "Wave Energy Assessment in the Canary Islands from a 10-year Hindcast", *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, London, UK, pp. 85-90
- Gonçalves, M.; Martinho, P., and Guedes Soares, C. (2014a) Wave energy conditions in the western French coast. *Renewable Energy*. 62:155-163.
- Gonçalves, M.; Martinho, P., and Guedes Soares, C. (2014b) Assessment of wave energy in the Canary Islands. *Renewable Energy*. 68:774-784.
- Guedes Soares, C.; Bento, A. R.; Goncalves, M.; Silva, D., and Martinho, P. (2014). Numerical evaluation of the wave energy resource along the Atlantic European coast. *Computers & Geosciences*. 71:37-49.
- Guedes Soares, C.; Rusu, L.; Bernardino, M., and Pilar, P. (2011). An Operational Forecasting System for the Portuguese Continental Coastal Area. *Journal of Operational Oceanography*. 4(2):17-27.
- Iglésias, G.; López, M.; Carballo, R.; Castro A.; Fraguera, J.A.; Frigaard P. (2009). Wave energy potential in Galicia (NW Spain). *Renewable Energy*. 34:2323-2333.
- Isaacs, J. D., & Seymour, R. J. (1973). The ocean as a power resource. *international journal of environmental studies*, 4(1-4), 201-205.
- Kim, A. S., Kim, H. J., Lee, H. S., & Cha, S. (2016). Dual-use open cycle ocean thermal energy conversion (OC-OTEC) using multiple condensers for adjustable power generation and seawater desalination. *Renewable Energy*, 85, 344-358.
- Mansaray, A. K. (2015) Assessing the hydrocarbon potential of the Peniche Basin, offshore Portugal. In *European Regional Conference and Exhibition*, Lisbon, Portugal.
- Marujo, R., Costa, P., Couto, A., Simões, T., Estanqueiro, A. (2013). AEP estimation in the regions of Viana do Castelo, Peniche and S. Pedro de Moel (Pilot Zone). Final Report – WindPlus. Unidade de Análise Energética e Redes, LNEG December 2013.
- Marujo, R., Costa, P., Fernandes, M., Simões, T. e Estanqueiro, A. (2012). Validation of an Offshore Wind Atlas Using the Satellite Data Available at the Coastal Regions of Portugal. In *Wind and other marine renewable Energies in Mediterranean and European Seas*, Rome, Italy.
- Mofk, G., Barstow, S., Kabuth, A., & Pontes, M. T. (2010, January). Assessing the global wave energy potential. In *ASME 2010 29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering* (pp. 447-454). American Society of Mechanical Engineers.
- Mota, P.; Pinto, J.P. (2014) Wave energy potential along the western Portuguese coast. *Renewable Energy*, 71:8-17.
- Pelc, R., & Fujita, R. M. (2002). Renewable energy from the ocean. *Marine Policy*, 26(6), 471-479.
- Pinheiro, L. M., Magalhaes, V. H., & Monteiro, J. H. (2004). Vulcanismo de Lama, Hidratos de Metano e Potenciais Ocorrências de Hidrocarbonetos na Margem Sul Portuguesa Profunda. *Nação e Defesa*.
- Pontes, M. T., Aguiar, R., & Pires, H. O. (2005). A nearshore wave energy atlas for Portugal. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*. 127(3), 249-255.
- Rusu, E. and Guedes Soares, C. (2012a) Wave Energy Pattern around the Madeira Islands. *Energy*. 45:771-785.
- Rusu, L. and Guedes Soares, C. (2012b) Wave Energy Assessments in the Azores Islands. *Renewable Energy*. 45:183-196.
- Salvação, N. and Guedes Soares, C. (2015b) Offshore wind energy assessment for the Iberian coast with a regional atmospheric model. *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, UK, pp. 219-228.
- Salvação, N., Guedes Soares, C. (2015a) An operational forecast system for wind conditions in the Portuguese pilot area of Aguçadoura, *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, UK, pp. 229-236.
- Salvação, N., Guedes Soares, C. 2016; Resource Assessment Methods in the Offshore Wind Energy Sector. *Floating Wind Farms*. L. Castro-Santos & V. Diaz-Casas (Eds.). Springer International Publishing Switzerland; pp. 121-141.

- Salvação, N.; Bernardino, M., and Guedes Soares, C. (2014b) Assessing the offshore wind energy potential along coasts of Portugal and Galicia, *Developments in Maritime Transportation and Exploitation of Sea Resources*. Guedes Soares, C. & Lopez Pena F., (Eds.). Taylor & Francis Group London, UK; pp. 995-1002.
- Salvação, N.; Bernardino, M., Guedes Soares, C. (2013) Validation of a regional atmospheric model for assessing the offshore wind resources along the Portuguese coast. *Proc. 32nd International Conference on Ocean, and Arctic Engineering (OMAE 2013)*; Nantes, France. Paper OMAE2013-11631.
- Salvação, N.; Bernardino, M., Guedes Soares, C. (2014a) Assessing mesoscale wind simulations in different environments. *Computers & Geosciences*. 71:28-36.
- Salvação, N.; Guedes Soares, C., and Bentamy, A. (2015) Offshore Wind energy assessment for the Iberian coasts using remotely sensed data, *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, UK, pp. 237-244.
- Silva, D.; Bento, A. R.; Martinho, P., and Guedes Soares, C. (2015b) High resolution local wave energy modelling for the Iberian Peninsula. *Energy*. 91 and 94:1099-1112 and 857-858.
- Silva, D.; Martinho, P., and Guedes Soares, C. (2015a) Wave power resources at Portuguese test sites from 11-year hindcast data. *Renewable Energies*, Guedes Soares, C. (Ed.), Taylor & Francis Group, UK, pp. 113-121.
- Silva, D.; Rusu, E., and Guedes Soares, C. (2013) Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore. *Energies*. 6:1344-1364.
- Waters, R.; Engstrom, J.; Isberg, J.; Leijon, M. (2008) Wave Climate off the Swedish west coast. *Renewable Energy*. 34(6):1600-1606.

Capítulo 3. Principais correntes tecnológicas e respetivos índices de maturidade

3.1. Introdução

Os índices de maturidade tecnológica (Technology Readiness Levels - TRLs) são usados em diversas áreas de engenharia (Mankins, 1995) para descrever o estado de programas de desenvolvimento de novas tecnologias. Estes índices são definidos por forma a avaliar todas as questões que possam influenciar a viabilidade da tecnologia ao longo das várias fases de desenvolvimento, reduzindo dessa forma o risco de investimento e de falha tecnológica. A metodologia oferece um enquadramento adequado para avaliar as tecnologias emergentes das energias renováveis marinhas e da energia eólica (Weber, 2012).

Ainda que não seja estritamente necessário que o desenvolvimento tecnológico siga sequencialmente todos os passos da classificação de maturidade tecnológica, a falta de consideração de um aspeto relevante numa fase precoce de desenvolvimento poderá colocar em risco a viabilidade do projeto, se a consideração desse aspeto obrigar a modificações profundas do projeto e a ensaios dispendiosos em fases de maior maturidade da tecnologia. Uma situação destas levará naturalmente a um agravamento de custos e provavelmente a uma falta de confiança dos investidores. Os níveis de maturidade tecnológica utilizados pela Comissão Europeia no quadro dos programas de financiamento H2020 estão apresentados na Tabela 3.1.

Existe uma diferença significativa entre o aproveitamento da energia eólica e das correntes marítimas relativamente ao da energia das ondas. Nos primeiros, a energia aproveitável depende essencialmente da velocidade do vento, ou da corrente, e é proporcional à área varrida pelas pás do rotor da turbina. No caso da energia das ondas, ensaios em mar aberto com modelos reduzidos não são representativos do desempenho do protótipo à escala real.

Por essa razão, os ensaios com modelos são efetuados em tanques de ondas, ou em locais em que as ondas reproduzem aproximadamente as condições em mar aberto à mesma escala que o próprio modelo (e.g. em Galway bay, na Irlanda, onde têm sido feitos ensaios à escala de cerca de 1:4, Falcão & Henriques, 2014). A demonstração em mar aberto, necessária para se atingir um índice elevado de maturidade, deverá ser feita com conversores à escala próxima da escala real, com os inerentes riscos e custos elevados.

A falta de maturidade das tecnologias de aproveitamento da energia das ondas e os elevados riscos associados ao seu financiamento levou a empresa irlandesa ESB e a sueca Vattenfall a publicarem recentemente uma classificação de índices de maturidade tecnológica (Fitzgerald e Bolund, 2012) - ver tabela 3.1. Weber (2012) propôs uma métrica complementar de índices de desempenho tecnológico (TPLs) que pretende identificar e classificar o desempenho técnico-económico dos dispositivos de extração de energia das ondas e que também pode ser utilizado nas tecnologias de aproveitamento da energia eólica (tabela 3.2).

A representação a duas dimensões dos índices TRL e TPL permite avaliar e comparar as trajetórias de desenvolvimento de diferentes tecnologias, e evidenciar a necessidade de desenhar estratégias que permitam percorrer trajetórias com elevados índices de desempenho (TPL) nas fases de baixo índice de maturidade (TRL), a que correspondem normalmente custos

mais baixos (Fig. 3.1). De facto, o custo associado ao desenvolvimento das energias renováveis até à comercialização é significativo e muitas vezes subestimado.

É interessante observar os custos recentes de investigação e desenvolvimento (I&D) na indústria eólica que se apresenta como a mais comercial e madura das novas indústrias das energias renováveis. No passado recente, esta indústria investiu em larga escala no desenvolvimento de turbinas comerciais de grande potência (> 5 MW) tendo em vista o mercado da energia eólica. A tabela 3.3 mostra os gastos em I&D indicados pela Vestas nos relatórios de contas da última década. Estes valores ilustram o esforço financeiro de um fabricante para colocar um equipamento devidamente testado e certificado no mercado da indústria das energias renováveis: mais de 2 mil milhões€ em 10 anos.

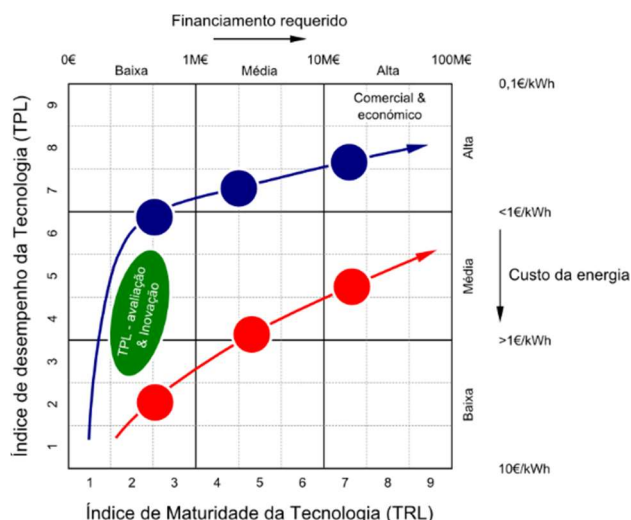


Fig. 3.1 – As melhores trajetórias de TRL e de TPL e sua relação com o financiamento requerido e o custo da energia (Weber, 2012).

A tabela 3.1 mostra também os custos estimados pela EBS (Fitzgerald e Bolund, 2012) para as atividades de I&D em função do índice de maturidade tecnológica para o desenvolvimento de um novo protótipo de energia das ondas com 1 MW de potência. Estes custos aumentam exponencialmente com o índice de maturidade e podem ascender a cerca de 100 M€. Enquanto que na indústria eólica este custo de desenvolvimento pode em grande parte ser suportado pelos lucros das suas vendas no mercado existente, este não é o caso da energia das ondas que ainda não conseguiu atingir a maturidade suficiente para conquistar um mercado.

Tabela 3.1 – Níveis de maturidade tecnológica propostos pelas empresas ESB e Vattenfall, tendo em conta a especificidade da tecnologia de aproveitamento da energia das ondas.

TRL	Níveis de maturidade da tecnologia	Especificidades para um protótipo de um conversor de energia das ondas com 1MW		
		Atividades	Escala geométrica	Financiamento estimado
1	Descrição dos princípios básicos de funcionamento	Configuração do conceito e descrição	-	Insignificante
2	Formulação do conceito tecnológico	Modelação numérica preliminar	-	10-50 k€ Capital próprio e financiamento público de investigação
3	Prova experimental do conceito tecnológico	Modelação numérica avançada e verificação em laboratório	1:100 - 1:40	0.5 M€ Capital próprio e financiamento público de investigação
4	Validação dos componentes da tecnologia num ambiente laboratorial	Modelação numérica detalhada e verificação em laboratório	> 1:25	0.5-1.0 M€ Capital próprio e financiamento público de investigação
5	Validação da tecnologia e/ou dos componentes num ambiente relevante	Teste de componente e ensaio em zonas abrigadas apropriadas	> 1:15	2-3 M€ Capital próprio e financiamento público de investigação
6	Demonstração de um protótipo num ambiente relevante	Teste do sistema completo à escala em zonas abrigadas apropriadas	> 1:4	3-5 M€ Capital próprio, financiamento público de demonstração
7	Demonstração de um protótipo num ambiente operacional	Teste e operação de um protótipo experimental próximo da escala real em zona piloto, 0.5 - 1MW	> 1:2	10-15 M€ Capital próprio, financiamento público de demonstração
8	Primeiro sistema pré-comercial funcionando de acordo com as especificações	Protótipo de demonstração e verificação preferencialmente em zona piloto. Certificação de desempenho, 1MW	1:1	10-15 M€ Capital próprio, financiamento público de demonstração, proveitos de venda de eletricidade (tarifa bonificada)
9	Sistema real completo. Tecnologia disponível para comercialização.	Primeira série de agregados preferencialmente em zona piloto, 5-10MW Conclusão das atividades de certificação	1:1	50-100 M€ Capital próprio, financiamento público de demonstração, proveitos de venda de eletricidade (tarifa bonificada)

Fonte: Fitzgerald & Bolund, 2012

Tabela 3.2 – Níveis de desempenho técnico-económico (Technology Performance Level - TPL)

TPL*	Categoria		Características do TPL
	Nível	Características	
1	Baixo	A tecnologia não é economicamente viável	A maioria das características de desempenho e fatores de custo não são satisfatórios
2			Algumas características de desempenho e fatores de custo não são satisfatórios
3			A maioria das características de desempenho e fatores de custo são satisfatórios
4	Médio	A tecnologia apresenta características de viabilidade económica em nichos de mercado São necessárias melhorias tecnológicas ou conceptuais	É necessário melhorar a conceção dos dispositivos e a implementação da tecnologia a fim de alcançar a viabilidade económica em nichos de mercado
5			É necessário melhorar a implementação da tecnologia a fim de alcançar a viabilidade económica em nichos de mercado
6			Viabilidade potencial da tecnologia em nichos de mercado
7	Alto	A tecnologia é economicamente viável e competitiva como uma forma de energia renovável	Tecnologia competitiva com outras fontes de energia renovável dispondo de programas de apoio favoráveis
8			Tecnologia competitiva com outras fontes de energia (fóssil e nuclear) dispondo de programas de apoio
9			Tecnologia competitiva com outras fontes de energia

Fonte: Weber, 2012

Tabela 3.3 – Investimento anual em I&D da Vestas, um dos maiores fabricantes de turbinas eólicas

Ano	Investimento em I&D
2007	127 M€
2008	227 M€
2009	249 M€
2010	372 M€
2011	402 M€
2012	221 M€
2013	241 M€
2014	159 M€
2015	156 M€

Fonte: Relatórios e Contas, Vestas, 2007-2015

3.2. Energia eólica

A capacidade de energia eólica *offshore* instalada em 2015 totalizou 3,4 GW no mercado mundial (GWEC, 2015). No final de 2015, a capacidade instalada total de energia eólica *offshore* era cerca de 12 GW, sendo que cerca de 91% (11 MW) se localizavam na costa de onze países europeus. Os restantes 9% da capacidade instalada estão localizados na China, Japão e Coreia do Sul. Globalmente, o Reino Unido é o maior mercado atual de energia eólica *offshore* e representa mais de 40% da capacidade instalada, seguido pela Alemanha com 27% (GWEC, 2015).

Os sistemas de produção de energia eólica *offshore* são usualmente classificados de acordo com duas categorias: estruturas fixas e estruturas flutuantes. Atualmente, quase toda a capacidade instalada de energia eólica *offshore* utiliza sistemas convencionais de estruturas fixas implantadas relativamente perto da costa (< 30 km) e em água pouco profundas (< 40 m). Espera-se que num futuro próximo o número de locais disponíveis em águas pouco profundas se torne escasso, limitando o crescimento da indústria. Em resposta a este desafio, a resposta reside no desenvolvimento de estruturas fixas para águas intermédias (40 a 60 m) e flutuantes (acima de 50 m de profundidade), com o objetivo de explorar as melhores condições de vento que existem em águas mais profundas e mais afastadas da costa ou de afastar as turbinas suficientemente da costa para mitigar o seu impacto visual.

3.2.1. Estruturas fixas

Na Fig. 3.2 apresentam-se os seis tipos de fundações usadas nas estruturas fixas das turbinas eólicas *offshore* e na Tabela 3.4 resumem-se as vantagens e desvantagens de cada uma das estruturas. De um modo genérico, a utilização destas estruturas está limitada a águas pouco profundas e requer a regularização do fundo do mar para a sua instalação.

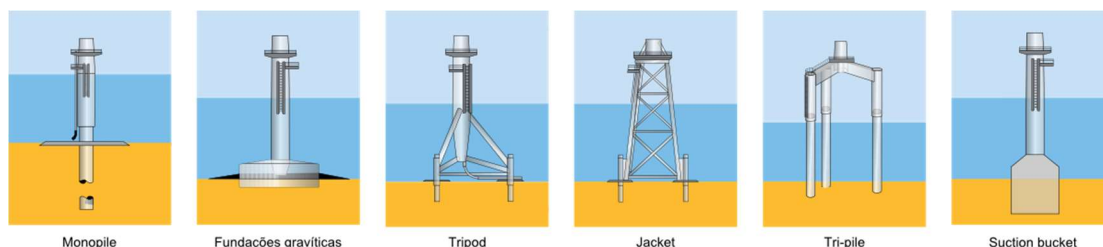


Fig. 3.2 – Tipos de fundações fixas usadas em sistema de extração de energia eólica .

Tabela 3.4 – Vantagens e desvantagens dos diversos tipos de estruturas fixas para turbinas eólicas *offshore*

Tipologia	Vantagens	Desvantagens
Monopile	• Dimensionamento simples • Tipo mais generalizado de fundação	• O diâmetro aumenta significativamente com a profundidade • Requer perfuração • Uso limitado pela profundidade
Fundações gravíticas	• Custo mais baixo • Não requer perfuração	• Requer preparação do fundo marinho • Atualmente só instaladas em águas pouco profundas
Tripod	• Mais estável que a <i>monopile</i>	• Instalação mais complexa • Custos de produção mais elevados devido à complexidade da estrutura e ao seu peso
Jacket	• Estabilidade • Reduzida massa estrutural • Comercialmente atrativas para profundidades > 35 m devido à sua flexibilidade e baixo peso (40-50% menos aço que a <i>monopile</i>) • Menos sensíveis aos esforços resultantes das ondas	• Maiores custos de mão-de-obra apesar da estrutura ter um custo mais baixo
Tri-pile	• Podem ser instaladas por qualquer barça auto-elevadora (jack-up barge)	• Custo de produção mais elevado devido à complexidade da estrutura e ao peso
Suction Bucket	• Reduzida massa estrutural • Não requer perfuração	• Não pode ser instalada em fundo marinhos rígidos • Experiência de utilização reduzida

3.2.2. Estruturas flutuantes

Um dos fatores mais importantes para o desenvolvimento de estruturas *offshore* flutuantes resulta do facto de 92% da área dos oceanos ter uma profundidade superior a 200 m (Seamuse, s/d). Isto significa que o potencial de crescimento do mercado das turbinas flutuantes é muito maior que o das turbinas montadas em estruturas fixas.



Fig. 3.3 – Tipos principais de estruturas *offshore* flutuantes: *spar-buoy*, plataforma semi-submersa e *tension leg platform* (TLP) (DNV-GL).

No estado atual do conhecimento, existem três tipos principais de estruturas flutuantes para aproveitamento de energia eólica (Fig. 3.3):

- **Spar-buoy** – É constituída por uma estrutura estabilizada com um lastro de grande calado. A sua grande estabilidade resulta de o centro de gravidade estar muito abaixo do centro de flutuação. Geralmente, uma *spar-buoy* é relativamente simples de fabricar, mas o elevado calado cria problemas logísticos durante a montagem, transporte e instalação, e restringe a sua implantação a águas com profundidades superiores a 100 m.
- **Plataforma semi-submersa** – Plataforma semi-submersa com flutuação estabilizada, ancorada ao fundo através de amarração por cabos em catenária. Tipicamente requer uma estrutura grande e pesada para aumentar a estabilidade. A utilização de um calado mais pequeno, em relação aos outros tipos de plataformas, torna a sua aplicação mais versátil e a sua instalação mais simples.
- **Tension leg platform (TLP)** – É uma estrutura flutuante semi-submersa, ancorada ao fundo do mar com ligações em tensão para garantirem a estabilidade. O baixo calado e a estabilidade resultante da tensão das amarrações permitem ter uma estrutura menor e mais leve. Contudo, este tipo de estruturas apresenta grandes tensões nos cabos de amarração e nas âncoras. Há também problemas a resolver no processo de instalação e riscos adicionais em caso de falha de um cabo de amarração.

Existem variações destas topologias que estão ainda em fase embrionária de desenvolvimento, nomeadamente:

- **Plataformas flutuantes multi-turbina.**
- **Sistemas híbridos eólica/ondas**, onde a torre da turbina é instalada numa plataforma que inclui sistema de conversão de energia das ondas.

Na tabela 3.5 sumarizam-se as principais vantagens e desvantagens dos diversos tipos de estruturas flutuantes para turbinas eólicas *offshore*. Embora a exploração de energia eólica baseada em estruturas fixas ao fundo seja atualmente a opção que apresenta menores custos, espera-se que as plataformas flutuantes venham a dominar o mercado nos próximos 20 anos (Main(e), 2013).

Existem várias razões para a mudança deste paradigma (Nilsson *et al.*, 2015; Carbon Trust, 2015). A tecnologia das plataformas eólicas *offshore* flutuantes ainda não atingiu a fase pré-comercial e os custos são ainda elevados. Atendendo à história recente da indústria do petróleo de águas profundas e ultra-profundas, considera-se natural a passagem das estruturas fixas para as estruturas flutuantes. De facto, observou-se uma redução significativa do custo das plataformas petrolíferas flutuantes à medida que foram sendo colocadas em águas com maior profundidade (Burgess, 2013).

Tabela 3.5 – Vantagens e desvantagens dos diversos tipos de estruturas flutuantes para turbinas eólicas *offshore*

Tipologia	Vantagens	Desvantagens
Semi-submersa	• Instalação flexível devido à capacidade de operar em águas pouco profundas (>40 m) • Requer apenas o uso de rebocadores básicos para a sua colocação • Montagem do sistema junto à costa • As grandes reparações podem ser realizadas em portos adequados	• Elevada massa estrutural para fornecer a flutuabilidade e a estabilidade requeridas • Estruturas de aço complexas com muitas juntas soldadas • Sistema de balastro ativo potencialmente dispendioso
Spar-buoy	• Facilmente fabricada em série • Não requer um sistema de balastro ativo • Excelente estabilidade	• Instalação restringida a águas profundas (> 100 m) • Exige montagem em águas profundas, navios de posicionamento dinâmico e guindastes de grandes dimensões • As grandes reparações não podem ser realizadas em portos devido ao facto do elevado calado impossibilitar o reboque
TLP	• Reduzida massa estrutural • Montagem do sistema junto à costa • Não requer um sistema de balastro ativo • Excelente estabilidade	• Elevadas cargas no sistema de amarrações e nas âncoras • Processo de instalação difícil • Necessidade de barça específica para a instalação
Plataforma multi-turbina	• Redução da massa estrutural por turbina • A plataforma pode ser utilizada para instalar equipamentos auxiliares	• Os efeitos de esteira podem reduzir o rendimento das turbinas • Grandes plataformas estão sujeitas a cargas de flexão superiores • Plataformas grandes podem ser mais difíceis de fabricar e instalar
Sistemas híbridos	• A utilização simultânea das tecnologias de extração de energia eólica e das ondas pode reduzir intermitência do abastecimento e aumentar a produção total de energia	• A integração de dois tipos de tecnologias pode ser problemática • Os movimentos da plataforma podem induzir cargas na turbina • Massa estrutural mais elevada

As instalações de energia eólica *offshore* convencional de estrutura fixa requerem na maioria dos casos embarcações dispendiosas e de grandes dimensões, cuja operação necessita de condições climáticas muito favoráveis que podem ocorrer em períodos de tempo muito curtos e de difícil previsão.

Com o desenvolvimento das estruturas flutuantes, a montagem passa a ser realizada em zonas costeiras abrigadas ou em docas secas, reduzindo significativamente o custo associado à construção e instalação. A possibilidade de comissionamento e montagem em doca seca, ou zonas abrigadas, pode melhorar a qualidade e a fiabilidade da turbina eólica flutuante (ORECCA, 2011).

Uma melhor qualidade durante o processo de montagem pode reduzir o número de operações de manutenção e reparação, e os respetivos custos. Adicionalmente, as grandes reparações podem ser realizadas rebocando a estrutura para uma doca seca, onde as operações de manutenção são facilitadas, assumindo que cabos e sistemas de amarração pode ser facilmente desconetados (ORECCA, 2011). Pelas mesmas razões, o desmantelamento pode ser efetuado em doca seca no final de vida da plataforma.

Tabela 3.6 – Características dos principais sistemas de plataformas *offshore* flutuantes

Tipologia	Sistema (Tecnólogo)	TRL	Material principal	Profundidade	Amarrações
Semi- submersa	WindFloat (Principle Power)	7-8	Aço	40 – 100 m	3 catenárias
	Damping Pool (IDEOL)	4-5	Betão ou aço	> 35 m	6-9 catenárias
	SeaReed (DCNS)	4	Aço	50 – 200 m	não divulgado
Spar-buoy	Hywind (Statoil)	7-8	Betão ou aço	100 – 500 m	3 catenárias
	Sway (Sway)	5-6	Aço	55 – 300 m	1 pilar em aço
	Advanced Spar (Japan Marine United)	4	Aço	> 80 m	3 catenárias
TLP	Blue H TLP (Blue H Group)	5-6	Aço	50 – 250 m	3 tendões
	Eco TLP (DBD Systems)	4	Betão	> 100 m	não divulgado
	GICON-SOF (GICON)	4	Aço	40 – 250 m	8 tendões
Plataforma multi-turbina	Hexicon, 3 turbinas (Hexicon)	3	Aço	50 – 500 m	8 catenárias
	WindSea, 3 turbinas (FORCE Technology)	3	Aço	50 – 120 m	3 catenárias
Sistemas híbridos	SKWID, turbina eixo vertical (MODEC)	3	Aço	não divulgado	não divulgado
	Poseidon P80 (Floating Power Plant)	6	Aço	45 – 200 m	5 catenárias

A tabela 3.6 apresenta as principais características dos sistemas mais conhecidos de plataformas *offshore* flutuantes. Verifica-se que o aço é o material de construção mais utilizado e que o betão é usado, sempre que possível, como uma alternativa de menor custo.

A produção em massa é o fator chave de redução de custos (Manwell et al., 2011) e as estruturas flutuantes têm um maior potencial de modularização relativamente às estruturas convencionais. O projeto de estruturas fixas é fortemente dependente do local específico da colocação e das condições do fundo (Carbon Trust, 2015). As estruturas flutuantes são menos dependentes do local de colocação facilitando o processo de produção em massa. O maior entrave à produção em massa prende-se com o projeto das plataformas para as condições extremas de ondulação marítima do local de instalação.

A facilidade de colocação das estruturas flutuantes permite a produção de energia eólica em regiões onde as zonas de águas pouco profundas são escassas, ou já muito exploradas, e a sua implementação em locais onde os recursos eólicos são mais elevados, permitindo o aumento da produção energética anual. Este facto permite reduzir o LCOE (*Levelized Cost of Energy*) e atrair os investidores para a energia eólica *offshore*.

Os atuais sistemas eólicos *offshore* (flutuantes ou fixos ao fundo) com TRL mais elevado têm ainda em comum um baixo índice de desempenho (TPL), caracterizando-se por um custo relativamente elevado da energia produzida, quando comparados com os sistemas eólicos *onshore*.

Uma das grandes vantagens das estruturas flutuantes *offshore* é permitirem a sua construção e montagem em locais afastados da sua implantação. Do ponto visto da economia portuguesa, esta característica propicia boas oportunidades de negócio para os estaleiros navais e para as grandes operações de manutenção a serem realizadas em portos de águas mais profundas.

A EDP foi pioneira no envolvimento da indústria nacional neste tipo de tecnologia eólica em águas de grande profundidade através da realização do projeto WindFloat, em operação na Aguçadora desde 2011, e tem planos para desenvolver o projeto DEMOGRAV13 (Fig. 3.4). Este último projeto tem por objetivo desenvolver uma inovadora fundação gravítica para turbinas eólicas *offshore* para instalação em águas de média profundidade (30 a 60 m) e incluirá uma demonstração em ambiente e escala real ao largo da Aguçadoura, aproveitando o cabo submarino de ligação à subestação em terra da turbina WindFloat. Ao contrário do WindFloat, o DEMOGRAV13 ficará assente no fundo, embora toda a estrutura e elementos constituintes da turbina sejam montados em terra e depois transportados a flutuar até ao local de instalação.

O envolvimento da indústria nacional nestes dois projetos é de grande relevância por permitir ganhar competências e experiência em toda a cadeia de valor da energia eólica *offshore*, desde o projeto, fabrico e instalação, até à operação e manutenção.



Fig. 3.4 – Projeto DEMOGRAV13 da EDP: estrutura fixa rebocável para o local de instalação. Fonte: EDP.

3.2.3. Desafios e oportunidades

Os desafios na energia eólica *offshore* prendem-se com o desenvolvimento de maiores turbinas, novas fundações, nomeadamente para águas mais profundas, e redução do custo de O&M (operação e manutenção). O desenvolvimento da tecnologia das novas turbinas é muito proprietário e está na mão dos fornecedores de turbinas. Já nas fundações para águas profundas e na O&M há oportunidades de inovação que Portugal pode explorar, quer na engenharia, quer na utilização de novos materiais, quer na monitorização estrutural ou nos métodos de O&M, para citar alguns exemplos.

3.3. Energia das ondas

3.3.1. Principais correntes tecnológicas

Ao contrário das turbinas eólicas, o panorama actual das tecnologias para conversão da energia das ondas caracteriza-se por uma grande variedade de sistemas em estados diferentes de desenvolvimento, com sistemas mais recentes competindo com outros que atingiram já a fase de teste no mar. Isto resulta do facto de ser tecnicamente possível converter energia das ondas de modos muito diversos. Não parece possível prever nesta altura quais das tecnologias virão a ser economicamente viáveis. Nos últimos anos tem-se vindo a verificar duas tendências principais, tanto nas empresas, como em grupos de investigação:

- i) Desenvolvimento de dispositivos com elevada potência para serem colocados em águas profundas, onde o recurso energético é mais elevado e onde há menores restrições à colocação de grandes agregados de dispositivos. A amortização do elevado custo das amarrações, dos cabos elétricos e da operações e manutenção destes dispositivos requer sistemas com elevada produção elétrica anual.
- ii) Os dispositivos com potências nominais mais baixas tendem a ser colocados em zonas mais perto da costa (*nearshore*), onde o recurso é menos abundante, mas os custos de implementação, operação e manutenção são também mais reduzidos. Têm sido preferidos sistemas ancorados e/ou sem amarrações, ou sistemas com amarrações relativamente simples. Devido à menor dimensão típica destes dispositivos, é possível a colocação de agregados mais compactos com vista a aumentar o número de dispositivos por unidade de área.

Tabela 3.7 – Características dos principais tipos de sistemas de energia das ondas.

Tipologia	Sistema (Promotor)	TRL	Material principal	Profundidade	Amarrações	PTO	Potência nominal
Coluna de água oscilante (CAO) fixa	Mutriku (EVE)	7	Betão	9 m	Em quebra- mar	Turbinas Wells	300 kW
	Pico (EDA e EDP)	7	Betão	9 m	Assente no fundo	Turbina Wells	400 kW

	U-OWC (Port Authority of Civitavecchia)	6	Betão	15 m	Em quebra- mar	Turbinas de tipo Wells e outros	2 MW
CAO flutuante	KNSWING (Ramboll)	4	Betão	50 – 100 m	Slack Moored	Turbinas tetra-radiais	4 MW
	BBDB (OEnergy)	6	Aço	30 - 100 m	Slack moored	Turbina de ar	500 kW
	U-GEN (IST)	4	Aço	30 – 100 m	Slack moored	Turbina de ar	600 kW
	Spar-buoy OWC (IST)	4	Aço	60 – 120 m	Slack moored	Turbina biradial	600 kW
Corpos oscilantes (rotação)	WaveRoller	7	Aço	8 – 20 m	Fixo ao fundo gravidade	Óleo-hidráulico	300 kW
	Pelamis (Scottish Power Renewables)	7	Aço	50 – 250 m	Slack moored	Óleo-hidráulico	750 kW
	Oyster (Aquamarine Power)	7	Aço	10 – 15 m	Fixo ao fundo	Hidráulico	800 kW
	Langlee	6	Aço	30 – 150 m	Slack Moored	Óleo-hidráulico	50 kW
Corpos oscilantes (translação)	CorPower (CorPower)	4	Fibra/Aço			Gerador de acionamento mecânico	250 kW
	OPT (Ocean Power Technologies)	7	Aço	55 - 250 m	Slack moored	Gerador de acionamento direto	150 kW
	CETO (Carnegie)	6	Aço	40 m	Taut moored	Hidráulico	1 MW
	Seabased (Uppsala Univ.)	7	Aço	20 - 100 m	Taut moored	Gerador linear de acionamento direto	30 kW
Sistemas por galgamento	SSG (Aalborg Univ.)	5	Betão		Em quebra- mar/ Fixo ao fundo	Turbinas de baixa queda	
	WaveDragon (Aalborg Univ.)	6	Aço	> 25 m	Slack moored	Turbinas Kaplan	20 kW

Os dispositivos de coluna de água oscilante (CAO) (Tabela 3.7) são a tecnologia mais conhecida e investigada. Um dispositivo de CAO é constituído por uma estrutura oca, fixa ou flutuante, aberta para o mar abaixo da superfície da água, que retém ar acima da superfície livre interna. A ação das ondas alternadamente comprime e expande o ar aprisionado, que é forçado a escoar-se alternadamente num e outro sentido através de uma turbina de tipo especial acoplada a um gerador.

O sistema de conversão de energia de uma CAO tem apenas uma parte móvel: o rotor do conjunto turbina de ar/gerador instalado acima do nível da água. A velocidade de rotação típica da turbina está na gama de 500-2000 rpm o que permite a utilização de geradores elétricos convencionais e a regularização da potência elétrica por efeito de volante de inércia. Além da simplicidade do sistema de extração de energia, existem versões destes dispositivos para os três tipos de localizações: águas de profundidade baixa, média e elevada, incluindo a instalação em quebra-mar (Falcão e Henriques, 2016).

Na categoria de dispositivos de corpo oscilante (Tabela 3.7), o Pelamis e, em menor grau, o Oyster e o WaveRoller, terão sido os dispositivos que estiveram mais perto da fase comercial (Implementing Agreement on Ocean Energy Systems, 2016). O Pelamis é constituído por quatro longos cilindros articulados com cerca de 30 m cada, sendo o movimento de rotação das articulações usado para produzir energia através de um sistema óleo-hidráulico. O principal problema deste dispositivo é a complexidade dos sistemas mecânicos e óleo-hidráulicos de conversão de energia. O Oyster e o WaveRoller, apropriados para águas pouco profundas, baseiam-se no princípio de pêndulo invertido: uma placa articulada numa estrutura fixa ao fundo cujo movimento de rotação alternado aciona um sistema hidráulico de alta pressão, de água no primeiro caso, e de óleo no segundo.

Por último, há uma categoria de dispositivos que captam a energia das ondas por galgamento (Tabela 3.7). Estes dispositivos captam água em depósitos acima do nível médio da água, para depois ser turbinada por turbinas de baixa queda. Os sistemas podem ser flutuantes, como é o WaveDragon, ou fixos no fundo, como o Seawave Slot Cone Generator (SSG).

Independentemente do tipo de tecnologia e de se tratar de conversores de estrutura fixa ou flutuante, o custo da estrutura é uma parte significativa, possivelmente dominante, do custo total. É possível integrar, lado a lado, um grande número de conversores numa grande estrutura, que pode ser fixa ou flutuante. É este o caso da integração de múltiplos sistemas de coluna de água oscilante em quebra-mar para proteção portuária (como recentemente concretizado em Espanha e Itália) ou flutuante (como o dispositivo KNSWING, Nielsen e Bingham, 2015). Isto permite totalizar níveis de potência instalada de vários MW, eventualmente da ordem de grandeza das grandes turbinas eólicas.

3.3.2. Equipamentos

Os equipamentos de conversão de energia dos sistemas de corpo oscilante são variados. Na sua maioria são sistemas hidráulicos, podendo o fluido ser água que aciona uma turbina hidráulica convencional de alta queda (tipo Pelton ou semelhante), ou ser óleo que aciona um motor hidráulico convencional.

Em ambos os casos podem existir acumuladores de gás que permitem atenuar as oscilações de potência associadas à irregularidade temporal da energia das ondas. De outro tipo é o acionamento directo dum gerador elétrico linear (por exemplo, nos conversores Seabased,

Lejerskog *et al.*, 2015), envolvendo equipamento eléctrico não convencional. Uma dificuldade genérica destes sistemas de conversão de energia é o envolvimento de grandes forças associadas às pequenas velocidades (lineares ou de rotação). Foram ainda propostos dispositivos equipados com sistemas mecânicos de engrenagens.

O equipamento característico dos sistemas de coluna de água oscilante é uma turbina de ar auto-retificadora que aciona diretamente um gerador eléctrico convencional. A turbina Wells, patenteada em 1976, é a mais conhecida, mas foram posteriormente desenvolvidos outros tipos mais eficientes ou com características mais apropriadas (turbinas axiais de impulso, turbinas radiais, entre outras; Falcão e Henriques, 2016). Uma importante vantagem dos sistemas de coluna de água oscilante está associada a serem pequenas as forças no sistema de conversão de energia (turbina de ar rodando a alta velocidade).

A maioria dos sistemas de energia das ondas, tanto de CAO como de corpo oscilante, baseiam-se no princípio da ressonância: a quantidade de energia absorvida das ondas é maximizada quando a frequência própria de oscilação é próxima da frequência das ondas. Dado que as ondas reais no oceano são irregulares e largamente aleatórias, a procura da ressonância levanta problemas complexos de controlo, tanto do ponto de vista teórico como de implementação prática (Ringwood e Simani, 2015).

O controlo dos sistemas de energia das ondas, que pode assumir aspectos variados, é um campo de investigação em curso, difícil mas do qual se podem esperar aumentos de produtividade de energia substanciais sem aumento significativo de custos. Este tipo de controlo vinha sendo estudado desde há largos anos para dispositivos de corpo oscilante. O desenvolvimento recente de novos tipos de turbinas de ar tem permitido encarar métodos de controlo mais eficazes para os dispositivos de coluna de água oscilante sem agravamento significativo da complexidade mecânica (Henriques *et al.*, 2016). Tem estado também em estudo um sistema dito de “mola negativa” com o objectivo de reduzir a frequência natural de dispositivos flutuantes. Pretende-se deste modo sintonizar com as ondas corpos de relativamente pequena dimensão e permitir mais energia convertida por unidade de massa.

3.3.3. Desafios e oportunidades

É sabido que Portugal dispõe de condições naturais muito favoráveis para o aproveitamento da energia das ondas. Os cerca de 500 km da costa continental portuguesa virada a oeste representam uma fracção significativa do potencial europeu de “boa qualidade”. O desenvolvimento desta tecnologia iniciou-se em Portugal por volta de 1977 (o que coloca o país entre os pioneiros na Europa), mantendo-se desde então como uma actividade regular e relevante, em colaboração com parceiros internacionais (especialmente em projetos europeus a partir de 1992).

É reconhecido existir em Portugal importante capacidade científica, técnica e industrial para o projecto e construção de sistemas de aproveitamento da energia das ondas. Desde os primeiros anos, o esforço de desenvolvimento incidiu em grande parte sobre sistemas de coluna de água oscilante, inicialmente de estrutura fixa (a central do Pico foi a concretização mais visível), e em anos recentes em dispositivos de estrutura flutuante e em novas turbinas de ar. Esta actividade iniciou-se no Instituto Superior Técnico, a que se juntaram depois o INETI (actualmente LNEG), o Centro de Energia das Ondas (actualmente Wavec Offshore Renewables), a empresa Kymaner, a Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e o INEGI, e outros. De facto, mais de 50%

da participação nacional em projetos de I&D nacionais ou comunitários esteve a cargo de empresas.

O aproveitamento da energia das ondas é reconhecidamente uma tecnologia difícil, por várias razões, sendo uma das mais importantes a agressividade do meio marítimo. Ao contrário do que sucede com tecnologias maduras, como as grandes hídricas e a eólica *onshore*, há um amplo espaço de progresso na tecnologia das ondas. Portugal, juntamente com parceiros de outros países, pode contribuir ativamente para o desenvolvimento desta tecnologia por forma a torná-la técnica e economicamente competitiva com outras renováveis, nomeadamente a energia eólica, abrindo oportunidades às indústrias nacionais.

Referências

- J. Burgess, (2013), Wind sector hopes floating turbines will drive down costs. Disponível em: <http://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Wind-Sector-Hopes-Floating-Turbines-will-Drive-Down-Costs.html>. Acedido em 2016/04/28.
- Carbon Trust, (2015), Floating offshore wind market technology review. Disponível em: <https://www.carbontrust.com/media/670664/floating-offshore-wind-market-technology-review.pdf>. Acedido em 2016/04/28.
- A. F. O. Falcão, J. C. C. Henriques, (2014), Model-prototype similarity of oscillating-water-column wave energy converters, International Journal of Marine Energy, Volume 6, June 2014, Pages 18-34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijome.2014.05.002>.
- A.F.O. Falcão, J.C.C. Henriques (2016). Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review. Renewable Energy, vol. 85, pages 1391-1424. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.086>
- J. Fitzgerald, B. Bolund, (2012), Technology readiness for wave energy projects; ESB and Vattenfall classification system, Proc. of the 4th International Conference on Ocean Energy, Dublin, ICOE'12.
- GWEC - Global Wind Energy Council, (2015), Global wind report, Disponível em: http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf. Acedido em 2016/04/28.
- J.C.C. Henriques, L.M.C. Gato, A.F.O. Falcão, E. Robles, F.X. Fay (2016). Latching control of a floating oscillating-water-column wave energy converter. Renewable Energy, volume 90, pages 229-241. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.12.065>
- Implementing Agreement on Ocean Energy Systems (2016), Annual report 2015. International Energy Agency.
- E. Lejerskog, C. Bostrom, L. Hai, R. Waters, M. Leijon (2015). Experimental results on power absorption from a wave energy converter at the Lysekil wave energy research site. Renewable Energy, volume 77, pages 9–14. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.050>
- Main(e) International Consulting LLC, (2013), Floating offshore wind foundations: Industry consortia and Projects in the United States, Europe and Japan. Disponível em: <http://maine-intl-consulting.com/resources/Floating+Offshore+Wind+Platforms+Consortia+for+web.pdf>. Acedido em 2016/04/28.
- J. C. Mankins, (1995), Technology Readiness Levels: A White Paper, NASA. Disponível em: <http://www.hq.nasa.gov/office/codeq/trl/trl.pdf>. Acedido em 2016/04/28.
- J. Manwell, J. McGowan, A. Rogers, (2011), Wind Energy Explained: Theory, Design and application (2nd edition), John Wiley and Sons.
- K. Nielsen, H. Bingham, (2015), MARINET experiment KNSWING testing an I-beam OWC attenuator. International Journal of Marine Energy, volume 12, pages 21-34. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijome.2015.08.005>
- D. Nilsson, A. Westin, Anders, (2014), Floating wind power in Norway - Analysis of opportunities and challenges. Disponível em: <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/5240076/file/5240080.pdf>. Acedido em 2016/04/28.
- ORECCA, (2011), Technologies state of the art. http://www.orecca.eu/c/document_library/get_file?uuid=144f87d6-c41a-4a04-8742-7ebdc88f5a5c&groupId=10129. Acedido em 2016/04/28.
- J.V. Ringwood, S. Simani (2015) Overview of modelling and control strategies for wind turbines and wave energy devices: Comparisons and contrasts. Annual Reviews in Control, volume 40, pages 27-49. <http://dx.doi.org/10.1016/j.arcontrol.2015.09.003>
- Seamuse, The world's ocean basin depth. Disponível em: <http://www.seamuse.com/ebook/depths.htm>. Acedido em 2016/04/28.
- J. H. Todalshaug, G. S. Ásgeirsson, E. Hjálmarsson, J. Maillet, P. Moller, P. Pires, M. Guérinel, M. Lopes, (2015). Tank testing of an inherently phase controlled wave energy converter, Proceedings of the 11th European Wave and Tidal Energy Conference, Nantes, France.

J. Weber, (2012), WEC Technology Readiness and Performance Matrix – finding the best research technology development trajectory, Proc. of the 4th International Conference on Ocean Energy, Dublin, ICOE'12.

Capítulo 4. Benchmarking do Levelized Cost of Electricity (LCOE)

4.1. O que é o LCOE

O LCOE (“Levelized Cost of Energy”) é um bom indicador da viabilidade económica de uma tecnologia. Define-se como o valor descontado para o presente da soma de todos os custos de capital e de operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto dividido pela energia total produzida durante a vida do projeto, também descontada para o valor presente. O LCOE é consequentemente influenciado pela taxa de desconto (r) utilizada.

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Annual\ Energy\ Production_t}{(1+r)^t}}$$

4.2. Valores do LCOE em 2015 de um conjunto de tecnologias de referência

Por forma a se ter uma referência da evolução que a energia *offshore* terá que fazer para se tornar competitiva, face aos custos de outras tecnologias, é importante proceder a uma comparação com outras tecnologias. A Fig. 4.1 indica um resumo dos LRR (*Levelized Required Revenue*), para um novo investimento feito em 2015, de um conjunto de tecnologias convencionais e renováveis. Realça-se que estes valores foram obtidos a partir de um conjunto de pressupostos de fontes externas, algumas das quais apresentadas neste capítulo. Estes valores resultam de uma análise crítica às diferentes fontes e consideram o efeito dos impostos sobre os resultados líquidos das empresas e uma taxa de desconto entre 8-10% (dependendo do risco associado a cada tecnologia).

Power generation costs by technology – range

LCOE by Technology (includes taxes; return rates of 8-10%; represents the “Levelized Required Revenue”)
€₁₅/MWh, 2015

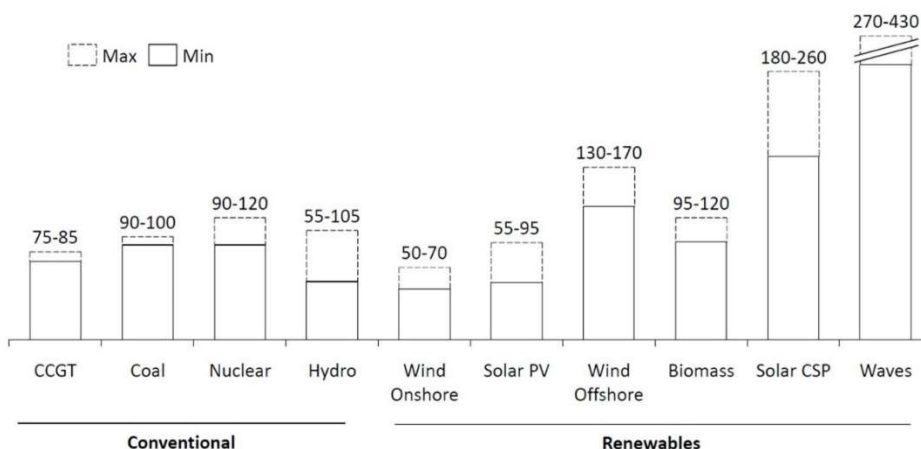


Fig. 4.1 – Resumo do Levelized Required Revenue, EDP, 2015

Verifica-se que a energia eólica *onshore* só na Europa conta já com 127 GW instalados e já atingiu, para novos investimentos, preços competitivos face às tecnologias convencionais de produção elétrica. Em contraste, a energia eólica *offshore*, com apenas 13 GW instalados, tem ainda que avançar na curva de aprendizagem para se tornar competitiva.

No que refere à energia das ondas, há que ter em atenção que o desenvolvimento da tecnologia se encontra ainda ao nível dos primeiros protótipos, não sendo o seu LCOE relevante. A Fig. 4.2 decompõe o LCOE nas suas componentes: combustível, carbono, Capex, custos fixos de O&M, custos variáveis de O&M, e custos do desmantelamento da central no seu fim de vida. Como era de esperar, as tecnologias tradicionais, com exceção do nuclear, têm menor Capex, mas significativos custos de combustível, enquanto as renováveis, pela sua natureza, não têm custos de combustíveis associados.

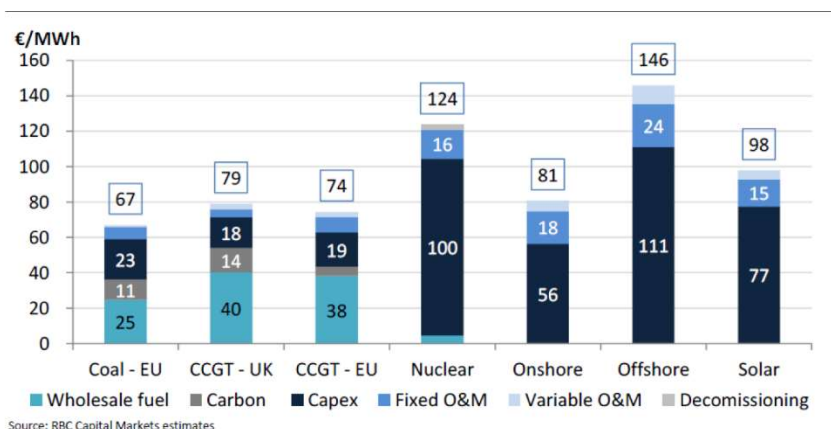


Fig. 4.2 – Componentes do LCOE, RBC Capital, EDP, 2015

O LCOE depende, como já referido, da taxa de desconto utilizada na avaliação do projeto. Na Fig. 4.3 apresentam-se valores do LCOE, de diversas tecnologias convencionais, para várias taxas de desconto.

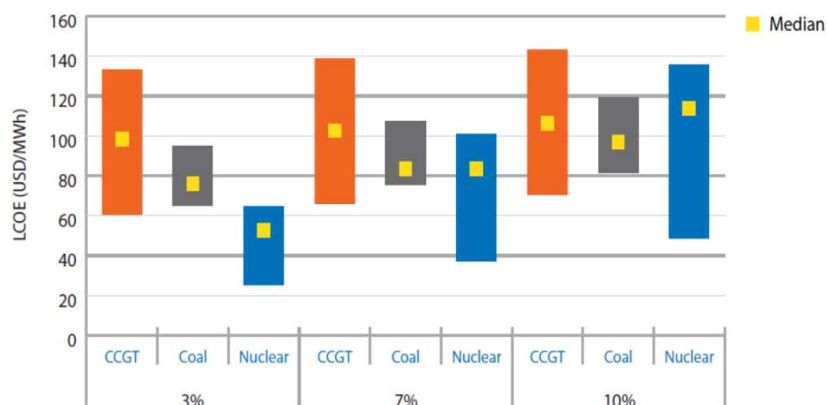


Fig. 4.3 – Valores do LCOE, tecnologias convencionais, com várias taxas de desconto, AIE, 2015

Para as tecnologias em causa (ciclo combinado a gás, carvão e nuclear), verifica-se uma grande dispersão de valores de LCOE, e mesmo considerando os valores da mediana, pode-se concluir que os valores destas tecnologias são, em alguns casos, superiores aos custos de algumas tecnologias renováveis. As tecnologias convencionais indicadas têm o mérito de serem despacháveis, sendo essencial a presença de algumas delas num sistema electroprodutor.

4.3.LCOE das energias renováveis em maior detalhe

É importante olhar, agora, em mais detalhe, para a gama de valores estimados pela AIE (Agência Internacional de Energia) para a energia eólica e fotovoltaica a várias taxas de desconto. Na análise dos projetos de energia *offshore*, em virtude do risco associado, os promotores tendem a utilizar a gama mais elevada de taxas de desconto (Fig. 4.4). À medida que a eólica *offshore* adquire maturidade, o custo de capital tenderá a reduzir-se e, com isso, o custo para o consumidor final.

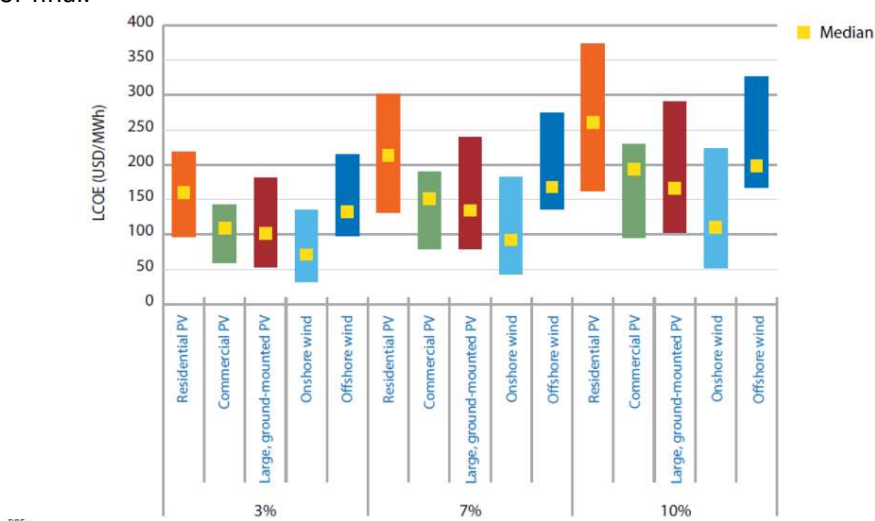
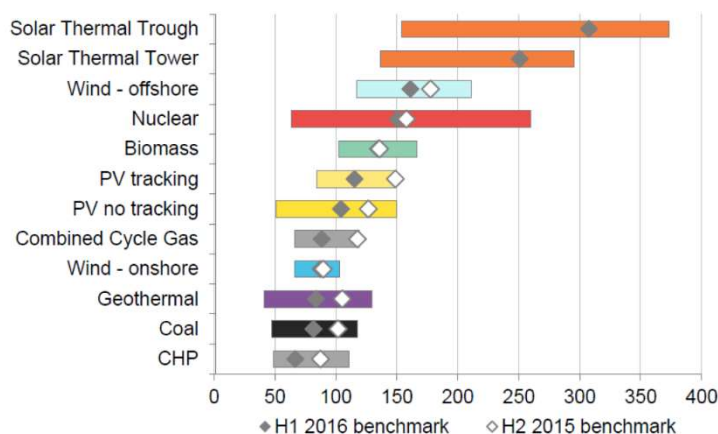


Fig. 4.4 – Estimativas LCOE Eólica e Solar, AIE, 2015

Dentro de cada tecnologia verifica-se uma grande dispersão dos preços, sendo de realçar a grande competitividade da energia eólica *onshore* e do fotovoltaico, tendo-se verificado, em Portugal, no que refere o fotovoltaico, já valores inferiores aos indicados pela AIE.

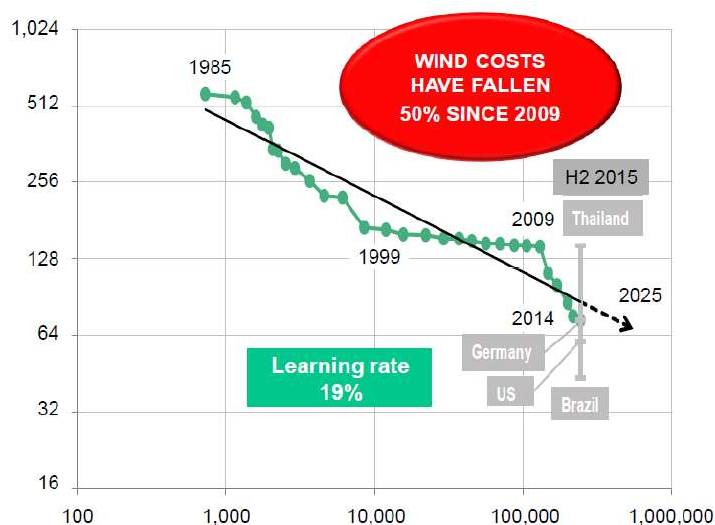
Por sua vez, a partir das estimativas do Bloomberg New Energy Finance (BNEF), pode-se concluir ser ainda baixa a atratividade das tecnologias solares térmicas e confirma-se, de novo, o bom posicionamento da energia eólica *onshore*, verificando-se que os parques eólicos mais baratos começam a ser competitivos (Fig. 4.5). A energia das ondas, que se encontra ainda em fase de prototipagem, não aparece em qualquer uma das tabelas.



4.5 – LCOE tecnologias energéticas para eletricidade, zona EMEA, \$/MWh Bloomberg New Energy Finance, 2015

4.4. A curva de aprendizagem do eólico *onshore* e do fotovoltaico

Para se ter sensibilidade à evolução expectável do LCOE das novas energias é interessante verificar o que historicamente se passou com as curvas de aprendizagem do eólico *onshore* e do fotovoltaico. Para o efeito utilizámos valores do BNEF de Abril de 2016 (referentes a 2015).



Note: Pricing data has been inflation corrected to 2014. We assume the debt ratio of 70%, cost of debt (bps to LIBOR) of 175, cost of equity of 8%. Source: Bloomberg New Energy Finance

Fig. 4.6 – LCOE Energia Eólica Onshore, \$/MWh, BNEF, 2015

No que refere à energia eólica *onshore*, conforme se pode constatar na Fig. 4.6, verifica-se desde 1985 uma taxa de aprendizagem de 19%, tendo os custos reduzido de valores superiores a 512\$/MWh no ano de 1985, para valores próximos dos 70\$/MWh. Desde 2009, os custos sofreram uma redução de 50%.

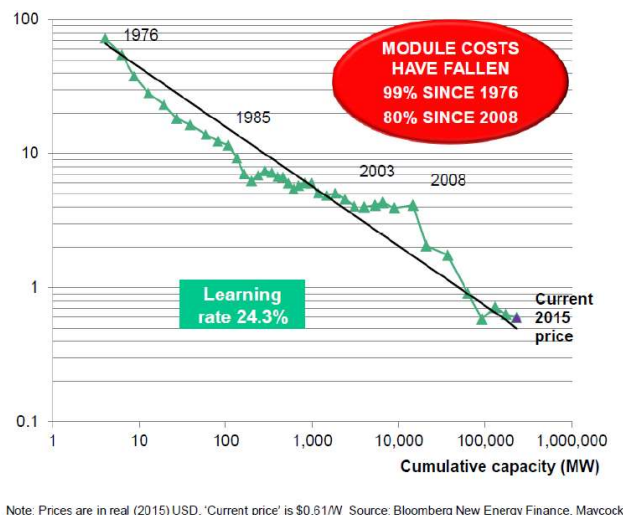


Fig. 4.7 – Custo Módulos Solar Fotovoltaico, (\$/W), BNEF, 2015

A energia fotovoltaica, pela simplicidade dos sistemas físicos que a materializam, conseguiu taxas de aprendizagem ainda superiores, como a Fig. 4.7 demonstra. Neste caso verifica-se que a taxa de aprendizagem foi de 24%, tendo os custos reduzido 99% desde 1976 e de 80% desde 2008.

As curvas de aprendizagem destas duas tecnologias demonstram que os custos iniciais de novas tecnologias não são relevantes, havendo que procurar antecipar qual o seu potencial para assegurar uma diminuição do custo, com o crescimento acumulado da potência das instalações que utilizam essa tecnologia e o desenvolvimento tecnológico que lhes está associado.

4.5. A perspetiva da UE para a evolução LCOE da energia eólica

A energia eólica é a maior aposta da UE para o cumprimento dos objetivos de energias renováveis nos horizontes de 2020 e 2030.

Trata-se de uma área onde a Europa, e também Portugal, têm vantagens competitivas. A UE avançou cedo na curva da aprendizagem, tendo já parques eólicos que totalizam 140 GW, dos quais 13 GW são *offshore*. Prevê-se que o valor total cresça para 210 GW em 2020 e para 350 GW em 2030. Com exceção da General Electric, todos os fabricantes significativos de turbinas eólicas são europeus.

Grande parte do crescimento futuro deverá ser feito em *offshore*, pois o recurso é aí abundante e a aceitação pública mais fácil. Em Julho de 2015 existiam na Europa já 3100 turbinas em 82 parques de 11 países. 2,9 GW adicionais estão em fase de ligação. Adicionalmente foram já

aprovados parques para energia eólica *offshore* que totalizam 26,4 GW, estando mais 98 GW em *pipeline*.

A UE traçou para a indústria o objetivo de conseguir em 2020 custos entre €100/MWh e €140/MWh. A UE acredita que, para manter a vantagem comparativa nesta fileira, é fundamental desenvolver estruturas flutuantes para águas profundas que assegurem a competitividade da indústria europeia no mercado global.

Tem também interesse ter presente alguns dados estatísticos atuais relativos à energia eólica: a potência média por parque é de 485 MW², a potência média das turbinas instaladas é de 4 MW e, por isso, o número médio de turbinas instaladas em cada parque é de 100. O LCOE varia com estes parâmetros, mas também com o recurso, muito variável, com a profundidade da água (valor médio de 20 m, mas podendo atingir mais do dobro) e com a distância à costa (valor médio de 30 km, mas podendo atingir mais do dobro).

A UE tem procurado consensualizar com a indústria objetivos estratégicos, muito exigentes:

- Reduzir o LCOE das turbinas “offshore” fixas para menos de €100/MWh até 2020 e para menos de €70/MWh até 2030.
- Desenvolver sistemas flutuantes (>50m), com LCOE inferior a €120/MWh até 2020 e inferior a €90/MWh até 2030.

4.6. A evolução prevista do LCOE da energia das ondas

A energia das ondas está ainda a dar os primeiros passos na curva de aprendizagem, não tendo os primeiros protótipos, até agora construídos, gerado energia significativa. Por outro lado, tratando-se de protótipos, não há informação credível sobre o seu custo na fase de produção industrial e sobre o custo de O&M. Realça-se que os protótipos mais relevantes foram testados em Portugal: OWC na Ilha do Pico, AWS, Pelamis, Waveroller.

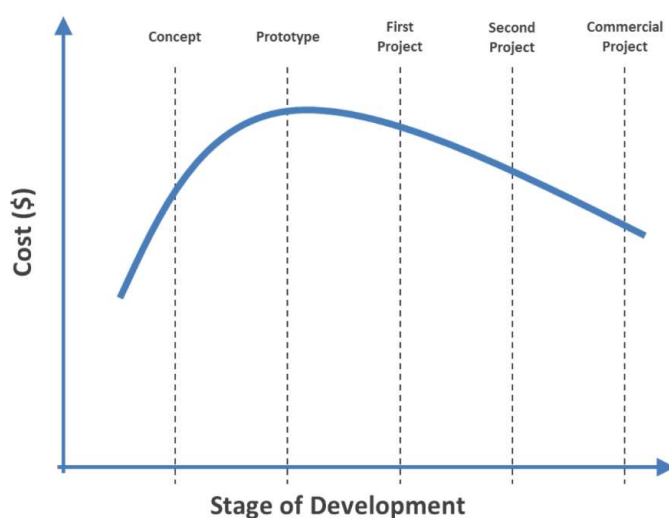


Fig. 4.8 – Relação Estádios de Desenvolvimento vs Custo, EDP, 2015

² The European Offshore Wind Industry: key trends and statistics 2013, EWEA, January 2014.

Nesta fase, o custo da energia não é um fator importante, começando a ser relevante, apenas, quando se atingirem as fases pré-comercial e sobretudo a comercial. Atribuir tarifas elevadas aos protótipos é uma forma económica de atrair promotores a Portugal, assegurando a transferência de “know-how”, sabendo-se, à partida, que o custo para País será muito baixo em virtude da pouca energia produzida.

O esquema de tarifa para a energia das ondas existente no país, até há poucos anos, era particularmente interessante, pois impunha uma redução automática da tarifa com a potência instalada no país e no mundo, visto admitir-se que o crescimento da potência instalada traduzia um aumento da aprendizagem. Este procedimento assegurava também que o custo total de aprendizagem (ou seja, o sobrecusto da tarifa) estava limitado a valores predefinidos.

Traçar neste momento uma curva de aprendizagem, para a energia das ondas, é um mero exercício teórico, verificando-se que a linha de tendência que se apresenta a seguir, apenas se inicia quando a potência total instalada forem 3 MW, o que não acontece ainda hoje. De qualquer forma o recurso existe, tem elevada densidade e pouca volatilidade, fazendo sentido assumir que no futuro seja possível conseguir LCOEs inferiores aos €100/MWh, o que tornará a energia das ondas competitiva com outras tecnologias mais maduras.

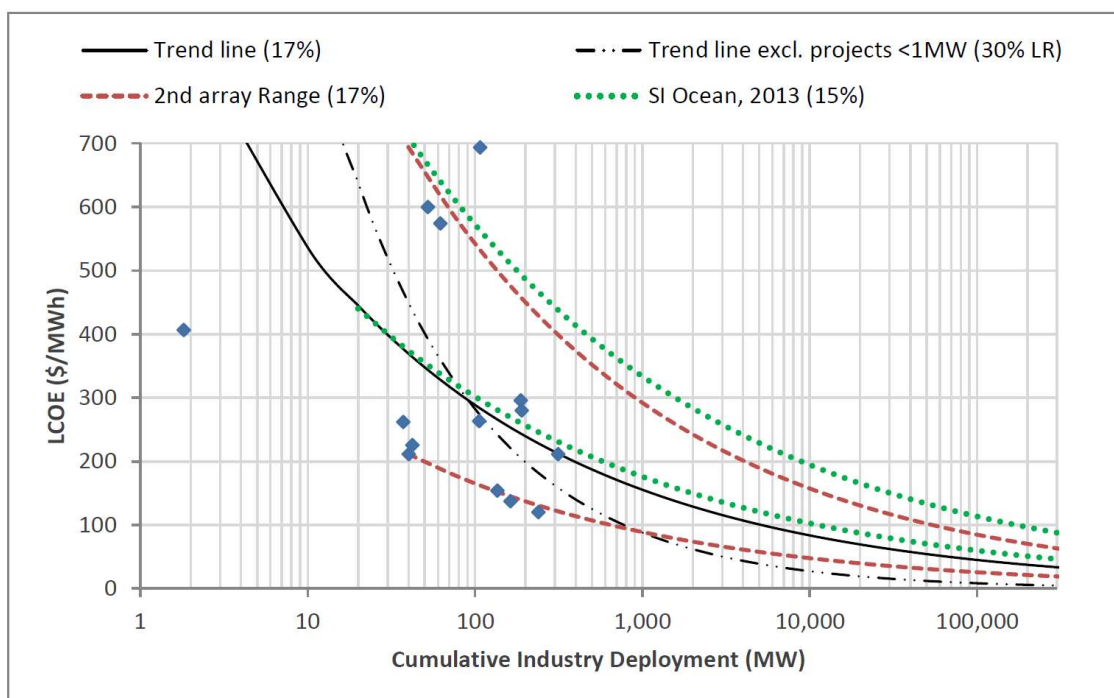


Figure 20: Possible learning curve trends for the wave energy sector obtained from responses. Learning curves from SI Ocean report are also plotted. Blue diamonds represent developer data points.

Fig. 4.9 – Potenciais curvas de aprendizagem das tecnologias de energia das ondas, BNEF, 2015

Acredita-se que desde o protótipo (1st array), até à construção de um primeiro parque pré-comercial, o LCOE possa decrescer de forma radical. Trata-se de um desafio que implica um grande esforço, mas de grande ganho.

A Fig. 4.9 mostra, mais uma vez, que o custo da energia do “1st array” não tem qualquer significado, devendo a aposta numa tecnologia depender de se acreditar na sua capacidade de

evolução para viabilizar a construção de um primeiro sistema pré-comercial, num horizonte temporal aceitável.

Por outro lado, importa reconhecer que a redução de custo tem duas origens fundamentais: i) a que está associada a melhor engenharia de conceção, fabrico, instalação e O&M dos dispositivos, resultante da crescente instalação de potência (é essencialmente o que as curvas da Fig. 9 mostram); ii) a que está associada a inovações disruptivas, resultantes da introdução ou substituição de componentes ou sistemas com abordagem completamente inovadora.

Dada a fase ainda inicial de desenvolvimento da energia das ondas, é de esperar que esta componente da redução de custos tenha um papel particularmente relevante. Por outro lado, a experiência com as curvas de aprendizagem da energia eólica e da energia solar indica que uma taxa de aprendizagem de 15% é claramente conservadora.

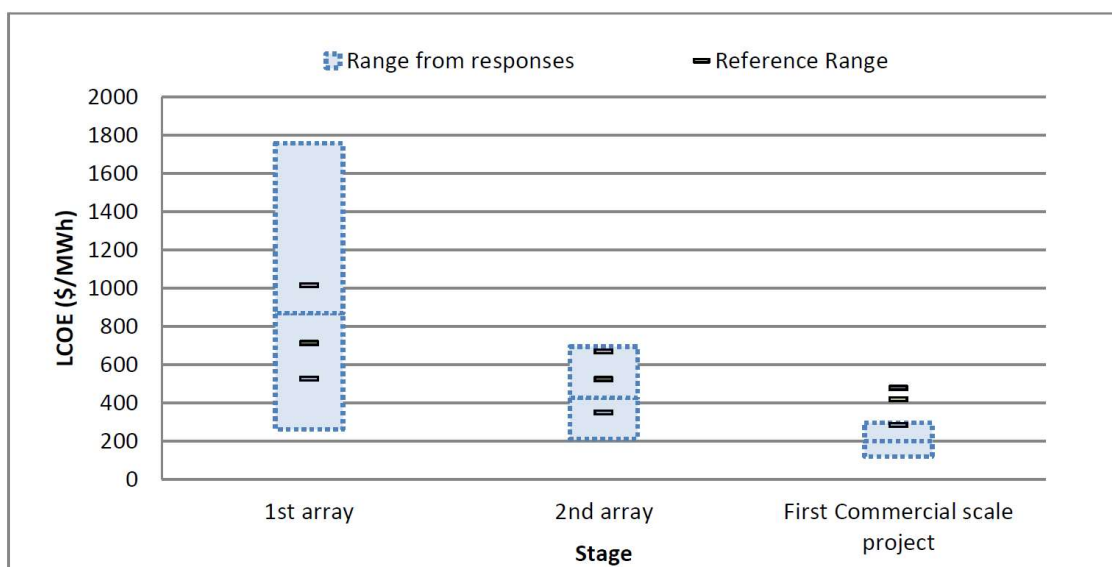


Figure 18: LCOE evolution at the three stages based on developer responses and reference international analysis.

Fig. 4.10 - Potenciais curvas de aprendizagem das tecnologias de energia das ondas, informação adicional, BNEF, 2015

4.7. Estado atual e previsão redução do LCOE da eólica flutuante

Os primeiros protótipos da energia eólica flutuante foram instalados há menos de 10 anos, com o objetivo de testar e demonstrar a tecnologia. Um dos exemplos é a tecnologia WindFloat, instalada em Portugal no final de 2011 e em operação desde então com resultados técnicos excelentes.

Após a demonstração técnica, o desafio consiste em demonstrar a viabilidade económica da tecnologia no curto prazo. Neste sentido, as tecnologias terão de seguir um caminho de desenvolvimento que permita uma redução significativa de custos. Esta redução de custos é atingida por otimização da tecnologia, por efeitos de escala (que permite diluir os custos fixos) e por adequação das infraestruturas e métodos de fabrico para permitir o fabrico das estruturas de forma mais eficientes. Todos estes fatores permitirão reduzir o custo da energia de forma significativa.

O ciclo de desenvolvimento da energia eólica flutuante deverá seguir as seguintes etapas:

- **Protótipos** – Em função da tecnologia e dos promotores dos projetos é esperado que os primeiros protótipos sejam instalados entre 2005 e 2017. No caso particular do WindFloat, o protótipo foi instalado no final de 2011, e foi o segundo a ser instalado a nível mundial. Este protótipo ainda se mantém em operação.
- **Fase pré-comercial** – Após demonstração tecnológica através dos protótipos, é esperado que se sigam várias fases pré-comerciais com o objetivo de testar e demonstrar a tecnologia em parques de pequena dimensão. Nesta fase é expectável que os custos se reduzam de forma significativa. É esperado que esta fase ocorra entre 2018 e 2023. No caso do WindFloat a fase pré-comercial do projeto está prevista começar operações em 2018.
- **Fase comercial** – Após a conclusão das fases anteriores, a tecnologia será capaz de atingir custos competitivos para exploração em larga escala. Espera-se que esta fase seja atingida após 2023.

Redução do LCOE da tecnologia WindFloat

A tecnologia WindFloat atualmente já concluiu a fase de protótipo e está a entrar na fase pré-comercial com vários projetos previstos para o período 2018-2023. Existe um plano de desenvolvimento tecnológico agressivo para os próximos anos que irá permitir uma redução de custos significativa da tecnologia. O LCOE previsto para as fases pré-comerciais deverá ser aproximadamente de 200€/MWh, representando uma redução de custos de 5 a 6 vezes face ao protótipo.

Espera-se que atinja valores inferiores a 100€/MWh nas fases comerciais a ser atingidas após 2025, aproveitando um percurso de redução de custos bem definido. As principais alavancas de redução de custos são:

- **Escala de parque:** parques eólicos de maior dimensão, similarmente aos parques fixos, têm uma capacidade de 200-500MW, o que permitirá aproveitar economias de escala em toda a cadeia de valor, desde o desenvolvimento até a instalação e operação.
- **Industrialização:** um número superior de estruturas permitirá uma automatização e aceleração dos processos produtivos, permitindo uma maior capacidade de produção e uma queda importante dos custos.
- **Escala de turbina:** a tendência geral de aumento da capacidade das turbinas irá beneficiar especialmente a energia eólica flutuante, sendo que uma duplicação da capacidade unitária implica apenas um incremento de 30-40% dos custos das estruturas.
- **I&D:** a tecnologia encontra-se atualmente ainda numa fase de desenvolvimento inicial. À semelhança de outras tecnologias, irão aparecer novos desenvolvimentos tecnológicos que contribuirão para a redução de custos. Alguns exemplos são a utilização de novos materiais, a redução dos pesos de aço, o aperfeiçoamento do sistema de balastro e novos desenhos de estrutura.

4.8. Incentivos a atribuir à energia , tendo em atenção a evolução prevista do LCOE

Criar em Portugal um ecossistema dedicado à energia elétrica *obriga* a criar um sistema de incentivos nacional bem desenhado que alavanque os incentivos comunitários e atraia investimento privado. Esse ecossistema deve ser desenhado para maximizar a criação de valor na indústria nacional, assegurando que a participação portuguesa se faz não só na construção e instalação no mar das estruturas, mas também na produção de equipamentos, na engenharia e no desenvolvimento de Propriedade Industrial.

Um modelo de desenvolvimento sustentável das energias deve contemplar uma diversificação das suas fontes de rendimento obtidas a partir da energia produzida e um sistema de incentivos composto que deverá idealmente considerar tarifa, subsídios, empréstimos bonificados e incentivos fiscais, devendo a tarifa seguir uma curva de aprendizagem do LCOE da tecnologia que garanta num horizonte adequado a convergência de preços com as outras fontes de energia alternativas.

Conforme se viu anteriormente, na fase de protótipos, o custo associado a uma tarifa tem um significado relativo, sendo uma tarifa elevada uma forma económica de atrair promotores já que a energia produzida pelos protótipos será sempre pequena. Por este motivo, nesta fase, os subsídios a fundo perdido desempenham um papel fundamental.

Os subsídios deverão idealmente assegurar vantagens para o País, podendo ser desenhados com uma partilha de riscos que isente o promotor de uma parte do reembolso do subsídio no caso de o projeto não ser bem-sucedido, mas que dê ao Estado um prémio no caso do sucesso da tecnologia.

Para o sucesso da energia em Portugal, torna-se também essencial dispor de um enquadramento regulatório estável e de uma remuneração com visibilidade ao longo da vida útil dos projetos.

Capítulo 5. Infraestrutura para transporte e distribuição da energia *offshore*

5.1 Tecnologia para transporte e distribuição de energia elétrica *offshore*

Tecnologia de rede elétrica no mar

A conectividade elétrica inerente à exploração de sistemas de geração de energia elétrica em ambiente *offshore* compreende dois constituintes fundamentais:

- 1) A estrutura coletora, responsável pela interligação dos vários elementos do sistema eletroprodutor,
- 2) O sistema de transmissão de energia elétrica que permite o escoamento da energia produzida em ambiente *offshore* até um ponto de interligação com a rede terrestre.

A estrutura do sistema coletor em ambiente *offshore* é tipicamente estabelecida com base num conjunto de alimentadores (*feeders*, na literatura anglo-saxónica), cada um deles com uma estrutura radial, a que são ligados um determinado número de geradores (Figura 5.3).

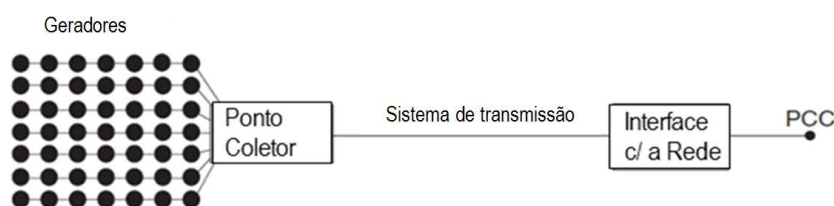


Figura 5.3 - Esquema genérico de interligação de centrais de produção *offshore* e rede continental.

Os cabos que fazem estas ligações (*array cables*) suportam, tipicamente, tensões até 33 ou 36 kV (alguns até 66 kV) e pesam cerca de 20kg/m. Uma estrutura deste tipo não apresenta capacidade de reconfiguração, levando a que uma avaria num dos alimentadores da estrutura coletora coloque fora de serviço todos os geradores a ele ligados.

Seguidamente à estrutura coletora do sistema eletroprodutor em ambiente *offshore*, coloca-se a escolha da opção mais adequada para a transmissão da energia produzida para terra (sistema de transmissão de energia elétrica).

A solução natural a ser explorada no sistema de transmissão seria a utilização de cabos submarinos de corrente alternada (*Alternate Current*, AC, na literatura anglo-saxónica), facilitando a interligação com a rede terrestre (*export cable*). Estes cabos têm sido fabricados de modo a suportar até 136 kV (alguns até 245 kV) de tensão, pesando 60 kg/m.

A solução preconizada neste caso assenta na extensão da estrutura coletora até terra: o transporte da energia é colocado como uma extensão de cada um dos *feeders* que constitui a estrutura coletora, sendo a integração na rede elétrica realizada mediante uma subestação

construída em terra com características adequadas para ligação à rede existente, podendo ser necessária a instalação de mecanismos de compensação de potência reativa. A arquitetura do sistema coletor e de transmissão neste tipo de aplicações (potências e distâncias de transmissão reduzidas) pode ser genericamente representada como na Figura 5.2.

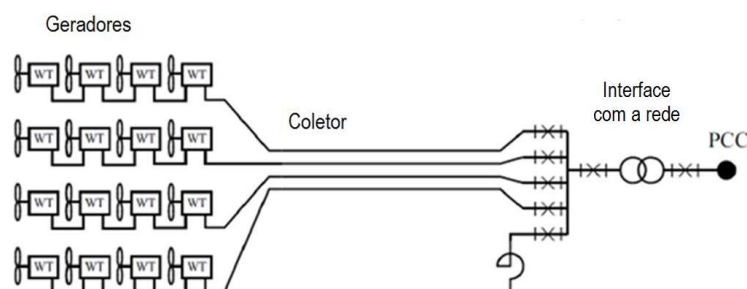


Figura 5.2 - Esquema de ligação offshore ponto-a-ponto (conjunto de alimentadores).

Exemplos de sistemas de transmissão estabelecidos em AC podem ser identificados nos primeiros parques eólicos construídos em ambiente *offshore*, tais como:

- 1) Parque eólico de Utgrunden (Suécia) com uma potência instalada de 9,975 MW, estabelecido com uma tensão de 20 kV, que é mantida na transmissão para terra, sendo esta constituída por um cabo submarino com cerca de 8 km de comprimento;
- 2) Parque eólico de Middelgrunden (Dinamarca) com uma potência instalada de 40 MW, estabelecido com uma tensão de 30 kV que é mantida na transmissão para terra, sendo esta constituída por um cabo submarino com cerca de 3 km de comprimento.

No entanto, a identificação da melhor solução tecnológica a utilizar tem de ter em consideração por um lado, a questão da distância de transmissão para terra e, por outro, o volume de potência em causa.

Soluções de *layout* de estrutura de rede de cabos submarinos para ligação a terra e envolvendo diferentes níveis de tensão

À medida que as potências e comprimento do sistema de transmissão vão aumentando para valores acima de 200 MW e 100 km de distância da costa respetivamente, pode ser interessante, do ponto de vista da redução de perdas energéticas no sistema de transmissão, considerar o estabelecimento de uma subestação elevadora em ambiente *offshore*, tal como é evidenciado na Figura 5.3. Comparativamente à solução anterior a estrutura coletora é do mesmo tipo, sendo agora incluída no sistema uma subestação elevadora (no mar) que permite modificar a tensão a que opera a rede coletora para um valor mais elevado (nível de transmissão em muito alta tensão, ou seja > 110 kV). Dependendo do nível de tensão do sistema de transmissão utilizado, a solução pode permitir a ligação direta à rede em terra.

O parque eólico *offshore* Horns Rev, na Dinamarca, com uma capacidade instalada de 160 MW, opera com uma rede coletora a 36 kV e foi o primeiro a incorporar uma solução de transmissão deste tipo, incluindo uma subestação *offshore* com uma área aproximada de 20X28 m² estabelecida 14 m acima do nível da água do mar. A subestação *offshore* incorpora um transformador elevador 36/150 kV, juntamente com os painéis de 36 kV do sistema coletor e de

150 kV do sistema de transição. O sistema de transmissão para terra é constituído em cabo submarino de 150 kV e tem um comprimento aproximado de 15 km.

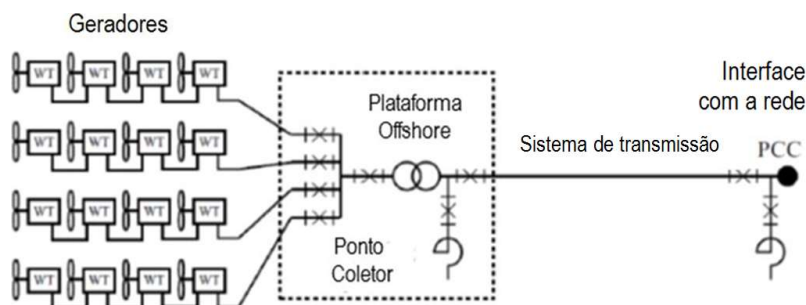


Figura 5.3 - Esquema de interligação offshore com ponto comum de recolha/plataforma offshore.

O parque eólico Nysted, também na Dinamarca, com uma capacidade instalada de 165,6 MW opera a 33 kV ao nível da rede coletora, incluindo posteriormente uma subestação *offshore* que permite a elevação da tensão para 132 kV, sendo a interligação a terra realizada por um cabo submarino com cerca de 10 km de comprimento.

A Figura 5.4 apresenta de forma genérica a relação entre o nível de tensão nominal a adotar face à distância e potência a transmitir. O aumento da tensão nominal resulta numa redução da corrente elétrica de serviço o que leva à redução das perdas ativas de transmissão.

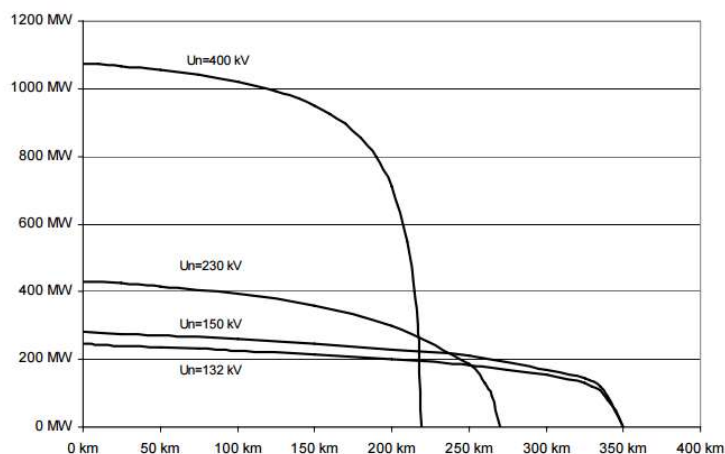


Figura 5.4 - Tensão nominal (AC) em função da distância e potência a transmitir.

Desta figura conclui-se que, devido aos fenómenos de natureza capacitiva inerentes à constituição de um cabo isolado, notórios sob regime de funcionamento em corrente alternada e com impactos importantes do ponto de vista das tensões aos terminais do cabo, a capacidade de transmissão é significativamente reduzida com o aumento do comprimento do sistema de transmissão e com a redução da tensão de transmissão adotada. Desta forma, a exploração de uma solução de transmissão baseada em AC está limitada a potências até cerca de 200 MW e distâncias de transmissão na ordem de 100 – 200 km.

Como referido, a transmissão de energia efetuada entre as diferentes tecnologias de geração *offshore* e as redes elétricas terrestres é estabelecida através de circuitos de cabos elétricos. Estes cabos são compostos por uma alma condutora central (normalmente em alumínio) e isolados do meio exterior através da adoção de diferentes materiais dielétricos. Deste modo consegue-se garantir a transmissão de energia elétrica e simultaneamente assegurar o isolamento elétrico com o meio exterior. A existência num cabo de duas zonas com potenciais elétricos diferentes isoladas por um dielétrico, assemelha-se à estrutura de um condensador elétrico. O circuito de cabo apresenta assim uma capacitância elétrica que varia proporcionalmente com o comprimento, podendo assumir um valor considerável.

Tal fator origina produção de potência reativa no circuito de cabos podendo reduzir a capacidade de transmissão de potência ativa. Devido a este efeito, para situações onde pretende-se transmitir uma quantidade de potência considerável (centenas a milhar de MW) com distâncias superiores à centena de quilómetros, opta-se pela transmissão em corrente contínua em muito alta tensão (na literatura anglo-saxónica *High Voltage Direct Current* - HVDC), onde este efeito não se manifesta.

Para a transmissão em HVDC, conforme ilustrado na Figura 4.5, a estrutura do sistema coletor de energia em ambiente *offshore* mantém-se inalterada (rede estabelecida em corrente alternada de média ou alta tensão e à frequência industrial *standard*), sendo agora necessário prever uma plataforma *offshore* para a inclusão de uma estação conversora que tem por objetivo a retificação para corrente contínua da energia produzida no mar.

Posteriormente a transmissão é feita em cabos de corrente contínua (tipicamente dois, numa estrutura bipolar com um polo positivo e um polo negativo e com tensões típicas por polo de ± 150 kV, ± 320 kV). A integração com a rede em terra requer a construção de uma estação conversora que tem por objetivo a conversão da energia transmitida em corrente contínua para corrente alternada à frequência industrial da rede. Do ponto de vista do sistema de transmissão, o comprimento do mesmo não revela dificuldades técnicas.

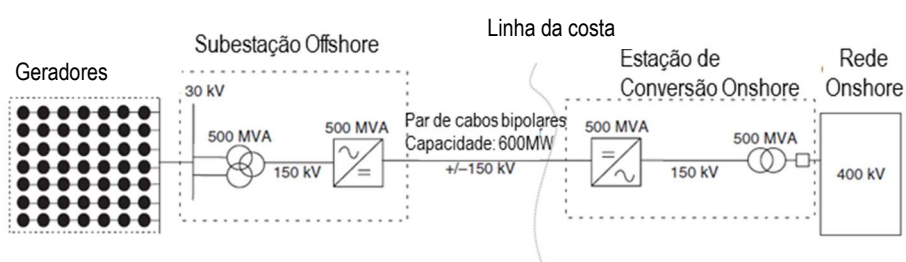


Figura 4.5 - Esquema de interligação offshore com a tecnologia HVDC.

Os *standard* industriais atualmente disponíveis para a tecnologia HVDC (tipicamente conhecido como VSC-HVDC – *Voltage Source Converter High Voltage Direct Current*) apresentam capacidades da ordem de 1000 MW por estação conversora e de ± 320 kV ao nível da tensão de transmissão.

Um exemplo recente da aplicação desta solução é a ligação e comissionamento do parque eólico *offshore* DolWin 2, nos Países Baixos, previsto no decorrer deste ano, com uma potência instalada de 916 MW. A transmissão para terra é feita em corrente contínua por meio de um

sistema de transmissão com 45 km de comprimento, seguindo-se a entrada do mesmo em terra e continuação ainda em cabo subterrâneo de corrente contínua por mais 90 km (comprimento total do sistema de transmissão em corrente contínua é 135 km). A ligação à rede europeia (na Alemanha) é feita ao nível da rede de 380 kV (Figura 5.6).



Figura 5.6 - Subestação offshore associada ao parque eólico DolWin 2

Fonte: <http://www.juistnews.de/artikel/2015/8/6/konverterplattform-dolwin-beta-vor-juist-angekommen/>

Custo por km do transporte por cabo submarino

O estabelecimento de um circuito de cabos submarinos para escoamento da energia produzida em ambiente *offshore*, acarreta custos que podem ser divididos em três grandes rubricas:

- Custo do cabo;
- Custo de instalação do cabo;
- Custo de estações conversoras (no caso de adoção de tecnologia HVDC).

Estes custos são um dos componentes relevantes do custo de uma instalação *offshore* (independentemente da fonte de energia) e estão fortemente relacionados com avanços tecnológicos e a sua disseminação, tendo vindo a reduzir o seu valor com o desenvolvimento de novas interligações (http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/98-9/offshore/elec.htm).

Relativamente ao processo de instalação do circuito de cabos, é necessário estender o mesmo no leito do oceano sendo posteriormente acondicionado em vala. Para tal, utilizam-se embarcações especiais. A abertura da vala de implantação é efetuada atualmente com o apoio de *robots* submarinos. Na Figura 5.7 mostram-se exemplos de equipamento utilizado nestas instalações.

O custo de produção e instalação desse circuito está pois dependente de numerosos fatores, entre outros:

- quantidade de cabo - número de navios necessários (influencia o preço de fabrico e o custo de instalação);

- local de instalação - distância ao ponto de abastecimento, condições marítimas (influencia o custo da instalação);
- tipo de cabo - função de revestimento, de tecnologia de transmissão (HVDC ou HVAC), tensão, se estático ou dinâmico, ou espessura (influencia o custo de produção e de instalação);
- método de fixação submarina - enterramento ou outro e a que profundidade (influencia o custo de fabrico e de instalação);
- custos do serviço de instalação (disponibilidade navios).



Figura 5.7 - Exemplos de equipamento utilizado na instalação de parques eólicos offshore

Fonte: <http://tdworld.com/underground-tampd/high-voltage-power-cables-connect-uk-national-grid-dudgeon-offshore-wind-farm>

No custo considerado para o cabo há ainda que verificar os elementos incluídos, por exemplo o preço das proteções contra a ação das ondas e das marés, a fim de se obter comparabilidade com outros valores.

Dados ilustrativos (ENTSO-E, 2011; Machado, 2014; Myrh *et al*, 2014) sobre os custos de fabrico e instalação de cabos de ligação à rede (*export cable*) num conjunto de casos reais e estudos, indicam os seguintes intervalos (instalação de um só cabo, uma trincheira, intervalo cobre HVDC e HVAC):

Produção: 0,354 M€/km - 0,810 M€/km

Instalação : 0,350 M€/km - 0,805 M€/km

Isto significa um custo total (inicial) que pode variar entre 700 mil e 1,6 milhões de euros por quilómetro. Ou seja, tendo como exemplo um cabo de 20 km, um custo total entre os 14 e os 32 milhões de euros.

Trata-se de dados ilustrativos retirados de casos reais ou estudos, em geral, de parques eólicos *offshore* com grande dimensão (250/500 MW de potência instalada), em que há algum efeito de escala. De outro ponto de vista, os custos com a ligação à rede (subestação e cabos) podem significar entre 8 e 12% do custo de um projeto (OTEO, 2014).

Importa sublinhar que os dados sobre custos são relativos a projetos existentes, com custos reportados na sua maior parte à data da decisão de investimento. A evolução dos preços futuros irá depender da procura e do objetivo de redução de custos fixado por partes relevantes da indústria. Por exemplo, o Reino Unido fixou um objetivo de LCOE para a energia eólica *offshore* de 100€/MWh, em projetos com decisão final de investimento em 2020, o que equivalia a uma redução de 40% sobre os mesmos custos em 2010 (The Crown Estate, 2010).

Soluções sem ligação à RESP

Devido aos elevados custos de ligação à rede, uma solução possível com as tecnologias que estão numa fase inicial da sua maturidade é a ligação a bóias que, além de medirem a energia gerada e parâmetros do recurso energético (agitação marítima, condições meteorológicas), contêm equipamento que dissipa a carga elétrica produzida nos dispositivos (Figura 5.8). Embora a capacidade de dissipação de carga seja limitada e reproduzam insuficientemente alguns fenómenos da injeção de energia na rede (além de desperdiçarem muita da eletricidade produzida), recorrer a bóias com dissipação de carga tem vantagens na dimensão I&D: permitem realizar testes em zonas marítimas com interesse mas sem ligação à rede e, como facilmente se deslocam, facultam a realização de testes em zonas mais longínquas, ou sucessivamente em diversos locais, com diferentes dispositivos.



Figura 5.8 - Exemplo de bóia instrumental com dissipação de carga
Fonte: <http://nnmrec.oregonstate.edu/resources-industry/open-ocean>, consultado 05-2016

5.2 Desafios das redes e das infraestruturas de transporte e distribuição da energia elétrica *offshore*

O desenvolvimento da solução elétrica para a estrutura coletora de um aproveitamento em ambiente *offshore* coloca novos desafios relativamente às soluções tecnologicamente validadas e estabelecidas no mercado para aplicação em ambiente terrestre, tipicamente assentes na utilização de redes em corrente alternada de média tensão (até 36 kV).

Comparativamente com o ambiente terrestre, os desenvolvimentos de sistemas eletroprodutores em ambiente *offshore* poderão ter em vista potências instaladas mais elevadas (como é o caso atual de parques eólicos *offshore* em desenvolvimento no Mar do Norte, com potências instaladas da ordem de 1000 MW), implicando portanto o estabelecimento de estruturas coletoras sobre áreas tipicamente superiores às que se encontram hoje em dia em sistemas eletroprodutores estabelecidos em ambiente terrestre.

Para dar resposta a esta necessidade assiste-se correntemente ao desenvolvimento de novas estruturas coletoras, havendo particular interesse na adoção de soluções baseadas em equipamento de alta tensão (HV, na literatura anglo-saxónica), gama de 66 kV, o que permite acomodar com maior facilidade o incremento de potências instaladas anteriormente referido. Adicionalmente, as soluções baseadas em redes coletoras de alta tensão conferem maior capacidade de cobertura de áreas significativamente maiores, tendo neste ponto particular relevância as perdas energéticas, que é necessário ter em consideração durante a vida útil da instalação.

Uma questão importante a ter igualmente em consideração no desenvolvimento da estrutura coletora está relacionada com o nível de redundância/reconfiguração que a mesma permite face a situações de avaria ou indisponibilidade de algum dos seus elementos, podendo conduzir a volumes significativos de energia não produzida e entregue à rede nessas situações.

Assim sendo, a questão da avaliação do nível de redundância da estrutura coletora torna-se cada vez mais importante em situações em que se assiste a um aumento significativo da potência instalada nos sistemas eletroprodutores em ambiente *offshore*. O desenvolvimento de soluções com maior capacidade de redundância ocorre em configurações mais complexas e que necessitam de mais equipamento sendo, portanto, mais oneroso o investimento inicial nas mesmas, o qual terá de ser contraposto ao benefício esperado em termos do risco inerente às situações de avaria/indisponibilidade e consequente energia não produzida.

Uma possível solução para o aumento da redundância na estrutura coletora clássica anteriormente referida passa pela instalação de cabos adicionais (fora de serviço em condições normais de exploração) que permitam que um determinado alimentador possa ser interligado com o alimentador adjacente.

Soluções para ligação da produção elétrica *offshore* a terra, em Portugal

Como já foi referido, pequenos parques eólicos ou de dispositivos de conversão de energia das ondas em eletricidade, distando de terra apenas alguns quilómetros, e que totalizem, no seu conjunto, uma potência em torno dos 30 MW, podem ser ligados a terra por cabos submarinos em AC na gama dos 20 kV a 33 kV, recorrendo a 2 ou 3 alimentadores, criando-se, por exemplo, depois em terra uma subestação elevadora para 66 kV.

De estudos efetuados anteriormente, é possível ligar a linha que sai destas instalações a subestações da rede de distribuição em HV situadas próximas da costa. Esta é a situação das instalações de conversão *offshore* que se poderão vir a construir até 2020 em Portugal. Estas

interligações deverão ser estabelecidas analisando os perfis de tensão nas redes HV, avaliando sobrecargas nas linhas existentes, mesmo nas situações de exploração de recurso.

No caso de estas instalações poderem vir a ser expandidas para potências que totalizam algumas centenas de MW, há necessidade de projetar os *lay-outs* dos cabos submarinos de forma a alimentarem uma ou mais subestações *offshore* que permitam converter de média tensão (MV, na literatura anglo-saxónica) em muito alta tensão (VHV), fazendo-se a ligação a terra por um único cabo submarino em VHV, a ligar depois a subestações da rede nacional de transporte (RNT).

A definição destas soluções exige estudos elaborados para determinar o *layout* mais adequado dos cabos submarinos para estas instalações, o que implica também a definição da secção e da tensão destes cabos, com o objetivo de minimizar perdas e investimentos, bem como energia não fornecida em caso de ocorrência de avarias nos cabos submarinos.

Esta será a situação que se espera possa ocorrer nos períodos entre 2020 e 2030 e de 2030 em diante. A menos que se pense em instalar potências de várias potências de MW, distantes de terra a mais de 60 a 80 km, não será de prever ligações a terra em corrente contínua em Portugal. Se tal vier a ocorrer será necessário estudar estruturas de rede *offshore* bem mais complexas com subestações conversoras AC/DC no mar e subestações conversoras DC/AC à chegada a terra, exigindo-se depois ligações em AC à rede de 400 kV, conforme referido anteriormente.

Em todas estas situações será necessário fazer estudos sobre a RNT, com vista à identificação da necessidade de reforços da potência de transformação das subestações e das linhas de transporte de toda a rede, uma vez que se modificam os trânsitos de potência normais. Serão ainda necessários estudos de estabilidade para verificar o comportamento da rede com estas novas instalações de produção.

Necessidade de reforço da RNT em terra para receber as potências a ligar

Os reforços nas redes de transporte e de distribuição são previstos no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte (PDIRT) e Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Distribuição (PDIRD), a elaborar pelos respetivos operadores das redes de transporte (ORT) e de distribuição (ORD), respetivamente, sendo a sua aprovação da competência do Governo.

As capacidades de rede de transporte disponíveis em cada ponto injetor encontram-se publicadas no “Anexo N” do documento “Caracterização da Rede de Transporte”, publicado anualmente pelo ORT. Os eventuais reforços dependerão sempre das capacidades a instalar junto dos respetivos pontos das redes elétricas.

5.3 Principais projetos europeus

Identificação de principais projetos implementados na Europa

Os projetos *offshore* com maior capacidade de produção de energia elétrica e mais representativos das ligações *offshore* à rede envolvem tecnologia madura de aproveitamento do vento através de turbinas fixas ao fundo marinho. Algumas destas centrais encontram-se referidas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Principais centrais offshore produtoras de eletricidade a partir do vento (plataforma fixa)

	País	Cap.(MW)	Início	Cabo	Estações
DolWin 2	DE	916	>2016	45km submarino DC + + 90km <i>onshor</i> subterrâneo DC	1 sub-est. <i>offshore</i> 320kV AC – 155kV DC – 380kV DC
London Array	UK	630	2013	210 km <i>offshore</i> 33 kV 220 km <i>offshore</i> 150 kV	2 sub-est. <i>offshore</i> 1 sub-est. <i>offshore</i>
Beatrice	UK	588	2007	26km <i>offshore</i> AC 33kV 67,4 km <i>offshore</i> 220kV	2 subs-est. <i>offshore</i> 1 sub-est. <i>onshore</i>
Gwynt y Môr	UK	576	2015	134 km <i>onshore</i>	2 sub-est. <i>offshore</i>
Bard Offshore 1	DE	400	2013	200 km HVDC	HVDC converter platform
Anholt	DK	399,6	2013	25km AC + 56km	33-220kV + 220-400kV
Lillgrund	SE	110	2008	20 km MVAC submarino 33 kV 7 km HVAC submarino 130kV	1 sub-est. <i>offshore</i> 20 kV – 150 kV

Os exemplos de aproveitamento de energia das ondas escasseiam. Um projeto em curso na Suécia designado «Sotenäs Wave Power», possui capacidade 1 MW e tecnologia “Seabed”, tendo sido instalado um cabo submarino com 10km. Vários dispositivos ligam-se a uma subestação que transforma a eletricidade gerada nas unidades, variável em frequência e em amplitude perfeita de 50/60 Hz AC, mas de baixa tensão. Por sua vez, estas estações ligam-se a uma estação de média tensão que transmite a energia produzida para a rede, em terra.

Zonas de teste marítimas

Existem diversos locais com condições marítimas interessantes dentro e fora da Europa em que se implementaram zonas piloto. São locais de teste marítimos em que organizações privadas ou governamentais criam um conjunto de infraestruturas e serviços, reduzindo o investimento do promotor.

Tabela 5.2 - Algumas características de zonas de teste europeias

	País	Dist. à costa (km)	Área (km ²)	Prof. (m)	Inf. tp. real	Site próprio	Ligação à rede	Tipo
Dan WEC	Dinamarca	0,2	1	12	Sim	Sim	Sim	pontão
Nisum Bredning	Dinamarca	0,2	1	4-8	Não	Não	Sim	pontão
MET Centre Runde	Noruega	0,5	-	30-50	Não	Sim	Sim	pontão
Wave Hub	Reino Unido	16	8	50-65	Sim	Sim	Sim	bóia
FaB Test	Reino Unido	3-5	2,8	15-50	Sim	Sim	Não	bóia
EMEC	Reino Unido	1-2	5	20-75	Sim	Sim	Sim	bóia
EMEC - berço	Reino Unido	~ 0,5	0,36	21-25	Sim	Sim	Sim	bóia
Galway Bay	Irlanda	1,5	0,37	20-23	Sim	Não	Não	bóia
AMETS	Irlanda	7	7	50-120	Sim	Não	Sim	bóia
Sem-REV	França	15	1	35	Sim	Sim	Sim	bóia
Bimep	Espanha	1,7	5,3	50 – 90	Sim	Sim	Sim	bóia
PLOCAN	Espanha	2	40	30-1000	Sim	Sim	Sim	bóia
Zona Piloto	Portugal	5-8 (+22)	320	30-90	Não	Sim	Não	-

Quase todas as instalações facultam ligação à rede e informação em tempo real sobre meteorologia e estado do mar, assim como outros tipos de apoio (embarcações para O&M e segurança, escritórios, estudos de impacto ambiental). Numa delas - FaB Test - a ligação à rede foi substituída pela bóia instrumental com dissipação de carga.

Algumas características das zonas piloto que têm surgido na Europa constam na Tabela 5.2. Em Portugal está em fase de implementação uma zona piloto, criada em Janeiro de 2008 e localizada ao largo de S. Pedro de Moel. Inicialmente, estava previsto um ponto de ligação à rede. Todavia, essa infraestrutura foi entretanto substituída pela opção menos onerosa de construção de uma bóia instrumental com dissipação de carga, a qual será desenvolvida futuramente.

Ligações *offshore* em Portugal

No projeto “Ondas Peniche”, localizado na praia da Almagreira, está instalado um cabo submerso ao longo de 930 m e enterrado ao longo de 270 m, para ligação ao posto de transformação localizado em terra.

No projeto “Windfloat”, no local de amarração do protótipo Windfloat foi utilizada a infraestrutura já existente, anteriormente instalada pela empresa Oceanergia (AWS Ocean Energy) para o projeto “Archimedes Wave Swing” (energia de ondas) e mais tarde pela Companhia de Energia Oceânica, S. A., com o projeto “Pelamis” (energia de ondas). Esta infraestrutura é composta por uma subestação (localizada na praia da Aguçadoura, Póvoa de Varzim) e por um cabo estático de transporte (instalado em 2001) com cerca de 6 km, assente no fundo do mar. A infraestrutura compreende ainda um cabo de ligação da unidade produtora ao cabo de transporte ou interface de ligação, com um comprimento de cerca de 500 m.

No que refere ao projeto da Central Eólica de localização oceânica “Windfloat Atlantic”, ao largo de Viana do Castelo, da Windplus, S.A., prevê-se que a ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) - Ponto de Receção - se faça na extremidade de um cabo submarino já instalado, com uma extensão aproximada de 17 km.

5.4 Potenciais oportunidades

Ligações em DC aproveitando interligações com Marrocos, França, UK

A curto e médio prazo Portugal poderá aproveitar futuras ligações HVDC a Marrocos, com a vantagem de o realizar possivelmente num âmbito empresarial relativamente restrito, com promotores nacionais.

A médio e longo prazo a principal linha de evolução no aproveitamento dos recursos energéticos *offshore* aponta para parques eólicos com elevada capacidade de conversão de energia, localizados em águas internacionais e construídos numa lógica de grandes consórcios internacionais de promotores, a que Portugal se poderá associar. A integração destes parques na rede faz-se no contexto da super-rede (*super grid*), com ligações em HVDC *offshore* e vários pontos de ligação em terra. A super-rede terá de ser desenvolvida por consórcios internacionais (europeus) de operadores de rede de transporte.

A expansão das ligações *offshore* cria oportunidades de fornecimento de infraestruturas de metalomecânica, equipamento elétrico de alta tensão e sistemas de monitorização e controlo (OTEO, 2014), a que Portugal poderá corresponder - de curto a longo prazo.

Tecnologias emergentes, projetos integrados e outros

As centrais de aproveitamento do vento em ambiente *offshore* têm tendência para expandir em capacidade e área ocupada, passando para zonas com maior profundidade (com turbinas de base flutuante), mais longe da costa, com ligações DC.

Uma vez que os custos iniciais são um obstáculo importante ao desenvolvimento das tecnologias *offshore*, têm sido configuradas algumas soluções, ainda em estudo, que associam na mesma infraestrutura processos de produção de energia baseados em diferentes recursos disponíveis no mar.

Por exemplo, o projeto “H2Ocean” aproveita a energia do vento e das ondas para utilização local, de forma sustentável, numa plataforma em que se realizam múltiplas funções entre as quais o armazenamento por hidrogénio. Este pode ser depois transportado, de um modo mais económico e em que se separam a produção e o consumo da energia transferida para terra (para mais detalhes sobre esta solução tecnológica, consultar capítulo 8).

Referências

- I M Alegría, J L Martín, I Kortabarria, J Andreu, P I Ereño. ‘Transmission alternatives for offshore electrical power’, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issue 5, June 2009.
- N. Barberis Negra, J. Todorovic, T. Ackermann, Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms, Electric Power Systems Research, Volume 76, Issue 11, July 2006, Pages 916-927.
- CEER, 2015. ‘Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013’, Council of European Energy Regulators (CEER), ref. C14-SDE-44-03, Janeiro de 2015.
- ENTSO-E, 2011. ‘Offshore Transmission Technology’.
- N. Flourentzou, V. G. Agelidis and G. D. Demetriades, "VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 3, pp. 592-602, March 2009.
- Machado, 2014. ‘Limitações dos sistemas de transmissão AC quando aplicados a parques eólicos offshore’.
- Magagna, D, Uihlein, A, 2015. ‘2014 JRC Ocean Energy Status Report: Technology, market and economic aspects of ocean energy in Europe’, JRC Science and Policy Reports, JRC Institute for Energy and Transport, European Commission.
- Myrh *et al*, 2014. ‘Levelized Cost of Energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective’.
- OTEO, 2014. “Caracterização do Mercado de Energias Renováveis ”.
- J Pan *et. al*, “Design of efficient and reliable Cluster Collections Systems”, in proceedings 11th Int’l Workshop on large scale integration of wind power and on transmission networks for offshore wind power plants”, Lisbon, Portugal, 13-15 November 2012.
- The Crown Estate, 2010. ‘A Guide to an Offshore Wind Farm’.
- Wind Power in Power Systems, 2nd Edition, [Thomas Ackermann](#) (Editor), Wiley, 2012, ISBN: 978-0-470-97416-2.

Capítulo 6. Identificação dos processos de licenciamento e risco associado

6.1 Processo de licenciamento para a produção de energia elétrica *offshore* e principais riscos

Breve descrição da legislação aplicável

O licenciamento das instalações de produção de energia elétrica localizadas no espaço marítimo nacional teve o seu primeiro enquadramento legislativo através do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio, que estabelecia as regras aplicáveis à atividade de produção de energia elétrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade (cogeração), assim como legislação subsequente, incluindo o Decreto-Lei nº 225/2007.

Os projetos de produção de energia elétrica *offshore* que, em Portugal, já foram licenciados, com licenciamento obtido ao abrigo deste regime, são: Parque Eólico de localização oceânica ao largo da Aguçadoura da CEO – Companhia de Energia Oceânica, S.A, e Central Elétrica de energia das ondas de Peniche da SEANER, S.A..

O regime de licenciamento de instalações elétricas teve a sua evolução, estando presentemente sujeito a dois diplomas de 2012:

- Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do sistema elétrico nacional, bem como as bases gerais aplicáveis ao exercício das atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e à organização dos mercados de eletricidade, alterando e republicando o Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro;
- Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade, bem como à operação logística de mudança de comercializador, à organização dos respetivos mercados e aos procedimentos aplicáveis ao acesso àquelas atividades – alterando e republicando o Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de agosto. O Decreto-Lei nº 215-B/2012 procede no seu artigo 15º, nº 2 à revogação do Decreto-Lei nº 189/88, de 27 de maio, e subsequentes alterações.

A produção de energia elétrica que utilize recursos endógenos renováveis, enquadra-se na produção de eletricidade em regime especial (PRE), conforme definição do artigo 18º do Decreto-Lei nº 29/2006. O exercício da atividade de produção de eletricidade em regime especial é livre, estando sujeito aos requisitos do Capítulo III do Decreto-Lei nº 172/2006, republicado pelo Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de outubro. Com as alterações introduzidas por este Decreto-Lei, o exercício da atividade de produção de eletricidade em regime especial pode ser exercida ao abrigo de um dos seguintes regimes remuneratórios:

- Regime geral (alínea *a*) nº 1 do artigo 33º-G) – A eletricidade produzida, nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, é vendida em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de

eletricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou um qualquer comercializador que agregue a produção.

- Regime de remuneração garantida (alínea b) nº 1 do artigo 33º-G) – A eletricidade produzida é entregue ao Comercializador de Último Recurso (CUR), contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro eletroprodutor nos termos dos nºs 4 e 5 do mesmo artigo.

No exercício da atividade ao abrigo do regime geral a instalação dos centros eletroprodutores é sujeita a licença de produção (nos termos do artigo 33º-D e seguintes do mesmo diploma), sempre que se verifiquem os pressupostos do nº 2, do artigo 33º-E, ou seja:

- i) potência de ligação à rede superior a 1 MVA;
- ii) sujeição da instalação do centro eletroprodutor aos regimes jurídicos de avaliação de impacte ambiental ou de avaliação de incidências ambientais, nos termos da legislação aplicável;
- iii) a instalação do centro eletroprodutor esteja projetada para espaço marítimo sob a soberania ou jurisdição nacional.

Caso contrário, a produção em regime especial é sujeita a Comunicação Prévia, situação em que são aplicáveis os procedimentos da Portaria nº 237/2013, de 24 de julho. O exercício da atividade com o regime de remuneração garantida depende, previamente à obtenção da licença de produção e respetiva licença de exploração, da atribuição de reserva de capacidade de injeção na rede elétrica de serviço público (RESP).

No caso da remuneração garantida, o licenciamento dos projetos é efetuado ao abrigo da Portaria nº 243/2013, de 2 de agosto, retificada pela Declaração de Retificação nº 38-A/2013, de 1 de outubro, alterada e republicada pela Portaria nº 133/2015, de 15 de maio, estando a instalação dos centros eletroprodutores sujeita a ponto de receção e licença de produção. O regime de remuneração garantida carece de publicação de procedimento concursal de iniciativa pública, ou procedimento que faculte acesso a todos os interessados que preencham os requisitos que venham a ser estabelecidos, de acordo com critérios de igualdade e transparência (cf. nºs 4 e 5, do artigo 33º-G, do DL 172/2006).

Neste âmbito decorreu, até ao final de 2015, um procedimento concursal definido através do Despacho nº 14704/2014 do Secretário de Estado de Energia, que previu a possibilidade de reserva de capacidade de injeção na RESP, até ao máximo de 50 MW, para o exercício de atividade de produção de eletricidade em regime de remuneração garantida através de instalações de aproveitamento de energia renovável de fonte ou localização oceânica, por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial.

Etapas do licenciamento

Em fase prévia ao licenciamento o promotor deve averiguar a eventual abrangência do projeto pelos regimes de avaliação ambiental, nomeadamente a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), conforme definido no Decreto-Lei nº 151-B/2013 de 31 de outubro, na redação dada pelo Decreto-Lei nº 47/2014, de 24 de março, e pelo Decreto-Lei nº 179/2015, de 27 de agosto (Diploma AIA), e a Avaliação de Incidências Ambientais (AInCA), no âmbito do artigo 33º-R do Decreto-Lei nº 172/2006.

Deverão ser verificadas as seguintes abrangências:

i) Abrangência por via objetiva, decorrente da aplicação do disposto no artigo 1º, nº 3, alínea b), subalínea i) do Diploma AIA: os projetos que estejam tipificados no ponto 3 do anexo II do Diploma AIA e que estejam abrangidos pelos limiares ali fixados, encontram-se sujeitos a Avaliação de Impacte Ambiental (AIA), carecendo de emissão de Declaração de Impacte Ambiental (DIA) favorável ou condicionalmente favorável em fase prévia ao licenciamento.

Em particular:

- Instalações industriais destinadas à produção de energia elétrica, de vapor e de água quente (não incluídos no anexo I) (cf. ponto 3, alínea a), do anexo II).
 - Caso geral: Potência instalada ≥ 50 MW.
 - Área sensível: Potência instalada ≥ 20 MW.
- Aproveitamento da energia eólica para produção de eletricidade (cf. ponto 3, alínea i), do anexo II).
 - Caso geral: Parques eólicos ≥ 20 torres ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros parques similares; Sobreequipamento de parques eólicos existentes que não tenham sido sujeitos a AIA, sempre que o resultado final do projeto existente com o sobreequipamento, isolado ou conjuntamente com sobreequipamentos anteriores não sujeitos a AIA, implique um total de 20 ou mais torres ou que a distância relativamente a outro parque similar passe a ser inferior a 2 km.
 - Área sensível: Parques eólicos ≥ 10 torres ou localizados a uma distância inferior a 2 km de outros parques similares.

ii) Abrangência por via subjetiva, através da aplicação do disposto no artigo 1º, nº 3, alínea b), subalíneas ii) e iii) do Diploma AIA: os projetos que estejam tipificados no ponto 3 do anexo II do Diploma AIA mas que não atinjam os limiares ali definidos, devem proceder à apreciação prévia de sujeição a AIA em conformidade com o artigo 3º do Diploma AIA. Para este efeito devem, em fase prévia ao licenciamento, remeter os elementos previstos no Anexo I da Portaria nº 395/2015 de 4 de novembro.

De salientar ainda que qualquer projeto, ainda que não integrado em nenhuma das tipologias constantes dos anexos I e II do Diploma AIA, pode ser sujeito a AIA por aplicação do disposto na alínea c) do nº 3 do seu artigo 1º, a qual prevê a possibilidade de sujeição a AIA de projetos, por decisão conjunta do membro do Governo competente na área do projeto em razão da matéria e do membro do Governo responsável pela área do ambiente, que, em função da sua localização, dimensão ou natureza, sejam considerados como suscetíveis de provocar um impacte significativo no ambiente, tendo em conta os critérios estabelecidos no anexo III do diploma AIA.

É a Agência Portuguesa do Ambiente (APA), I.P., a autoridade de AIA competente para coordenação do processo de avaliação de qualquer projeto localizado em espaço marítimo. Assim, havendo lugar a procedimento de AIA, o projeto poderá ser submetido a avaliação em fase de estudo prévio/anteprojeto ou projeto de execução.

Em ambos os casos, o processo de avaliação tem uma duração de 100 dias úteis, sendo que, nos casos em que o mesmo decorre em fase de estudo prévio/anteprojeto, é ainda necessário proceder à verificação da conformidade ambiental do respetivo projeto de execução, tendo este último procedimento uma duração de 50 dias úteis.

iii) Para os projetos que, comprovadamente, não careçam de AIA, deve ser verificada a eventual sujeição ao regime de Avaliação de Incidências Ambientais (AlncA). Caso se verifique a abrangência por AlncA, o respetivo Estudo de Incidências Ambientais (ElncA) deve ser submetido à DGEG conjuntamente com o pedido de licenciamento.

iv) Para os projetos que, comprovadamente, não careçam de AIA nem de AlncA, deve ser obtido parecer favorável sobre a localização à Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) territorialmente competente.

Para além dos regimes de avaliação ambiental, o promotor deverá acautelar outra legislação que tenha de cumprir, através da obtenção dos pareceres de entidades com cujo domínio a instalação interfira, como por exemplo:

- APA caso os projetos possuam infraestruturas em terra com domínio/recursos hídricos (DL 226-A/2007 de 31 de maio);
- DGRM caso a instalação seja instalada em espaço marítimo;
- CCDR caso a instalação se localize em reserva ecológica nacional;
- Câmara Municipal respetiva demonstrando a não oposição da mesma à execução do projeto;
- Operadores da Rede Nacional de Distribuição (RND), EDP Distribuição e Rede Nacional de Transporte (RNT), a REN, caso a instalação possa interferir com os seus domínios de atividade (este parecer é distinto do parecer dos operadores relativamente à existência de capacidade de injeção na rede);
- Infraestruturas de Portugal (na situação de atravessamento de estradas nacionais ou ferrovias);
- Ana Aeroportos e Estado Maior da Força Aérea;
- Outras entidades não listadas cujo domínio interfira com a instalação.

O processo de licenciamento em regime de remuneração garantida deverá ser instruído junto da DGEG, com os elementos necessários ao cumprimento da legislação aplicável. Com efeito, o interessado deve apresentar na DGEG todos os documentos necessários para a emissão de concessões, licenças, autorizações ou de outros atos permissivos ou não permissivos necessários ao exercício da atividade (art. 62º - DL 38/2015 de 12 de março, nº 1 e nº 7). A DGEG assegura a necessária articulação com a DGRM e as demais entidades responsáveis pela emissão das concessões, licenças, autorizações ou de outros atos permissivos ou não permissivos (nº 7 do artigo 62º do Decreto-Lei nº 38/2015 de 12 de março). O processo de licenciamento em regime geral decorre de acordo com as etapas indicadas, resumidamente, na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Etapas do processo de licenciamento em regime geral

Entidade	REGIME GERAL	Prazo
Promotor	Reúne informação necessária para o pedido de licença de produção incluindo pareceres de entidades cujo domínio possa interferir com a instalação, incluindo do operador de rede de transporte ou de distribuição sobre as condições de ligação.	
DGEG	Recebe pedido de atribuição de licença de produção nos primeiros 15 dias de cada quadrimestre (1 a 15 de janeiro, maio ou setembro).	
Operador da rede	Período para pronúncia. O operador pode interromper para pedido de elementos.	30 dias
DGEG	Promove a publicação de Éditos para consulta pública.	10 dias úteis de consulta
DGEG, Sec.Est. Energia	Decisão sobre pedido, após receção de eventuais esclarecimentos, DGEG se até 10 MVA e SEEn se acima de 10 MVA.	
DGEG	Se decisão favorável, a DGEG remete um ofício ao promotor informando da atribuição da licença de produção e indicando o prazo de execução das instalações.	
Promotor	Após obtenção da Licença de Produção, no prazo de 30 dias deve o promotor constituir caução para garantir o cumprimento de todas as obrigações do titular da licença de produção até à entrada em exploração do centro electroprodutor, conforme n.º 2 e 3, do artigo 20.º do DL 172/2006 (no valor de 2% do investimento, no máximo de 10 milhões de euros).	30 dias
Promotor	Instalação do centro electroprodutor e obtenção da licença de exploração, conforme artigo 33.º-P, do DL 172/2006.	6 anos - prorrogável por mais 3 anos

O processo de licenciamento em regime de remuneração garantida decorre de acordo com as etapas indicadas, resumidamente, na Tabela 6.2.

Riscos associados

No regime de remuneração garantida existe o risco de, após a reserva do ponto de receção, na fase de pedido de licença de produção, o projeto ser objeto de decisão desfavorável para AIA, TURH, TUPEM (por exemplo, no caso de instalação de cabos submarinos).

A inexistência de remuneração garantida pode colocar em causa a viabilidade económica dos projetos - normalmente tecnologias emergentes, logo mais dispendiosas.

No Regime Geral pode considerar-se o risco de inexistência de capacidade de receção, após o promotor ter investido nos estudos/licenciamentos prévios (AIA, TURH, TUPEM, projetos, etc).

Tabela 6.2 – Etapas do processo de licenciamento em regime de remuneração garantida

Entidade	REGIME DE REMUNERAÇÃO GARANTIDA	Prazo
DGEG	Recebe pedido de reserva de capacidade de injeção na RESP, efetuado ao abrigo de concurso público ou procedimento semelhante, e envia para a Secretaria de Estado da Energia.	
Sec. Est. Energia (SEEn)	Decisão sobre pedido, após receção de eventuais esclarecimentos.	
DGEG	Se a decisão for favorável, a DGEG envia um ofício ao promotor informando da reserva da capacidade na RESP e indicando o prazo (curto período temporal) para efetuar o pedido de informação ao operador da rede, de distribuição ou de transporte, conforme aplicável, ao abrigo do art. 7º da P 243/2013 (início do procedimento de reserva do ponto de receção). O pedido ao operador da rede deve ser efetuado com os elementos constantes do pt. A do Anexo I da P 243/2013.	
Operador da rede	Período para pronúncia. O operador pode interromper para pedido de elementos. A decisão favorável implica reserva do ponto de receção.	30 dias
Promotor	A reserva do ponto de receção torna-se efetiva com o pagamento de uma caução ao operador da rede neste período (no valor de 5 000€/MW), conforme art. 9º e 10º da P 243/2013.	30 dias
Promotor	Período (após a data de prestação da caução de reserva do ponto de receção) para pedir licença de produção, verificando-se a necessidade de obtenção de título de utilização do espaço marítimo, ou outros procedimentos de acordo com o nº 2, do artigo 11º, da Portaria 243/2013. O pedido de licença de produção deve ser instruído com os elementos do <i>Ponto B</i> do Anexo I da P 243/2013. Reúne informação necessária para o pedido de licença de produção, bem como para o pedido de título de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) (al. f), pt. B, Anexo I da P 243/2013) e o procedimento AIA, caso esteja sujeito (DL 151-B/2013, na sua atual redação), ou AlncA, (DL 140/1999, na atual redação, e art. 33º-R do DL 172/2006, republicado pelo DL 215-B/2012), assim como demais elementos necessários ao cumprimento de todos os requisitos e legislação aplicável – designadamente pareceres das entidades cujo domínio interfira com a instalação, incluindo do operador de rede de transporte ou de distribuição sobre as condições de ligação (nº 2, art. 11.º, da P 243/2013).	24 meses - noutros casos mais simples o prazo não é tão alargado, - pode ser prorrogado por 12 meses por motivos não imputáveis ao promotor.
Operador	Cumprido o prazo para pedido de licença de produção é devolvida a caução associada ao Ponto de Receção.	
DGEG	Recebe pedido de atribuição de licença de produção.	
DGEG, Sec. Est. Energia	Decisão sobre pedido, após receção de eventuais esclarecimentos, DGEG se até 10 MVA e SEEn se acima de 10 MVA.	
DGEG	Se decisão favorável, a DGEG remete um ofício ao promotor informando da atribuição da licença de produção e indicando o prazo de execução das instalações.	
Promotor	Após obtenção da licença de produção deve o promotor constituir nova caução para garantir o cumprimento de todas as obrigações do titular da licença de produção até à entrada em exploração do centro electroprodutor, conforme artigo 19º da P 243/2013 (no valor de 2% do investimento, no máximo de 10 milhões de euros).	30 dias
Promotor	Período para instalação do centro electroprodutor e obtenção da licença de exploração, conforme alínea c) do nº 2 do artigo 20º da P 243/2013.	6 anos - prorrogável por 3 anos

Outro risco possível decorre da eventual necessidade de investimento que o promotor terá nas ligações à RND ou RNT que, tratando-se de cabos submarinos, serão mais dispendiosas do que as ligações em terra, podendo eventualmente em causa a viabilidade económica dos projetos e podendo, inclusivamente, ser necessária participação na antecipação dos reforços das redes, por forma a permitir a ligação.

Poderão também surgir problemas decorrentes do funcionamento dos mercados de eletricidade e financeiros.

6.2 Processo de licenciamento para utilização do espaço marítimo para produção de energia elétrica *offshore* e principais riscos

Breve descrição da legislação aplicável

A utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público marítimo era, até à entrada em vigor do Decreto-Lei nº 38/2015, de 12 de março, regulada pelo Decreto-Lei nº 226-A/2007, de 31 de maio.

Posteriormente a Lei nº 17/2014, de 10 de abril, que estabeleceu as Bases da Política de Ordenamento e de Gestão do Espaço Marítimo Nacional (LBOGEM), foi desenvolvida pelo Decreto-Lei nº 38/2015, de 12 de março, nomeadamente através do regime jurídico aplicável quer ao ordenamento do espaço marítimo nacional e ao seu acompanhamento permanente e respetiva avaliação técnica, quer à utilização desse espaço, transpondo para a ordem jurídica interna a Diretiva nº 2014/89/UE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de julho de 2014.

Este novo enquadramento legal conferido pela Lei nº 17/2014, de 10 de abril, permitiu a criação de um quadro de arbitragem entre atividades concorrentes, contribuindo para um melhor aproveitamento económico do espaço marítimo nacional e para a minimização dos impactos das atividades humanas no meio marinho. O ordenamento do espaço marítimo nacional garante ainda a segurança jurídica, a previsibilidade e a transparência necessárias ao desenvolvimento da economia do mar.

Neste seguimento, o Decreto-Lei nº 38/2015, de 12 de março veio definir, entre outros:

- O regime de elaboração, aprovação, alteração, revisão e suspensão dos instrumentos de ordenamento do espaço marítimo nacional;
- O regime jurídico aplicável aos títulos de utilização privativa do espaço marítimo nacional;
- O regime económico e financeiro associado à utilização privativa do espaço marítimo nacional;
- O regime de acompanhamento permanente e de avaliação técnica do ordenamento do espaço marítimo nacional.

Constituem instrumentos do ordenamento do espaço marítimo nacional o plano de situação e os planos de afetação. O plano de situação representa e identifica a distribuição espacial e temporal dos usos e das atividades existentes e potenciais, procedendo também à identificação dos valores culturais e naturais com relevância estratégica.

Os planos de afetação de áreas e ou volumes do espaço marítimo a usos e atividades não identificados no plano de situação estabelecem, quando aplicável, os respetivos parâmetros de utilização, alterando o plano de situação assim que aprovados.

A 14 de outubro de 2015 foi determinada a elaboração do plano de situação do ordenamento do espaço marítimo nacional (PSOEM), por Despacho do Gabinete da Ministra do Mar nº 11494/2015.

A metodologia subjacente à elaboração do PSOEM prevê a participação de Grupos de Trabalho em reuniões coordenadas pela DGRM, que se focarão sobre diversas temáticas relacionadas com os vários usos/atividades existentes ou potenciais do espaço marítimo.

Neste contexto, o Grupo de Trabalho - GT4, constituído por representantes da DGEG, ENMC, EMEPC, IAPMEI e IPMA, irá proceder à caracterização do espaço marítimo no que se refere à situação existente e às áreas potenciais para energias renováveis *offshore*. De referir que neste grupo, para além das energias renováveis *offshore*, também serão abordados os usos/atividades relacionados com recursos minerais marinhos, recursos energéticos, infraestruturas e outros usos ou atividades de natureza industrial.

Até à aprovação do PSOEM por Resolução do Conselho de Ministros, o Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (POEM) constitui a situação de referência para o ordenamento do espaço marítimo nacional e para a atribuição de TUPEM.

Etapas do licenciamento

A utilização do espaço marítimo para produção de energia elétrica *offshore*, por implicar a reserva de uma área ou volume desse espaço, carece da obtenção de TUPEM. Como referido em 6.1, o pedido de atribuição de TUPEM é instruído junto da DGEG, que assegura a necessária articulação com a DGRM.

Os procedimentos seguintes são expostos resumidamente nas Tabelas 6.3, 6.4 e 6.5 que focam, respetivamente, o licenciamento para um uso ou atividade previsto atualmente no POEM ou que ficará previsto no PSOEM, para estudos de batimetria e caracterização de solo/subsolo marinho e para um uso ou atividade não previsto no PSOEM – plano de afetação.

Tabela 6.3 - Usos/atividades previstos no POEM ou que ficarão previstos no PSOEM

Entidade	Prazo	
DGEG	No âmbito do pedido de licenciamento recebe pedido de TUPEM – poderá haver lugar a Estudo de Incidências Ambientais (CCDR) ou Estudo de Impacto Ambiental (APA).	
DGRM	Recebe, da DGEG, pedido de TUPEM: apreciação liminar	5 dias
	Aperfeiçoamento do pedido	10 dias
	Consulta entidades	20 + 10 dias
	Decisão sobre pedido (indeferimento ou decisão favorável)	30 dias
	Decisão favorável/consulta pública	5 + 15 dias + prazo dos CCP +10 dias se durante período de consulta pública surgir idêntico pedido
	Emissão de TUPEM (sob a forma de autorização, licença ou concessão)	

NOTA: para os casos de projetos de energia das ondas a desenvolver na Zona Piloto de S. Pedro de Moel, o Decreto-Lei nº 5/2008, de 8 de janeiro, estabelece o regime jurídico de utilização dos bens do domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais para a produção de energia elétrica a partir das ondas do mar nessa zona (artigo 1º). Para outras utilizações que não seja o aproveitamento da energia das ondas do mar, a entidade gestora da zona terá de se pronunciar favoravelmente às mesmas (nº 2 do artigo 4º). Para as utilizações que não sejam aproveitamento das ondas há lugar à emissão de TUPEM.

Tabela 6.4 - Estudo de batimetria e caracterização de solo/subsolo marinho

Entidade		Prazo
DGEG, DGRM	Considerado projeto de investigação – carece de TUPEM sob a forma de autorização.	95 dias

Tabela 6.5 - Uso ou atividade não previsto no PSOEM – plano de afetação

Entidade	Elaboração do plano de afetação de iniciativa pública	Duração
DGRM	Consulta representantes: dos vários ministérios com tutela dos sectores de usos e atividades, dos municípios e das Regiões Autónomas.	15 dias
	Despacho do membro do Governo responsável pelo mar.	
	Articulação com programas e planos -> não compatibilização -> consulta de entidades.	20 + 10 dias
	Conflito usos ou de atividades -> realocização de usos ou de atividades existentes -> Acordo	> 30 dias
	ou: Decisão da entidade pública responsável aprovação -> Emissão de TUPEM	
	Conflito usos ou de atividades -> Relocalização por interesse público -> estado suporta os custos originados pela realocização ou pela indemnização	
Elaboração do plano de afetação por iniciativa privada		
DGRM	Proposta de contrato para ordenamento remetido ao membro Governo responsável pelo mar.	
	Bem instruído e fundamentado -> Consulta entidades	15 dias para pronúncia
	Não há condicionantes -> Membro Governo profere despacho (n.º 2 do artigo 31.º) acolhendo o plano de afetação.	
	Há condicionantes pois plano de afetação deverá ser elaborado por entidade pública (exep. conflito usos ou de atividades) -> Indeferimento da proposta de contrato para ordenamento.	em 20 dias
	Proposta manifestamente contrária às normas legais ou regulamentares e insuscetível de suprimimento ou correção -> indeferimento liminar.	em 20 dias
	Consulta pública da proposta de contrato.	≥ 5 + 15 dias
	Manifestação de interesse por outros interessados -> Plano de afetação é elaborado por entidade pública.	
	Não há manifestação de interesse -> celebrado contrato	
	Plano de afetação é elaborado pelo privado e submetido à entidade pública responsável pelo plano.	
	Articulação com programas e planos -> não compatibilização -> consulta de entidades.	20 + 10 dias
	Entidade pública responsável pelo plano analisa.	10 dias
	Discussão pública.	≥ 5 + 30 dias
	Entidade pública responsável pelo plano pondera e divulga os resultados.	20 dias
	Versão final do plano de afetação é submetido ao Governo para aprovação.	
	Aprovação do plano de afetação -> emissão de TUPEM	10 dias

Riscos associados

Podem ser apontados os seguintes riscos relacionados com o pedido atribuição de TUPEM (Tabela 6.3):

- Quando o requerente apresenta pedido de licenciamento junto da DGEG, que inclui o pedido de TUPEM (nº 7 do artigo 62º), o risco aumenta na proporção do tempo que medeia entre a entrega dos elementos na DGEG e a sua receção na DGRM;

- No âmbito da apreciação liminar do pedido (nº 1(a) do artigo 59º) de atribuição de TUPEM, poderá ocorrer a rejeição liminar do pedido, se manifestamente contrário às normas legais ou regulamentares aplicáveis e insuscetível de suprimimento ou de correcção (nº 1 (b) do artigo 59º);
- No âmbito do aperfeiçoamento do pedido (nº 2 do artigo 59º) o requerente pode não dar resposta a todos os elementos necessários à boa instrução do processo, o que poderá conduzir a Proposta de Indeferimento do pedido de TUPEM nos termos do CPA;
- No âmbito da consulta às entidades públicas poderá haver lugar à receção de pareceres fora de prazo ou não fundamentados legalmente;
- Na decisão sobre o pedido (artigo 61º), o promotor poderá receber um parecer negativo das entidades públicas consultadas (AMN, GNR, APA I.P., DGEG, DGPC, ICNF, ENMC, CCDR no âmbito da Reserva Ecológica Nacional), que pode conduzir ao indeferimento do pedido nos termos das alíneas b) i) e b) ii) do nº 1 do artigo 61º;
- Ainda no caso da decisão ser favorável à pretensão (alínea a) do nº 1 do artigo 61º, podem surgir objeções no âmbito do período de consulta pública que sejam consideradas procedentes (nº 3 do artigo 61º), o que origina indeferimento do pedido;
- Também no período em que decorre o procedimento de consulta pública poderá surgir um idêntico pedido de TUPEM (nº 5 do artigo 61º), conduzindo a um procedimento concursal que irá decorrer ao abrigo do disposto no CCP com as devidas adaptações.

6.3 Estudo de caso: parque de energias *offshore* em Peniche

A central elétrica de energia das ondas de Peniche da SEANER, S.A. (Processo Eℓ 2.0/1129) consistiu num projeto de prova de conceito constituído por três geradores de tecnologia WaveRoller, com o total de 330 kW. Contudo, apenas um gerador foi instalado. O projeto obteve licença de estabelecimento em 30 de dezembro de 2011, ao abrigo do Decreto-Lei nº 189/88 de 27 de maio, e legislação subsequente, incluindo o Decreto-Lei nº 225/2007 de 31 de maio, e Licença de Exploração em 3 de agosto de 2012, ao abrigo do Regulamento de Licenças para Instalações Elétricas.

Relativamente a este projeto a (ex)ARH Tejo I.P. emitiu, ao abrigo do Decreto-Lei nº 226-A/2007, de 31 de maio, um título de utilização de recursos hídricos à ENEÓLICA (Licença nº ARHT/1.11/R/L.OU, de 18.01.2011, válida por 5 anos). Com a entrada em vigor da Lei nº 17/2014, de 10 de abril, e do Decreto-Lei nº 38/2015, de 12 de março, legislação aplicável ao licenciamento no mar (utilização privativa do Espaço Marítimo Nacional), o processo foi transferido para a DGRM.

A instalação deixou de estar em exploração por motivos de ordem técnica, não existindo registo do seu funcionamento após junho de 2013 e tendo inclusivamente a validade das licenças de produção e exploração terminado a 18 de janeiro de 2016, devido à caducidade do título de utilização dos recursos hídricos acima referido.

A remuneração da energia elétrica proveniente do projeto foi efetuada de acordo com o Decreto-Lei nº 225/2007 de 31 de maio, para projetos de demonstração de conceito, com fator

Z igual a 28,4, que corresponde a uma tarifa média indicativa de 260 €/MWh, aplicável desde o início do fornecimento de eletricidade à rede.

A Tabela 6.6 mostra o contexto nacional em que se insere este projeto. Como se pode verificar, o Centro Eletroprodutor de Ondas de Peniche é um dos dois projetos que, em Portugal continental, já obtiveram licenciamento, sendo o outro a Central Eólica WindFloat. Nestes dois projetos conjuntamente, o valor acumulado até Abril 2016 despendido pelo Estado em tarifas subsidiadas foi de 2 741 017,24 €.

Tabela 6.6 - Projetos offshore em curso em Portugal continental

	Processo	Localização	Capacidade	Licenciamento	Legislação Rg. Rem.
VENTO					
Central Eólica Windfloat	EØ2.0/435	Parque da Aguçadoura	2 MW	atribuído em 2011	P286/2011, 31 outubro P 202/2015; Desp. 2573/2015
Gravi3 EDPR	-	Parque da Aguçadoura	-	não solicitado (sondagens geotécnicas)	-
Central Eólica Windplus	EØ2.0/1351	Viana do Castelo	25 MW	em curso	P 202/2015, 13 julho
Centro Eletroprodutor de Localização Oceânica da Infrapar	EØ2.0/1415	Póvoa de Varzim	25 MW	em curso	P 202/2015, 13 julho
ONDAS					
Centro Eletroprodutor de Ondas de Peniche (SURGE)	EØ2.0/1129	Peniche praia da Almagreira	0,33 MW (equipamento experimental)	atribuído em 2012	DL 225/2007, 31 maio
Ondas de Peniche	EØ2.0/1414	Peniche praia da Almagreira	1,05 MW	em curso	P 202/2015
SWELL	EØ2.0/1414	Peniche praia do Baleal	5,6 MW	em curso	P 202/2015
First-of-a-kind	EØ2.0/1414	Peniche praia da Almagreira	0,35 MW	em curso	P 202/2015

6.4 Recomendações para simplificação e mitigação do risco para o investidor

Exemplos de medidas simplificadoras adotadas na Europa

A estratégia para o desenvolvimento do mercado da energia das ondas na Europa, elaborada no âmbito do projeto “SI Ocean - *strategic initiative for ocean energy*”, identifica, nesse sentido, quatro grandes áreas de apoio: finanças e mercado, regulamentação, tecnologia e redes e ligações (SI OCEAN, 2014). Os mecanismos de apoio relevantes para o desenvolvimento da indústria da energia *offshore* diferem em importância conforme a fase de desenvolvimento da tecnologia e do mercado (OTEO, 2014).

A nível de regulamentação pode referir-se, a título de exemplo, a Marine Scotland que, em 2008, através de um grupo de trabalho, estabeleceu um conjunto de medidas destinadas a aumentar a eficiência do processo de licenciamento para a produção de energia *offshore*. Estas incluíam a implementação do conceito de balcão único, a produção de um manual de licenciamento e o desenvolvimento de um guia para uma política de licenciamento que estimulasse três funções: examinar, implementar, monitorizar.

A flexibilidade tem sido apontada como importante no processo de licenciamento, para facilitar que mais projetos o obtenham. Em Portugal, a legislação do setor elétrico já prevê que o promotor entregue toda a documentação necessária ao licenciamento para obtenção da licença em curto espaço de tempo. A experiência em Portugal no licenciamento *offshore* tem demonstrado que não foi necessário apoio ao licenciamento, que decorreu como se tratasse de um licenciamento *onshore*.

Sendo tecnologias novas, o impacto dos dispositivos de produção de energia no ambiente marinho ainda é desconhecido e tem de ser amplamente estudado, o que implica um moroso processo e considerável investimento. Estas condições são dificilmente suportáveis pelos promotores de projetos pioneiros, constituindo outra fonte de risco. Por este motivo têm sido implementadas na Europa zonas piloto, com infraestruturas e estudos de impacto ambiental previamente realizados de modo genérico para a região em causa. A Tabela 5.2 indica zonas de teste europeias com estes apoios.

Em Portugal a criação de uma zona piloto foi uma das medidas objetivas para simplificar o processo de licenciamento. No contexto da energia elétrica *offshore* é de referir que, em 2008, através do Decreto-Lei nº 5/2008, de 8 de janeiro, foi criada uma Zona Piloto com o objetivo de fomentar a produção de energia elétrica com base na energia das ondas, bem como realizar outras atividades nos termos previstos do referido Decreto-Lei. A Zona Piloto engloba uma área de cerca de 320 km² e está situada perto de S. Pedro de Moel, entre a Figueira da Foz e a Nazaré, em espaço marítimo delimitado sob soberania ou jurisdição nacional em águas de profundidade superior a 30 m (*offshore*). Em 2010, o Estado Português concessionou, por 45 anos, a exploração da referida Zona Piloto à ENONDAS.

A legislação atual pressupõe que a avaliação de impacte ambiental seja um procedimento prévio ao licenciamento da atividade, garantindo que, após obtenção da licença, o promotor pode proceder à instalação de um centro eletroprodutor. A avaliação de incidências ambientais decorre em simultâneo com o licenciamento.

Com vista a acelerar o processo de licenciamento, uma das medidas defendidas poderá passar por maior simultaneidade entre as autorizações prévias e as restantes etapas. No entanto, a obtenção de licenças condicionadas a autorizações, que podem vir a ser desfavoráveis, pode trazer problemas adicionais aos promotores e às entidades licenciadoras. A licença de produção de energia tem um prazo limite para a execução das instalações que seria reduzido para a realização posterior dos procedimentos ambientais. Têm também sido defendidas, a nível europeu, a partilha de experiências e a instituição de boas práticas.

Principais recomendações para agilização dos processos e mitigação do risco

O risco para o investidor é mitigado se os projetos a desenvolver estiverem devidamente enquadrados em áreas afetas aos usos a desenvolver e sobre as quais tenham sido criados instrumentos de planeamento, com avaliação ambiental prévia. De salientar pois a importância da definição do plano de situação e a sua sujeição a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), exercício que permitirá antecipar as principais condicionantes e exigências ambientais aplicáveis e que potenciará a definição de orientações mais específicas para o posterior desenvolvimento de projetos.

Ainda numa ótica de identificação precoce de condicionantes e exigências ambientais, a definição de planos de afetação e a sua sujeição a AIA poderá também contribuir para uma maior integração e articulação entre os vários usos e atividades, promovendo a agilização dos processos subsequentes e mitigando os riscos para o investidor.

O desenvolvimento da AAE do Plano de Situação e AIA do(s) plano(s) de afetação, constituem pois mecanismos para redução do risco para o investidor, pois permitem eliminar a não aprovação do projeto em razão da ocorrência de impactes significativos no ambiente.

Haveria uma mais-valia se os processos de licenciamento de recursos hídricos, avaliação ambiental e licenciamento elétrico pudessem correr com maior simultaneidade e rapidez, por forma a otimizar o prazo necessário para o licenciamento total.

Desta forma, evitar-se-iam situações de investimento prévio dos promotores em processos morosos e dispendiosos a nível dos recursos hídricos (usualmente concessão) ou de AIA, correndo o risco de, por exemplo, aquando da entrega do pedido de licença de produção/autorização de instalação na DGEG, não existir capacidade disponível na RESP para os projetos, tratando-se afinal do regime geral.

O Diploma AIA já prevê no seu artigo 11º a possibilidade da simultaneidade, considerando-se relevante averiguar se a mesma pode ser aplicável aos regimes de licenciamento de produção de energia elétrica. A reserva de capacidade resolver-se-ia com a prestação de uma caução aos operadores de rede à semelhança do que acontece no regime de remuneração garantida.

Chama-se a atenção para o facto de que aguardam publicação as portarias relativas às taxas de utilização privativa do espaço marítimo e aos montantes da caução a prestar pelo requerente, no âmbito dos procedimentos de atribuição de TUPEM.

Além destas recomendações mais gerais, também se considera que poderia haver lugar a:

- clarificação/definição de elementos a remeter no caso de se tratar de promotores com sede/inscrição de empresa fora de Portugal (dados de certidão permanente de empresas, estrutura societária, acionistas, responsáveis, etc.);
- nos casos em que haja lugar à atribuição de Título de Utilização de Recursos de Hídricos (TURH), conduzido pela APA, e atribuição de TUPEM, conduzido pela DGRM, os respectivos pedidos sejam efetuados através de requerimento único e o procedimento articulado por uma das entidades (APA ou DGRM), de modo a limitar as instituições com as quais o promotor tem de interagir;
- instituição de um procedimento de reserva de capacidade de injeção na rede para os projetos em regime geral (ver DL 172/2006), para diminuir o risco de inviabilização no processo de licenciamento;

- criação de um grupo de trabalho de coordenação entre as diversas entidades dedicado à tramitação dos projetos em curso.

Referências

- CEER, 2015. 'Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013', Council of European Energy Regulators (CEER), ref. C14-SDE-44-03, Janeiro de 2015.
- EEA, 2014. 'Energy support measures and their impact on innovation in the renewable energy sector in Europe', European Environment Agency (EEA) Technical report, nº 21/2014.
- OTEO, 2014. 'Offshore Renewable Energy: current status, future perspectives for Portugal'. Observatório Tecnológico para as Energias Offshore (OTEO), INEGI, Março de 2014.
- Ragwitz, M, 2013. 'EU Renewable energy support schemes – status quo and need for reform', Fraunhofer-Institute for Systems and Innovation Research ISI, Workshop in preparation for Commission review of EU Guidelines on State Aid for Environmental Protection.
- SI OCEAN, 2014. 'Wave and Tidal Energy market Deployment Strategy for Europe'. Projeto SI OCEAN, Junho de 2014.

Capítulo 7. Identificação e sumarização das fontes e modelos de financiamento

A utilização de energia proveniente de fontes renováveis foi declarada uma prioridade pela Comissão Europeia em 2009, tendo sido definidas as linhas orientadoras que presidiram à Estratégia Nacional da Energia e ao Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) que estabelecia os objetivos nacionais até 2020 relativamente à quota de energia proveniente de fontes renováveis.

Para a concretização dos objetivos estabelecidos concorre o desenvolvimento da capacidade nacional em energia dada a situação privilegiada do país em termos geográficos. Ora o desenvolvimento de projetos em meio marinho implica custos elevados de operacionalização, dada a hostilidade natural do mar, e a necessidade de utilização e desenvolvimento de equipamentos e dispositivos resistentes e de grandes dimensões.

Assim, torna-se necessário investimento avultado sem retorno imediato, especialmente nas fases de Investigação e Desenvolvimento (I&D) e de demonstração pelo que é necessário encontrar resposta adequada em termos de financiamento para promover o desenvolvimento destas tecnologias.

7.1 Identificação das principais linhas de financiamento nacionais

A nível nacional existem vários mecanismos de financiamento que apoiam a inovação e o desenvolvimento tecnológico em energia *offshore* nas várias fases de desenvolvimento e implementação dos projectos. Iremos de seguida enumerar os principais:

7.1.1 Financiamento de Projetos de Investigação Científica e Desenvolvimento Tecnológico (IC&DT)

O concurso anual de financiamento de projetos de IC&DT lançado pela Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT) é um mecanismo direcionado sobretudo para a investigação fundamental e aplicada. Tem como objetivo o financiamento de ideias inovadoras em todos os domínios científicos que contribuam para o avanço do conhecimento e que demonstrem capacidade de impacto internacional. Este financiamento não dispõe de uma linha específica para desenvolvimento de tecnologias nas energias renováveis, tendo de competir com os outros domínios científicos. Contudo, mesmo assim, tem contribuído para o desenvolvimento da capacidade nacional na investigação nesta temática.

A FCT, no âmbito da cooperação transnacional, é membro da OCEANERA-NET, conjuntamente com mais nove agências de financiamento europeias, cujo objectivo é coordenar as agendas de investigação entre estes países para promoção da I&D e cooperação europeia no sector da energia dos oceanos. Este mecanismo promove *calls* para financiamento de projetos de cooperação internacional entre os países membros. Neste contexto, é também de destacar a existência da ERA-NET Demowind, uma plataforma para a promoção da cooperação em I&D na eólica *offshore*.

7.1.2. Fundo Azul

O recém-criado Fundo Azul tem como propósito a criação de um mecanismo de incentivo financeiro a atividades ligadas à economia do mar, à proteção do património natural e à investigação científica e desenvolvimento empresarial. Este Fundo procura proceder ao financiamento de entidades, atividades e projetos que contribuam para o desenvolvimento da economia do mar e da investigação científica e tecnológica, como é o caso da promoção da investigação e desenvolvimento das energias renováveis em ambiente marinho.

O Fundo criado em Março de 2016 encontra-se a desenvolver os atos preparatórios para a entrada efetiva em funcionamento, a qual terá lugar em 01 de Janeiro de 2017.

7.1.3. Portugal 2020

O Acordo de parceria entre Portugal e a Comissão Europeia, designado de Portugal 2020 define os princípios de programação dos fundos estruturais e de investimento (FEDER; FSE; FEADER; FEAMP e Fundo de Coesão) que consagram a política de desenvolvimento em termos económicos, social, territorial e ambiental entre os anos de 2014 e 2020. O Portugal 2020 define ainda as prioridades de financiamento para promover no nosso país um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo, com vista a responder também aos desafios da Estratégia Europa 2020.

Os objetivos estratégicos de investimento em investigação e Inovação (I&I) definidos no Acordo de Parceria estão em linha com a Estratégia Nacional para a Especialização Inteligente (ENEI). A ENEI identifica as prioridades temáticas em torno das quais se deve promover o investimento na I&I, estando as energias renováveis identificadas como prioritárias em dois dos 5 eixos temáticos.

No Eixo 1 - As Tecnologias Transversais e suas Aplicações, na componente “Energia”, identificam-se como prioritárias para o investimento a promoção e exploração de novas fontes de energia renovável em que exista capacidade endógena territorial. E ainda no Eixo 4 – Recursos Naturais e Ambiente na componente de “Economia do Mar – Sistemas Naturais e Recursos Energéticos Renováveis”, onde se sublinha a localização geoestratégica e de acesso a ambiente marinho de qualidade, como também da capacidade instalada na área das energias, numa ótica de desenvolvimento.

O Portugal 2020 engloba um leque alargado e diversificado de instrumentos de apoio ao investimento em I&D, Inovação e Qualificação, cobrindo todas as fases do ciclo de Inovação, desde a investigação mais a montante, até à promoção externa dos respectivos resultados.

Neste contexto, assumem particular relevância os apoios à I&D aplicada (nomeadamente a de iniciativa empresarial), à criação de demonstradores e linhas piloto, à formação de recursos humanos altamente qualificados, à qualificação de empresas e entidades do sistema científico e tecnológico, à criação em novas empresas de base tecnológica e também ao respectivo *scaling-up*, assim como de novas tecnologias, produtos, serviços ou processos.

7.1.3. Fundo Ambiental

Em 8 de Junho de 2016 foi aprovado em Conselho de Ministros a criação do Fundo Ambiental, cuja finalidade é apoiar políticas ambientais para a prossecução dos objetivos de desenvolvimento sustentável até 2030.

Este apoio será efetuado através do financiamento de entidades, atividades ou projetos que contribuam para o cumprimento dos compromissos nacionais e internacionais do Estado Português em matéria de alterações climáticas, recursos hídricos, resíduos e conservação da natureza e biodiversidade.

Este Fundo - que sucede ao Fundo Português de Carbono, ao Fundo de Intervenção Ambiental, ao Fundo de Proteção dos Recursos Hídricos e ao Fundo para a Conservação da Natureza e Biodiversidade - tem ainda o objetivo de, através da fusão dos vários mecanismos anteriormente referidos, propiciar uma maior eficácia no financiamento transversal das políticas ambientais. Está dotado de uma estrutura de gestão dedicada para apoiar eficazmente as atividades que contribuem para a concretização das metas propostas.

7.2.Exemplo de Projetos financiados a nível nacional

7.2.1.Central de Ondas do Pico

A Central CAO do Pico foi construída como a Central Piloto Europeia de Energia das Ondas, com apoio do fundo nacional a projetos demonstradores PRIMEC/DEMTEC, com o objetivo de demonstrar a viabilidade técnica da energia das ondas numa pequena ilha, ligada à rede elétrica. Desde 2004, a central é operada pelo WavEC e encontra-se a operar autonomamente desde 2010. É a única infra-estrutura aberta à formação, I&D, inovação e demonstração em energia das ondas. Link: <http://www.pico-owc.net/>

7.2.2.Windfloat / DemoWfloat

O projeto Windfloat teve como objetivo a demonstração da viabilidade técnica de uma plataforma eólica flutuante à escala real, instalada na zona da Aguçadoura, Póvoa de Varzim numa profundidade de 50 m e a cerca de 6 Km da orla costeira. Este projeto é promovido pelo consórcio WindPlus composto pela EDP, Repsol, Principle Power, A. Silva Matos e Portugal Ventures. Na fase inicial contou com participação do FAI. Em 2011 foi aprovada uma candidatura ao FP7, o Projecto DemoWfloat, para as fases de monitorização, testes e operação. Link: <http://www.demowfloat.eu/?lang=pt>

7.3. Identificação das principais linhas de financiamento comunitárias

A União Europeia (UE) definiu a promoção de novas formas de energia e de energias renováveis como parte da Política Energética da UE. Ainda mais, a UE definiu como objetivo para 2020 atingir uma quota de 20% de energias renováveis, 20% de eficiência energética e 20% de redução na emissão de gases com efeito de estufa pela UE. A aposta na eficiência energética e no recurso a fontes de energia alternativas são os caminhos privilegiados para atingir as metas traçadas. Assim, a UE tem mecanismos de financiamento para o desenvolvimento de exploração de energias renováveis. São esses mecanismos que apresentamos de seguida:

7.3.1 Horizonte 2020

O Horizonte 2020 – Programa-Quadro Comunitário de Investigação & Inovação com um orçamento global superior a 77 mil milhões de euros para o período 2014-2020, é o maior

instrumento da Comunidade Europeia para o apoio à investigação, através do co-financiamento de projetos de investigação, inovação e demonstração através de concursos competitivos.

Um dos Desafios Societais definidos para 2020 é a evolução para um sistema energético seguro, sustentável e competitivo para fazer face a recursos cada vez mais escassos, a necessidades energéticas crescentes e às alterações climáticas (Energia Segura, Não Poluente e Eficiente). Assim, encontram-se definidas no programa de trabalho de 2016-2017 para o Desafio Societal 3 acima referido, a abertura de vários concursos para projetos de investigação, desenvolvimento e demonstração na área das energias renováveis, incluindo nas energias eólica e das ondas.

Este Programa prevê também a articulação com a estratégia *Blue Growth* definida pela Comissão Europeia que define a energia oceânica como uma das suas prioridades. Está prevista na segunda fase (2017-2020) da implementação da estratégia de apoio ao seu desenvolvimento o lançamento de uma Iniciativa Industrial Europeia (IIE). Estas IIE serão parceiras público-privadas com a participação de empresas, investigadores, Estados-Membros e a Comissão, com o objetivo de traçar metas comuns num quadro temporal definido, para assim aumentar a eficácia e reduzir o risco do investimento.

7.3.2. NER 300

O programa NER 300, assim chamado porque resulta da venda de 300 milhões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa estabelecida na terceira fase do sistema de troca de emissões europeu (EUETS), tem como objetivo estabelecer um programa de demonstração dos melhores projetos de energias renováveis e tecnologias de captura e armazenamento geológico de CO₂ em condições de segurança ambiental, envolvendo todos os Estados-Membros da União Europeia.

7.3.3. Fundo de Inovação

Na revisão do sistema Europeu de troca de emissões para o período 2021-2030 (Fase 4), está prevista a criação de um Fundo de Inovação. Este será uma segunda fase do Programa NER 300, tendo como objetivo financiar projetos de demonstração de tecnologias inovadoras.

Este Fundo contará com 400 milhões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. Serão ainda adicionados 50 milhões que não foram usados do período 2013-2020. Enquanto o Programa NER 300 se limitava a financiar energias renováveis e tecnologias de captura e armazenamento geológico de CO₂ em condições de segurança ambiental, este Fundo alargará o seu âmbito de ação no apoio à indústria com o objetivo de aumentar os incentivos à inovação nas energias de baixo carbono.

7.4. Exemplo de Projetos financiados a nível comunitário

7.4.1. Clean Energy from Ocean Waves (CEFOW)

O projecto CEFOW recebeu 17 M€ em Junho de 2015 do programa H2020 para demonstração de um conversor de energia das ondas em condições de mar real. O projeto tem como objetivo implementar múltiplos conversores de energia das ondas com capacidade de geração de energia

melhorada e demonstrar a sua resistência em condições de mar adversas por um período de vários anos. O projeto ambiciona ainda ser a primeira iniciativa a fazer conexão à rede de um conjunto de aparelhos no Reino Unido criadores de uma rede eficiente de fornecimento que suporte projetos de energia das ondas de maior escala. Link: <http://www.wavehub.co.uk/wave-hub-site/cefow>.

7.4.2. Optimal Design Tools for Ocean Energy Arrays (DTOCEAN)

O DTOCEAN é um projeto colaborativo financiado através do 7º PQ para Investigação e Desenvolvimento. O seu objetivo é o desenvolvimento de ferramentas de desenho para os primeiros parques pré-comerciais de ondas e correntes das marés para dar apoio aos desenvolvedores dos projetos, acelerar o desenvolvimento industrial e do conhecimento destas tecnologias. O projeto conta com a participação de 17 parceiros Europeus e um Americano integrando várias Universidades, centros de investigação e empresas, entre outros. Link: <http://www.dtocean.eu/>

7.5.Recomendações para envolvimento de investimento privado

A ambição desta iniciativa implica um forte envolvimento de empresas e outras entidades privadas, nas atividades de I&D, mas sobretudo na exploração comercial dos respetivos resultados ou na sua utilização. Por outro lado, este tipo de investimentos tem características que colocam desafios importante à mobilização de investimento privado, nomeadamente:

- Os montantes envolvidos são elevados, sobretudo nas fases de *upscaling*, e o risco é também elevado, quando comparados com outras áreas de atividade;
- O período de retorno é igualmente elevado, o que implica a necessidade de instrumentos financeiros com períodos de carência e/ou *payback* adequados.

Nestes casos, os apoios públicos podem e devem ser utilizados para alavancar os investimentos privados. Neste contexto, complementarmente aos instrumentos financeiros já referidos assumem particular relevância os instrumentos disponibilizados no âmbito do Plano Junker, assim como os incentivos fiscais aos investimentos em I&DT (SIFIDE).

Este incentivo deve ser efetuado em três momentos: na investigação e desenvolvimento, na produção e finalmente na penetração no mercado. Na UE existem diferentes modelos de incentivo que têm como objetivo o estímulo ao investimento privado e ao crescimento da quota de utilização de energias renováveis, os quais podem ser adotados em Portugal.

7.5.1 Desenvolvimento de I&D e demonstração de conceito

O desenvolvimento de novas e melhores tecnologias de produção de energia eólica e das ondas dependerá sempre essencialmente de estímulo público. Analogamente, na fase de demonstração de conceito, dados os elevados custos e risco associado o investimento privado não encontra benefícios no investimento.

É por isso necessário desenvolver programas dedicados, quer a nível de financiamento de projetos de I&D por forma a promover a inovação em termos tecnológicos, quer no apoio a projetos de demonstração com maior potencial de implementação.

Complementarmente, importa considerar também o potencial desta área para atrair IDE, incluindo a instalação em Portugal de centros e atividades de ID&I. Também neste contexto, Portugal tem um conjunto de instrumentos e incentivos competitivos que podem ser mobilizados e customizados em função das especificidades deste tipo de projetos.

7.5.2. Incentivos na fase de produção

Os incentivos mais comuns na fase de produção são as tarifas remuneratórias fixas (*feed in tariffs* - FIT) e que resultam numa taxa paga ao produtor de energia por kWh produzido por forma a tornar lucrativo o investimento feito. Este tipo de incentivo é utilizado na maioria dos países europeus. Em Portugal foram implementados desde 1999, este tipo de incentivos para os novos projetos já não se encontram em vigor, atualmente a Portaria nº 202/2015, de 2 de Outubro, estabelece o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial.

Existe também outro tipo de incentivo, utilizado por exemplo em Espanha, em Itália ou nos Países Baixos, que é uma versão dos FIT e que se pode denominar de Tarifas *Premium* (*feed in Premiums* - FIP). Estas tarifas (que podem ser fixas ou variáveis) implicam atribuir ao produtor um prémio além do valor recebido pelo preço de mercado de que recebem pela produção. A vantagem deste sistema é que obriga o produtor a encontrar um vendedor para a sua produção e a estar atento às necessidades do mercado. Contudo, este incentivo pode ser desigual na oportunidade que cria uma vez que as energias que têm maior capacidade de armazenamento (como o gás natural) poderão responder melhor às flutuações da procura no mercado do que aquelas com menor dotação a esse nível.

7.5.3. Incentivos no mercado

No que concerne à introdução destas energias no mercado, uma das soluções adotadas por alguns países da União Europeia (Bélgica, Itália; Polónia; Roménia; Suécia e Reino Unido) foi a implementação de um regime de quotas que obriga os fornecedores à compra de uma determinada quantidade de energias renováveis ou a sua troca por certificados verdes (representando a produção dessa energia). Estes instrumentos criam um mercado entre produtores e fornecedores de energia, expondo os primeiros a preços de mercado.

Este tipo de incentivo pode representar risco adicional e mais incerteza de lucro para os investidores, risco este que pode ser diminuído estabelecendo limites mínimos e máximos para os certificados transacionáveis e definindo planos a longo prazo de quotas. A aplicação do esquema de quotas pode obedecer a um plano de promoção das tecnologias com maior eficiência em termos de custo de produção, por forma a evitar recompensar excessivamente as tecnologias mais baratas em termos de produção e para permitir a diversificação e inovação de fontes de energia.

Bibliografia

AAVV (2014), *Estratégia de Investigação e Inovação para uma especialização Inteligente*

APA (2015), *Relatório anual de actividades da APA*, APA.

Comissão Europeia (2009), *Directive of the European parliament and the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC*, DIRECTIVE 2009/28/EC

Comissão Europeia (2013) *European Commission guidance for the design of renewables support schemes*, Bruxelas, SWD(2013)439 final

Comissão Europeia (2015) *On the implementation of The European Energy Programme for Recovery*, SWD(2013) 457 final

Comissão Europeia (2015) *Renewable energy progress report*, COM(2015) 293 final

Comissão Europeia (2015), *Proposal amending Directive 2003/87/EC to enhance cost-effective emission reductions and lowcarbon investments*, COM (2015) 337

Comissão Europeia (2016), *Energy Work Programme for 2016-2017*, C(2016)1349 of 9 March 2016

Decreto-Lei 55/2014, de 9 de Abril de 2014, *Cria o Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Sistema Energético*

Decreto-lei nº 16/2016 de 09 de Março de 2016, *Cria o Fundo Azul*

Decreto-lei nº 71/2006, de 24 de Março de 2006, *Cria o Fundo Português de Carbono*

Despacho n.º 5727/2013 de 02 de Maio de 2013, *Regulamento do Fundo de Apoio à Inovação*

Ocean Energy Europe (2015), *Draft Ocean Energy Strategic Roadmap, building ocean energy for Europe*.

Parlamento Europeu e Conselho da Europa (2008), Directiva 2009/28/CE

Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de Abril, *Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis para o período 2013 -2020*

Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, *Aprova a Estratégia Nacional para a Energia 2020*

8. Cadeia de valor, fatores de atração de investimento e modelos de negócio

8.1. Energia eólica *offshore*

8.1.1 Descrição pormenorizada da cadeia de valor da energia eólica *offshore*

Não há ainda informação significativa sobre a energia eólica *offshore* com fundações flutuantes, pelo que a análise terá por base a informação de parques eólicos offshore sobre fundações fixas. Acredita-se que a estrutura de custos, tipo de fornecimentos, etc. das duas tecnologias seja suficientemente próxima, embora com algumas diferenças associadas a um menor custo das operações *offshore* e a um maior custo das operações portuárias, visto a montagem ser feita em terra e o conjunto ser transportado para o alto mar já completo. As plataformas flutuantes tenderão a ser mais caras, assim como, o sistema de amarração e os cabos elétricos dinâmicos. Os valores apresentados e a forma como os custos estão associados na tabela 8.1, devem ser considerados como indicativos.

Fornecimento		% custo	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Acess. Ind. Nac.
Turbina	44				Produtor energia	
	Nacele	2	Construção metálica	Fundições	Fornecedor turbina	2
	Cubo do rotor	5	Construção metálica			2
	Pás	20	Materiais compósitos	Indústria especializada		5
	Caixa multiplicadora	15	Engrenagens	Metalomecânica de precisão		4
	Gerador	4	Equipamento de potência	Indústria Eq. Elétricos		5
	Controlador	10	Eletrónica de potência			5
	Transformador	4	Equipamento elétrico			5
	Torre	25	Construção metálica	Indústria metalomecânica		5
Outros	15	Variados	Variada	3		
Fundações	16		Construção metálica	Indústria metalomecânica	EPC	5
Infraestrutura Elétrica	17					
	Cabos de interligação	14	Fabrico de cabos elétricos	Indústria de cabos elétricos		4
	Cabo de ligação a terra	36				4
	Subestação	25	Eq. de potência	Indústria Eq. Elétricos		5
	Plataforma Subestação	25	Construção metálica	Indústria metalomecânica		4
Instalação	13					EPC
	Turbina	20	Operações offshore	Empreiteiros offshore	2	
	Fundação	50			2	
	Cabos e subestação	30			2	
Plan. & Desenv.	10		Engenharia	Consultores	EPC	3

Tabela 8.1 - Custos de capital e fornecimentos de sistemas de energia eólica *offshore* fixos [1] e [2] (ver notas ³e ⁴)

À exceção do fornecimento das turbinas todos os outros fornecimentos são efetuados por empresas fornecedoras de engenharia, aquisição (*procurement*) e construção, EPC, havendo

³ A informação é obtida com dados retirados de [1]), com dados coligidos em [2]; na rubrica “Planeamento e Desenvolvimento” incluem-se as atividades de engenharia, gestão de projeto, licenciamento, levantamentos geofísicos, biológicos e arqueológicos e custos de contingência.

⁴ Na acessibilidade da indústria nacional (Acess. Ind. Nac.), a classificação 2 significa que o fornecimento é difícil por falta de infraestruturas de fabrico (e.g o caso das fundições; meios navais para instalação ou credibilidade comercial, na parte de engenharia; a classificação 3 significa que parte do fornecimento está ao alcance da indústria nacional (e.g a seleção de locais e os estudos de caracterização geofísica, biológica e arqueológica na parte do fornecimento de estudos de planeamento e desenvolvimento); a classificação 4 significa que há capacidade instalada para a produção e fornecimento, mas que se não entrou ainda no mercado onshore; a classificação 5 significa que a indústria nacional já está presente nesse mercado.

presentemente muitos casos de EPCI, em que o I indica instalação. São empresas que asseguram a construção do parque eólico e responsáveis por grande parte das encomendas. Nos parques de energia eólica *onshore* construídos no País, o fornecimento de EPCI foi nacional.

Os custos de operação e manutenção (O&M), identificados na tabela 8.2, representam uma parcela importante do custo final da energia eólica produzida, cerca de 25 %. Os custos de O&M são elevados e resultam essencialmente do custo das embarcações de apoio e da frequente indisponibilidade das condições de mar para acesso às turbinas, com dois tipos de custo: o de reserva não utilizada das embarcações e da equipa e os de perda de rendimento por não operação das turbinas em falha.

Fatores de custo	% OPEX	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Acess. Indust. Nac.
Manutenção corretiva da turbina	45				
Mecanismo de guinada	20	Manut. Eq. Mecânicos	Empresas de manut. eq. mecânicos	Fornecedor da turbina	4
Caixa velocidade	10				4
Ajuste de pás	15				4
Gerador	20	Manut. eq. elétricos	Emp. manut. elet.		4
Outros	35	Operações offshore	Operad. marítimos		3
Manutenção preventiva	10	Os indicados acima	As indicadas acima		4
Manutenção corretiva de BOP	5	Manut. excl. turbina	Emp. manut. elet.mec e offshore		4
Perda de retorno (por paragem turbina)	20	NA	NA	NA	NA
Custos gerais	20	NA	NA	NA	NA

Tabela 8.2 - Custos de O&M e fornecimentos associados [4].

8.1.2 Principais atores internacionais em cada fase da cadeia de valor

A tabela 8.3 apresenta informação útil sobre a cadeia de valor da energia eólica com fundações fixas na Europa.

Estatística do ano de 2014					
Utilities (% da potência acumulada em 2014)	DONG (24,1%)	Vattenfal (10,5%)	E.On (7,3%)	RWE (8,7%)	Outros (49,4%)
Fornecedores de novas de turbinas em 2014 (% pot. Instalada)	Siemens (86,2%)	Vestas (9,5%)	Areva (3%)	Senvion (0,8%)	Outros (0,5%)
139 cabos elétricos intra-parque em 2014 (% de nº de cabos)	Nexens (34%)	Prysmian (26,8%)	JDR (19,7%)	Parker Scanrope (16,7%)	Outros (2,8%)
18 cabos elétricos de ligação terra (% de nº cabos) em 2014	Prysmian (51,4%)	NKT (25,7%)	JDR (5,7%)	LS Cable & System (5,7%)	Parker Scanrope (5,7%)
Fornecedores de fundações (fixas) em 2014	Bladt (43,7%)	Sif (24,9%)	EEW (17,9%)	Smulders (11%)	Outros (2,5%)
Instaladores de cabos elétricos	Technip	CT Offshore	Global Maritime	Visser & Smit	Beluga
Empreiteiros operações offshore	A2Sea	MPI	SHL	Geosea	Fred Olsen
EPCI (Eng, Proc., Const & Installation)	Fluor	Van Oord	ABJV	MT Hojgaard	DEME
Mercado em 2014 (% de potência instalada)	Mar do Norte (72%)	Mar Báltico (22%)	Atlântico (6%)		

Tabela 8.3 - Principais atores e fornecedores no ano de 2014 [5], [6]

Para a generalidade das tipologias de fornecimento de componentes, há 4 fornecedores dominantes e muitos outros novos entrantes (não mostrados na tabela). Contudo, verifica-se que o fornecimento de serviços está ainda pouco estruturado, quer em relação aos concorrentes diretos, quer em relação aos indiretos, isto é, concorrentes nos mesmos serviços, mas de áreas de negócio diferentes (e.g, as atividades portuárias podem ser efetuadas pelos fornecedores das turbinas, pelos fabricantes das estruturas, pelos EPCIs ou pelos operadores portuários). Espera-se que a especialização que se verifica na energia eólica em terra venha a atingir também o setor [6]. Na generalidade dos parques eólicos a O&M é contratada pelo proprietário ao fornecedor das turbinas, que por sua vez subcontrata esta atividade a uma empresa de O&M.

8.1.3 Posicionamento atual e potencial dos atores nacionais na cadeia de valor

A Tabela A.1. [2], em anexo, apresenta uma avaliação da capacidade dos atores nacionais nas áreas relevantes para o setor das energias renováveis marinhas. As capacidades identificadas aplicam-se quer à energia eólica *offshore*, quer à energia das ondas. A informação resultou dum extenso conjunto de entrevistas a empresas e instituições de I&D no País.

De forma geral, a indústria metalomecânica nacional apresenta custos e qualidade competitivos para os fornecimentos nesta área, fazendo-o já hoje para torres eólicas e peças de transição (entre a torre e a fundação). O grande desafio para as empresas é subir na cadeia de fornecimento, pois não têm acesso à engenharia de conceção e dimensionamento.

Os seus fornecimentos são conseguidos apenas com base no preço e qualidade. Parte das empresas estão a posicionar-se para alargar os fornecimentos ao eólico *offshore* (fixo e flutuante), incluindo também as fundações). O setor da metalomecânica de precisão (engrenagens, etc.) tem igualmente expressão, mas não na área da energia eólica ou das ondas, que passamos a designar conjuntamente por Energias Renováveis Marinhas (ERM).

O setor elétrico e de eletrónica de potência tem também uma importante tradição, com fornecimentos na área da energia eólica em terra e na ERM, nomeadamente na central do Pico e na central da Aguçadoura. Contrariamente aos setores referidos atrás, este setor tem grande capacidade de engenharia de conceção e projeto, que integra nos fornecimentos. Há igualmente uma capacidade significativa nas áreas da instrumentação e da monitorização, embora muitas empresas não tenham os seus produtos ou serviços validados para fornecimentos .

Na área dos serviços, as empresas nacionais estão bem colocadas e têm capacidade de fornecimento, exceto nas operações marítimas, até pela inexistência de navios com as características adequadas, mas também pela falta de tripulações experientes e pela necessária engenharia e capacidade logística. A indústria naval tem capacidade de projeto e construção, mas pouca experiência no projeto de embarcações de apoio às operações *offshore*, mercado que é dominado por alguns gigantes europeus, como por exemplo, a DAMEN.

O país está bem posicionado na área da I&D, não só em termos dos conhecimentos específicos (recurso energético, geofísica e biologia marinha, modelação e análise de turbinas), mas

também em áreas transversais (controlo, análise estrutural, instrumentação, materiais, análise hidrodinâmica e aerodinâmica, etc.).

Finalmente, através da EDP e da A. Silva Matos (ASM), o país dispõe de empresas que têm sabido inserir-se no desenvolvimento de tecnologia de ponta para águas profundas (através do WindFloat) e de profundidade intermédia (através do projeto DemoGravi3).

8.1.4 Resumo das oportunidades de negócio

As oportunidades de negócio na energia eólica flutuante centram-se em ter as condições adequadas para criar uma nova indústria exportadora desta tecnologia energética renovável.

O potencial de instalação de energia eólica em Portugal é muito mais significativo para turbinas flutuantes (40 GW) do que para as fixas (1,4 a 3,5 GW): a distância à costa necessária para reduzir o impacto visual das turbinas determina, em geral e devido ao declive da plataforma continental, águas de profundidade elevada ou intermédia.

O desenvolvimento do mercado em Portugal vai depender fortemente de dois fatores que pouco controlamos: i) o custo de produção da energia, que poderá tornar a exploração do recurso economicamente viável apenas num número limitado de zonas de vento mais intenso e ii) a capacidade de usar a energia produzida.

Portugal tem presentemente um excesso de oferta de potência instalada, situação que poderá mudar com a retoma económica e, sobretudo, com a possibilidade de exportar energia através das futuras interconexões a França e Marrocos.

No entanto, parece claro haver condições para assegurar a instalação de potência em Portugal suficiente para o desenvolvimento duma fileira industrial para o eólico *offshore* em águas profundas ou de transição, focada na exportação de componentes de maior valor acrescentado, já que tal requer uma pequeníssima fração do potencial total. A aposta justifica-se porque a cadeia de fornecimento não está ainda completamente estruturada e por existir potencial de desenvolvimento de Propriedade Industrial (PI).

O mercado de exportação é vastíssimo, nomeadamente na Europa, que corresponde a mais de 80% do mercado global até 2030, em particular no Reino Unido e França. Em 2013, havia cerca de 6 GW instalados e 22 GW licenciados no mundo, estimando-se 65 GW em 2030. Admitindo um custo médio de 3,5 milhões de euros por MW instalado [1], o valor do mercado correspondente a 65 GW é de 227 mil milhões de euros.

A indústria portuguesa, nos setores onde tem estado ativa (vide Tabela 8.), tem um mercado potencial até 2030 de cerca de 59 mil milhões de euros: o mercado em torres, peças de transição e fundações é de cerca de 39 mil milhões de euros e o das pás cerca de 20 mil milhões de euros. Isto é cerca de 10 vezes o mercado atual, portanto, com um potencial de decuplicar o emprego.

Parte significativa dos parques previstos são de turbinas fixas em águas relativamente pouco profundas, sendo a tendência que evoluam para águas de profundidade intermédia a elevada.

Conforme já verificado em capítulos anteriores, esta tendência pede soluções novas em termos de fundações e elementos de transição (peças que ligam a torre e turbina), segmentos onde a indústria nacional tem possibilidade de expandir e subir na cadeia de fornecimento.

O desafio é tornar-se suficientemente competitiva e diferenciadora nos fornecimentos que já faz. Para tal, é relevante que o País crie condições para atrair para Portugal projetos de inovação que permitam às empresas nacionais entrarem cedo no mercado das novas soluções, privilegiando a construção destes componentes pela indústria nacional e a sua participação na engenharia e na manutenção. A inovação nos sistemas de energia eólica, fixos ou flutuantes, passará também pelo aumento da dimensão das turbinas e pelos desafios nos métodos de instalação, acesso, inspeção e O&M. Há empresas nacionais que já estão a posicionar-se para no mercado *offshore*.

8.2. Energia das ondas

8.2.1 Descrição pormenorizada da cadeia de valor da energia das ondas

A energia das ondas está ainda numa fase inicial de desenvolvimento tecnológico. O facto de não haver atividade comercial ou até pré-comercial nesta área torna particularmente difícil caracterizar a cadeia de valor. A tabela 8.4 refere-se à fase inicial de desenvolvimento de protótipos, baseia-se na experiência do eólico *offshore* fixo e na construção, instalação e teste de um conjunto já significativo de protótipos de energia das ondas, e reflete uma grande incerteza sobre o tipo de equipamento de potência a usar, materiais a utilizar, etc., bem como sobre o potencial de participação da indústria nacional. Perspetiva-se que, em fases posteriores de desenvolvimento, a participação suba um ponto em relação ao indicado na tabela 8.4, antevendo-se que, com políticas adequadas, possa ser significativa em praticamente todos os fornecimentos.

Factor de custo	% LCOE	Tipo de fornecimento	Fornecedor típico	Cliente	Acesso Ind. Nac.
Estrutura	32	Construção metálica, betão ou em compósito	Ind. metalomecânica, estaleiros navais, etc.	Tecnólogo	5
Eq. eletromecânico de energia (PTO) e controlo	22	Turbinas, eq. hidráulico, geradores elétricos, eq. controlo, engrenagens ...	Fornecedores de eq. eletromecânicos e controlo	Tecnólogo	4
Fundações/amarração	6	Cabos ou correntes de amarração, âncoras, etc.	Cordoarias, fabricantes de correntes e âncoras	Tecnólogo	3
Cabos elétricos	4	Cabos elétricos	Ind. cabos elétricos	Tecnólogo/EPCI	3
Instalação	7	Operações marítimas	Empreiteiro obras marítimas	Tecnólogo/EPCI	3
Outros CAPEX	7	Projeto, financiamento e seguros, licenciamento...	Diversos	Utility	3
Decomissionamento	2	Operações marítimas	Empreiteiro obras marítimas	Utility	3
OPEX	20	Serviços de O&M	Empresa de O&M marítima	Tecnólogo/Utility	4
IDI		I&D e Inovação	Centros de I&D	Tecnólogo	5

Tabela 8.4 - Custos e fornecimentos na energia das ondas [7].

8.2.2 Principais atores internacionais em cada fase de desenvolvimento tecnológico

No estado atual, há várias dezenas de empresas a desenvolverem conceitos de aproveitamento de energia das ondas, com mais de uma dezena de empresas e tecnologias credíveis. Em geral, estas empresas têm dificuldade de financiamento e por isso procuram fornecedores competitivos, o que nem sempre corresponde as grandes empresas industriais europeias.

Não há um padrão claro das empresas que contribuem com fornecimentos para o setor, no entanto, é de esperar que, na fase de arranque pré-comercial, os fornecedores da energia eólica tomem a dianteira, situação que se vê já na energia das correntes marítimas, um pouco mais avançada que a da energia das ondas.

Em termos regionais, aponta-se o Reino Unido, em particular a Escócia, como o país onde mais se concentrou o desenvolvimento e o número de empresas fornecedoras de engenharia, operações marítimas e serviços de I&D. Também os vários países da Escandinávia têm tido uma participação muito ativa. De um modo geral, é nos países com atividade de exploração de petróleo e gás que se concentra a capacidade de engenharia e operação no mar, quer em termos de pessoal especializado, quer de embarcações de apoio.

Em relação aos centros de teste no mar, infraestrutura muito importante na fase atual do desenvolvimento da tecnologia, referencia-se em especial o EMEC (European Maritime Energy Centre) na Escócia, onde provavelmente se efetuaram mais de metade dos testes feitos na Europa. Há também centros de teste na Cornualha, França, Espanha, Dinamarca, Suécia e Noruega. Em termos de serviços de I&D, para além do EMEC, há diversas instituições que merecem referência. Neste respeito, é de salientar as Universidades de Edimburgo, Cork, Nantes e Aalborg, o Instituto Fraunhofer e a Tecnália.

8.2.3 Posicionamento atual e potencial dos atores nacionais na cadeia de valor

Portugal tem uma posição de destaque clara nas atividades de I&D em energia das ondas, com instituições como o WavEC, o IST e o LNEG, em posições de liderança na Europa. Estas 3 entidades estão entre as 5 mais significativas da Europa em termos da participação e liderança de projetos de I&D europeus [13]. Também na área da consultoria especializada, Portugal está bem posicionado, com o WavEC e a Cruz Acheson Consulting a merecerem destaque.

A participação num elevado número de projetos de I&D europeus (43) e nacionais (24) e em 4 projetos de teste no mar de protótipos tem permitido o envolvimento de um grande número de empresas. De facto, mais de 50% do número de participantes portugueses nestes projetos foi assegurada por empresas de vários setores: energia (EDP, EDA, Generg e REN); consultoras de engenharia (Consulmar, Hidromod, One Ocean, WW, PROET); metalomecânicas (AS Matos, Martifer); estaleiros navais (EN Peniche); empreiteiros (Irmãos Cavaco, Marques Lda); fornecedoras de equipamentos (EFACEC, Kymaner); serviços geofísicos; empresas de O&M. Destaca-se também a participação do Instituto Hidrográfico em estudos geofísicos e biológicos e do INEGI em estudos de industrialização e no desenvolvimento de componentes.

8.2.4 Resumo das oportunidades de negócio

As oportunidades de negócio na energia das ondas centram-se em ter as condições adequadas para a atração de investimento em I&D. A nível nacional estima-se que haja potencial para se instalar uma potência entre 3 e 4 GW, tendo já em atenção os conflitos de uso. A abordagem ao mercado da energia das ondas é perspectivada em três etapas: i) a do desenvolvimento e demonstração da tecnologia, até 2022; ii) a de desenvolvimento pré-comercial, entre 2023 e 2028; e iii) a de maturidade comercial, com atividade significativa em 2030.

É nas duas primeiras fases de desenvolvimento que se devem centrar as atenções, pois potenciam a criação de Propriedade Industrial e de valor na indústria portuguesa na fase seguinte de desenvolvimento comercial. Estas são também as fases em que Portugal pode ser mais atrativo. Como se explica na secção 8.4, são fases de desenvolvimento associadas a mão-de-obra muito qualificada.

8.3. Modelos de negócio alternativos à venda de energia elétrica à rede

8.3.1 Mercados secundários

A energia elétrica produzida tem outras aplicações para além do modelo convencional de entrega direta de energia à rede e que passam pelo fornecimento de energia a instalações marítimas com consumos/custos energéticos elevados ou que possam originar efeitos de descarbonização relevantes, nomeadamente:

- Na exploração e produção de petróleo e gás , onde o custo de produção de energia é muito elevado e responsável por relevantes impactes ambientais;
- Na aquicultura que, devido à escassez de zonas marítimas abrigadas e a motivos de ordem ambiental, se prevê venham a proliferar nos países da UE;
- Na mineração submarina, energeticamente intensiva, embora com aplicação potencial distante no tempo, por se encontrar ainda numa fase precoce de desenvolvimento;
- Na energização de plataformas de observação e vigilância oceânicas.

O abastecimento de eletricidade de ilhas e povoações isoladas através de fontes de energia renováveis é uma outra alternativa, que se apresenta mais sustentável em termos ambientais e económicos, relativamente à utilização de geradores a combustíveis fósseis.

Ressalta-se também o mercado de dessalinização de água, que utiliza normalmente processos térmicos ou de osmose inversa, que consomem quantidades de energia significativas, com custos económicos importantes. Há tecnólogos cuja atividade se centra neste fim.

Não é conhecida qualquer previsão do valor dos mercados secundários acima referidos, podendo este ser um interessante tema a desenvolver no futuro, já que o abastecimento de energia a estes mercados secundários tem tradicionalmente custos muito elevados.

Uma outra aplicação alternativa para a eletricidade produzida por fontes renováveis no mar é o *Power-to-gas* (P2G), nome dado ao processo tecnológico que permite “armazenar” a energia produzida sob a forma de gás. Com efeito, é uma solução que está a ser analisada de forma séria e com projetos de demonstração em curso em diversas zonas do Mar do Norte (Escócia, Holanda e Noruega). Isto porque é uma zona em que não só é possível criar sinergias infraestruturais entre a eólica *offshore*, a rede de gasodutos submarina e as plataformas de petróleo e gás, bem como existem próximos mercados de grande consumo de hidrogénio (indústria petroquímica).

A revisão da literatura realizada para o presente relatório indica que o custo de produção de hidrogénio a partir do recurso eólico varia no intervalo entre os 6€/kg e os 22€/kg⁵, sendo a variação dependente da quantidade da energia disponível para o efeito e da eficiência da tecnologia de eletrólise utilizada.

Tendo em consideração que o custo de produção de hidrogénio em Portugal se situa na ordem dos 15€/kg, verifica-se um potencial competitivo comercial deste mercado secundário na economia nacional. Além disso, o hidrogénio renovável produzido poderia abastecer, por exemplo, o polo petroquímico de Estarreja, criando uma vantagem competitiva para os produtos daquele *cluster*, pois diminui a respetiva pegada ambiental dos mesmos.

Outros potenciais clientes deste hidrogénio renovável poderá ser a frota de submarinos da Marinha portuguesa, como também navios que possam utilizar este combustível alternativo. Outra aplicação possível é direcionar este hidrogénio renovável para o abastecimento das grandes frotas de mercadorias e de transportes públicos da região onde o eólico *offshore* flutuante esteja instalado (por exemplo, numa ilha, onde o prémio de segurança energética desta fonte endógena é altamente valorizado devido ao seu isolamento geográfico e dependência extrema da importação de combustíveis líquidos de origem fóssil).

Por outro lado, é de referir também que adicionando uma fonte de carbono ao hidrogénio renovável, dá-se origem ao *syngas* (do inglês *syntethic gas*), o qual pode ser armazenado ou introduzido na rede de gás. Esta “energia armazenada” se usada como fonte de produção de energia elétrica, permite um melhor ajuste às variações de produção elétrica de fontes renováveis intermitentes como a eólica e a solar, perspetivando-se que seja um mercado em expansão na Europa nas próximas décadas [10]. Não há ainda atividade significativa nesta linha

⁵ Economics of producing hydrogen as transportation fuel using offshore wind energy systems, Jyotirmay Mathura, Nalin Agarwala, Rakesh Swaroopa, Nikhar Shahb, Energy Policy 36 (2008) 1212–1222, Elsevier; Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials, Konrad Meier, 13 May 2014, Springerlink.com; Economic evaluation of hybrid off-shore wind power and hydrogen storage system, Rodica Loisel, Laurent Baranger, Nezha Chemouri, Stefania Spinu, Sophie Pardo, International Journal of Hydrogen Energy 40 (2015) 6727-6739; Smart sustainable combinations in the North Sea Area (NSA) - Make the energy transition work efficiently and effectively, Catrinus J. Jepma, Energy Delta Institute, September 2015

no contexto das ERM's, o que pode também constituir uma potencial linha de exportação de tecnologia.

8.3.2 Sinergias com outras atividades no mar: aquicultura offshore, observação e monitorização oceânica, mineração oceânica

Para além do possível abastecimento de energia às atividades no mar referidas em 8.3.1, o desenvolvimento da energia ainda pode partilhar sinergias com outras atividades, que se prendem com o desenvolvimento de novas tecnologias em ambiente marinho, de recursos humanos qualificados ligados ao mar e no reforço de infraestruturas portuárias e navais. O desenvolvimento de tecnologia inovadora e de recursos humanos qualificados podem ser transferidos com impacto no projeto, instalação e operação de estruturas para aquicultura, plataformas de observação e vigilância oceânica e equipamentos para exploração de recursos mineiros subaquáticos.

É de salientar, que esta nova atividade económica é vulgarmente promovida por empresas produtoras de energia, que tradicionalmente têm uma significativa capacidade de investimento em tecnologia de ponta, situação que não ocorre de forma geral nas restantes atividades económicas no mar. Como referência, de acordo com [9], na energia eólica a mão-de-obra é bastante qualificada: cerca de 5 a 10% das pessoas envolvidas são académicos, 30% engenheiros, 30 a 35% operários especializados, 20% operários não-especializados e 10% de outros licenciados.

8.4. Principais fatores de atração de investimento em energias renováveis offshore em Portugal: análise comparativa e medidas de política pública

Os principais fatores de atração de investimento estão relacionados com a perceção que os eventuais investidores tenham da análise comparativa entre Portugal e outros países quanto a riscos, custos, oportunidades e apoios nos parâmetros de análise que se passam a descrever. A tabela 8.5 apresenta os principais fatores de atração de investimento nesta área e a sua relevância nas três fases de desenvolvimento consideradas: teste e demonstração de protótipos (TRL 7 e 8), primeiros parques pré-comerciais (TRL 9) e parques comerciais⁶. Por sua vez, a tabela 8.6 apresenta de forma abreviada a posição comparativa de Portugal no contexto europeu em relação aos diversos fatores de atração de investimento.

⁶ A designação “comercial” não significa que o custo da energia seja economicamente competitivo com as restantes fontes, mas apenas que os custos de produção e a quantidade de energia fornecida e, portanto, os riscos, são bem conhecidos, pelo que, com uma tarifa adequada, podem ser financiados diretamente na banca em regime de “project finance”.

Fator	Relevância		
	Teste de protótipos (TRL 5 a 8)	1os. parques pré- comerciais (TRL 9)	Parques comerciais
Tempestades menores e menos frequentes	3	2	2
Janelas temporais para O&M mais frequentes	3	3	2
Disponibilidade de dados geofísicos	3	2	2
Qualidade da cadeia de fornecimento	3	3	3
Centros de teste e demonstração no mar	3	2	1
Infraestruturas de I&D	3	2	1
Rede elétrica forte e próxima	1	2	3
Financiamento a fundo perdido	3	2	1
Empréstimos bonificados	2	3	2
Remuneração energia produzida	1	2	3
Incentivos fiscais	1	2	3
Licenciamento de menor risco e custo	3	3	3
Potencial de mercado interno	2	3	3

Tabela 8.5 - Fatores de atração de investimento (1 – pouco relevante; 3 – muito relevante)

Na tabela 8.5, o fator “Disponibilidade de dados geofísicos” refere-se, quer à existência de dados, que podem não existir, quer, existindo, ao seu acesso por parte de potenciais investidores. Muitos países optaram por disponibilizar de forma fácil dados detalhados sobre centros de teste e demonstração no mar e zonas com potencial para a instalação de parques de ERM, sendo esta uma boa prática na atração de investimento.

As perspetivas de desenvolvimento de mercado interno são fundamentais para atrair investimento nos primeiros parques e dinamizar a cadeia de fornecimento.

Em relação ao licenciamento, e dentro de limites razoáveis, mais do que o tempo que o processo demora, é a incerteza dos prazos que lhe esteja associada que pode afastar o investimento. Essa incerteza pode estar associada a processos pouco claros, a uma avaliação dispersa por muitas entidades ou pela ausência de prazos máximos. Portugal, fruto do esforço que tem sido feito, está neste momento bem posicionado a nível europeu na área das ERM [11].

O impacto da legislação nos custos, faz-se sobretudo através da excessiva regulamentação, nomeadamente quando se impõe requisitos exagerados de estudos de impacto ambiental, em geral muito dispendiosos, que, a ficarem a cargo dos tecnólogos, pode tornar inviável o desenvolvimento dos projetos. Na fase inicial de desenvolvimento, até pelo reduzido número de plataformas no mar e a tipologia dos projetos, parece fazer mais sentido relaxar os requisitos iniciais e investir na monitorização posterior, essencialmente com fundos públicos, já que o ganho de conhecimento a este nível é essencialmente público.

Fator	Apreciação
Regime de licenciamento	Regime português é atrativo e está demonstrado no sucesso de diversos projetos desenvolvidos em Portugal
Mercado potencial	Até à maturidade comercial (2030), 400 MW de pontos de ligação no mar deverão ser suficientes.
Financiamento público	O Portugal 2020 oferece uma boa oportunidade, mas é necessário dar-lhe visibilidade e dotá-lo de mecanismos específicos
Infraestruturas de teste e demonstração	Reforçando, articulando e promovendo conjuntamente os diferentes locais de teste e demonstração, Portugal ficará bem posicionado
Disponibilidade de rede elétrica	Praticamente imbatível neste domínio
Qualidade da cadeia de fornecimento	Forte em I&D; Adequada na generalidade dos setores; Falhas em EPCI e operações offshore; fortes limitações em infraestruturas de I&D de apoio
Tarifa	A remuneração da energia tem que ser trabalhada de forma inteligente: a Escócia oferece acima de 250€/MWh para a energia das ondas e marés
Condições naturais	Muito boas condições (fundos, profundidades, marés e correntes pouco intensas, janelas temporais mais frequentes, menores tempestades)
Infraestruturas de I&D	Necessário reforçar as infraestruturas de I&D com impacto na prestação de serviços de I&D e inovação tecnológica (bancos de ensaio)
Disponibilidade de dados geográficos	Tem que ser trabalhado; muitos países oferecem os dados de forma muito fácil.

Tabela 8.6 - Análise comparativa de Portugal com outros países europeus na atração de projetos de desenvolvimento, teste, demonstração e validação tecnológica

O apoio ao financiamento de projetos na fase de desenvolvimento tecnológico e de desenvolvimento de mercado é fundamental na atração de investimento. Os custos de desenvolvimento de tecnologia são muito elevados, não só ao nível do teste do primeiro protótipo, mas na fase subsequente, até se atingir maturidade tecnológica e de mercado.

A experiência na energia das ondas [12] aponta para custos da ordem dos 100 milhões de euros até se validar a tecnologia com um primeiro parque de demonstração. Este número não é muito diferente do experimentado no eólico *offshore* flutuante. Desta forma, é fundamental que haja financiamento público para apoiar as empresas, sobretudo nas fases de maior risco e despesa. Esse apoio público pode tomar diversas formas:

- Financiamento a fundo perdido – muito importante nas fases iniciais, incluindo o teste dos primeiros protótipos à escala real (TRL 7 e 8) e o primeiro parque de demonstração (TRL 9).
- Empréstimos em condições favoráveis – importante no desenvolvimento dos primeiros parques pré-comerciais;
- Remuneração da energia produzida, que pode ser suportada por 3 fontes: consumidor final (tarifa) e prémios pagos em função da energia produzida provenientes do fundo de carbono e de fundos estruturais (não há razão para que, por exemplo, o COMPETE não venha a pagar um subsídio a fundo perdido em função da energia produzida e não apenas em função do capital gasto);
- Incentivos fiscais (sobre a energia produzida ou a aquisição de equipamentos e serviços).

Os países mais ativos neste domínio (Reino Unido, Escócia, Irlanda, França) têm programas de financiamento específicos para esta área. Tal não é o caso em Portugal, já que, no âmbito do Portugal 2020, o COMPETE não é temático e o POSEUR, embora considere especificamente o

caso das ERM, só financia tecnologias maduras de risco comercial elevado, ou seja os primeiros parques pré-comerciais. Desta forma o apoio ao desenvolvimento tecnológico e de demonstração dos primeiros protótipos deve ser encaminhado para o COMPETE ao abrigo do apoio às empresas e na vertente IDT. No entanto, é pertinente chamar a atenção para as seguintes fragilidades do COMPETE:

- Pouca visibilidade internacional no setor das ERM
- Lançamento de concursos com critérios de avaliação desadequados:
 - Processos de desenvolvimento tecnológico complexos e cuja maturidade não se adequa a requisitos de impacto imediato nos resultados da economia;
 - Assegurar que a tecnologia foi desenvolvida segundo padrões internacionais de boas práticas;
 - Para garantir o necessário retorno em termos de criação de Propriedade Industrial, é prejudicial a divulgação de resultados e acesso a dados do projeto importantes para a valorização das entidades participantes.
- Esquema de avaliação das propostas pouco flexível para facilitar o esclarecimento dos avaliadores sobre o risco e o potencial do projeto, até pela diversidade que pode surgir num mesmo concurso.

A generalidade dos países do Arco Atlântico oferece centros de teste infraestruturados com rede elétrica, mecanismos de licenciamento fácil e outros apoios técnicos para teste de protótipos e demonstração de pequenos parques, o que faz com que estes elementos não sejam diferenciadores nesta fase.

Por outro lado, a potência de ligação nessa fase de desenvolvimento é relativamente baixa e a energia elétrica produzida também, o que retira impacto ao valor da tarifa. Dada a ainda baixa fiabilidade técnica dos primeiros protótipos e a sua maior exposição a situações de tempestade, a menor frequência e intensidade das tempestades e a maior disponibilidade de janelas temporais para a realização de operações marítimas ganha peso.

A maturidade tecnológica e o desenvolvimento do mercado, a que estão associados o aumento da potência instalada, do investimento e da fiabilidade dos equipamentos, alteram a relação entre os fatores acima referidos, conforme indicado na tabela 8.5. Finalmente, com o aumento da maturidade tecnológica, ganha peso o potencial de mercado interno.

A principal limitação do País, na fase inicial de desenvolvimento, prende-se com a ausência de experiência de planeamento e execução de operações marítimas e falta de recursos humanos experientes nesse tipo de operações e de embarcações de apoio (dado não haver atividade significativa), quando comparado com o norte europeu.

Existe igualmente uma deficiência de infraestruturas de I&D em Portugal com impacto direto nos serviços de I&D que possam ser prestados aos projetos a atrair, nomeadamente bancos de ensaios a seco para os sistemas de produção de energia (turbinas de ar, geradores elétricos lineares, sistemas hidráulicos, sistemas de engrenagens, etc.), bancos de ensaios de fadiga para cabos de amarrações e cabos elétricos submarinos, etc.

Deverá também ser considerada a oportunidade de construir um tanque oceânico de elevada profundidade com capacidade para gerar ondas, vento e correntes (o País não dispõe de

nenhum, existindo apenas na FEUP um tanque de ondas, mais dirigido a problemas de engenharia costeira, que tem sido utilizado em estudos experimentais nesta área, embora com limitações).

Comparativamente aos seus parceiros europeus, Portugal tem condições naturais particularmente interessantes para desenvolver, testar, demonstrar e validar soluções oceânicas de energias renováveis marinhas, nomeadamente de energia eólica para águas profundas ou de transição e para energia das ondas em águas pouco profundas (em Peniche) ou profundas.

Contudo, falhas na disponibilização (ou sua promoção) de apoio ao desenvolvimento tecnológico pode afastar de Portugal as tecnologias com mais potencial e apenas cativar as de segunda linha. A atração de projetos com potencial é condição essencial na criação de riqueza em Portugal assente numa cadeia de fornecimento baseada no conhecimento e na mão-de-obra qualificada. O sucesso na concretização deste objetivo requer um processo de apoio dirigido e monitorizado, que envolva toda a cadeia de valor, em articulação com os apoios concedidos no âmbito do Portugal 2020 e na concessão de pontos de ligação à rede elétrica.

8.5. Quantificação do impacto económico no PIB português da indústria de energias renováveis

Ao longo de 18 anos, entre 1996 e 2014, o País investiu 15 milhões de euros, atraiu 49 milhões de euros e criou, em média, 48 postos de trabalho permanentes entre 2000 e 2014. Ou seja, por cada euro investido pelo Estado, foi possível captar mais 3€. A tabela 8.7 apresenta o histórico do impacto económico no PIB português da atividade entre 1996 e 2014.

Projeto	Ano	M€			Emprego criado em PT (pessoas x ano)	Fonte
		Investimento total	Financiamento Público Nac.	Gasto em PT		
Projetos de I&D Nacionais	2000-2014	8	6.4	8	144	[13]
Projetos I&D Europeus	2000-2014	78.9	0	11.8	213	[13]
Prestações de Serviços	2003-2014	1.2	0	1.0	12	WavEC
Central do Pico	1996-2014	5	1.5	4	80	WavEC
AWS	2001-2004	10	0	2	28	WavEC
Pelamis	2007-2008	15	0.75	2	30	PWP
Waveroller (Proj. SURGE)	2007-2014	5.7	0	2.4	34	AW Energy
WindFloat	2012-2014	23	8	9	90	EDP
Total	2000-2014	147	17	40	631	

Tabela 8.7 - Impacte económico da atividade em energia renovável até 2014.

A tabela 8.8 apresenta a previsão de atividade e seu impacte entre 2015 e 2022, com base na experiência anterior e consolidada com projetos já em marcha. A atividade poderá corresponder, em 7 anos, a um investimento total de 254 milhões de euros (36 M€/ano), dos quais 133 milhões potencialmente gastos em Portugal, a um financiamento público da ordem dos 68 milhões de euros, acrescido de 48 milhões provenientes do consumidor final de eletricidade através sistema energético nacional (instalação do cabo submarino em Viana do Castelo), e à criação, em média neste período, de cerca de 837 empregos⁷.

⁷ Admitiu-se que 1 M€ cria 18 empregos na I&D, 12 nos serviços e montagens e 5 no fabrico.

Ou seja, é expectável que o investimento público nas energias renováveis *offshore* atinja uma rentabilidade de 30% (cada 1€ investido gerará 1,3€ de novo capital) e uma duplicação do contributo deste sector inovador para o PIB nacional. Neste respeito, é de referir que, segundo um estudo recente da PriceWaterHouseCoopers (PWC), o impacto no VAB nacional proveniente da eólica *offshore* flutuante em 2020 situar-se-á perto dos 400M€ (378M€)⁸.

Projeto	Ano	M€			Emprego criado (pessoas x ano)
		Investimento total	Financiamento Público Nac.	Gasto em PT	
Projetos de I&D Nacionais	2015-2022	4,4	3,5	4,4	87,5
Projetos I&D Europeus	2015-2022	50	0	7,5	150
Prestações de Serviços	2003-2014	2,8	0	2,2	27
Demogravi3	2015-2018	20	0	9,3	55
WindFloat Atlantico	2017-2022	105	48,9	70	350
Cabo offshore V. do Castelo	2017-2018	30	30	10	50
CorPower (Protótipo)	2017-2018	9	4	7	35
CorPower (1º parque)	2020-2022	13	7	10	50
Waveroller (protótipo ind.)	2016	3	0	1,5	7,5
Waveroller (parque demo)	2017-2018	8	3	5	25
Wavroller (parque NER300)	2019-2022	9	2	6	30
Total	2015-2022	254	98	133	837

Tabela 8.8 - Previsão da atividade e seu impacte entre 2015 e 2022.

Por sua vez, a tabela 8.9 apresenta uma previsão da atividade a maior prazo, entre 2022 e 2030. Num cenário maximalista de instalação de potência de energias *offshore*, estima-se um investimento em Portugal da ordem de 1.150 milhões de euros (143 M€/ano), para uma potência instalada no mar de 400 MW (260 MW no eólico e 140 MW nas ondas), com criação de cerca de 7200 empregos⁹. Estes valores podem ser comparados com os apresentados na Tabela 8.11, que abarca um período de 20 anos.

Ano	MW em PT		Invest. total (M€)		Gasto em PT (M€)		Emprego (pessoas x ano)	Emprego O&M (p. x ano)
	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas		
2024	50	10	150	40	105	32	1080	12
2026	60	20	168	74	118	59	1440	40
2028	70	45	182	149	127	119	2070	103
2030	80	65	192	195	134	156	2610	235
Total	260	140	692	458	484	366	7200	235

Tabela 8.9 - Previsão da atividade entre 2022 e 2030.

Em suma, perspetiva-se a manutenção do grau de rentabilidade do investimento público do período anteriormente mencionado (30%), quadruplicando o impacto direto do investimento anual deste sector inovador no PIB nacional. É de sublinhar que, de acordo o estudo da PWC anteriormente referido, o impacto no VAB nacional anual da eólica *offshore* flutuante neste período situar-se-á perto dos 1700 M€ (1653 M€).

Os valores apresentados não incluem o investimento, a exportação e emprego criado na transferência das tecnologias e serviços de apoio para outras atividades económicas no mar.

⁸ Impacto económico potencial do sector das energias renováveis *offshore*, 2016. Ver secção 8.7.

⁹ Dados de emprego apresentados em [14] (1MW instalado cria 18 empregos na indústria e 0.2 na O&M)

Contudo, é demonstrado que o investimento público, a ser realizado nos moldes propostos, fica assente num modelo sustentável, gerador de elevado valor acrescentado e de empregos altamente qualificados, criando um sector com vocação exportadora, aplicando as adequadas políticas de incorporação nacional e de modelos de negócio assentes no licenciamento da propriedade industrial.

8.6. Financiamento de projetos de energias renováveis marinhas até 2030

A Tabela 8.10 apresenta a energia produzida, o valor de venda e o sobrecusto face ao valor da “pool” de energia eólica em Portugal. A informação obtida para o WindFloat foi recebida da EDP e a da central do Pico do WavEC. Para os restantes protótipos os valores foram estimados com base na potência, fator de carga e provável duração dos ensaios. Claramente a contribuição da energia das ondas é desprezável face à do WindFloat.

Com efeito, tendo em conta que o sobrecusto das energias renováveis se situa, em referência, em ~700M€/ano¹⁰, recorrendo aos dados da tabela 8.10, verifica-se que o Windfloat representa 0,06% deste montante anual e a energia das ondas pesa 0,0004%, respetivamente (ver tabela 8.10a).

Projeto	Período	Potência (MW)	Energia produzida (MWh)	Tarifa (€/MWh)	Valor de venda da energia (k€)	Sobrecusto face à pool Renováveis Atual (k€)
Central do Pico	2000 - 2016	400	105	250	26	18
AWS	2004	2 000	30	250	8	5
Pelamis	2007 - 2008	750	60	250	15	11
WaveRoller	2011 - 2013	100	80	250	20	14
WindFloat	2012 - 2016	2 200	16 500	166	2 738	1 526
Total			16 775		2 807	1 574

Tabela 8.10 – Custo para o sistema energético português decorrente dos projetos de demonstração decorridos até 2015

Sobrecustos (anual)	Valor (k€)	% contribuição para sobrecustos renováveis atual
Renováveis Atual	700 000	n.a.
Windfloat	380	0,05
Ondas	3	0,0004

Tabela 8.10a – Contributo anual dos projetos de demonstração de energias marinhas (eólica e ondas) para o total anual de sobrecustos de energias renováveis

A Tabela 8.11 apresenta a necessidade de investimento, a produção anual de energia, o LCOE e o custo de aprendizagem dos projetos que se estima desenvolver no País entre 2018 e 2030,

¹⁰ Relatório Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços, 2016, ERSE

tendo por base a informação apresentada nas Tabelas 8.8 e 8.9, relativas à nova potência a instalar, e na Tabela 8.13, relativa a parâmetros relevantes para o cálculo do LCOE.

	Ano do investimento	Nova potência instalada PT (MW)		CAPEX (M€/MW)		Invest. total (M€)		Energia Anual (MWh)		LCOE simples (€/MWh)		Custo Aprendizagem M€/20 anos	
		Eólico		Eólico		Eólico		Eólico		Eólico		Custo base eletríc. 50 €/MWh	
		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas
Arranque Cluster	<2020	25	8	4,6	5,0	115	40	78 750	14 400	239	513	111	43
	2024	50	10	3,0	4,0	150	40	157 500	20 000	140	354	121	41
Desenvolvimento do Cluster Industrial	2026	60	20	2,8	3,5	168	70	189 000	46 000	131	247	130	68
	2028	70	45	2,6	3,0	182	135	220 500	121 500	115	164	131	118
	2030	80	65	2,4	2,4	192	156	252 000	195 000	100	105	125	106
	Total	285	148			807	441					619	377
	Grand TOTAL	433				1 248						996	

Tabela 8.11 – Investimento total, para desenvolvimento de um cluster industrial de energias renováveis oceânicas, produção de energia ao longo de 20 anos, LCOE e custo de aprendizagem (total), para o arranque do cluster e desenvolvimento do cluster industrial de energias renováveis oceânicas (eólica offshore flutuante e ondas).

O custo de aprendizagem é o que resulta de multiplicar a energia produzida ao longo da duração de cada projeto (ver Tabela 8.12) pela diferença entre o LCOE¹¹ de cada projeto (que inclui custos de capital e de O&M associados à fase de desenvolvimento da tecnologia e mercado) e o custo médio de produção em Portugal, que se tomou constante e igual a 50 €/MWh, tendo em atenção que o preço CUR em Portugal previsto para 2016 de acordo com a ERSE [16] é de 53 €/MWh. Note-se que o custo de aprendizagem inclui também os elevados. Segue a representação da fórmula e a respetiva tabela referida:

$$\text{Custo de Aprendizagem} = \text{Energia Produzida na duração do projeto} \times (\text{LCOE do projeto} - \text{Custo Médio de Produção de Energia no Mercado})$$

	Ano do investimento	CAPEX (M€/MW)		Taxa de desconto		Duração (anos)		Horas Equivalentes		Fator de carga		OPEX (%CAPEX)	
		Eólico		Eólico		Eólico		Eólico		Eólico		Eólico	
		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas
Arranque Cluster	<2020	4,6	5,0	12%	13%	20	15	3 150	1 800	36%	21%	3%	3%
	2024	3,0	4,0	10%	12%	20	15	3 150	2 000	36%	23%	3%	3%
Desenvolvimento do Cluster Industrial	2026	2,8	3,5	10%	11%	20	17	3 150	2 300	36%	26%	3%	3%
	2028	2,6	3,0	9%	10%	20	20	3 150	2 700	36%	31%	3%	3%
	2030	2,4	2,4	8%	8%	20	20	3 150	3 000	36%	36%	3%	3%

Tabela 8.12 – Hipóteses base assumidas no cálculo da Tabela 8.11

Dada a incerteza a longo prazo do custo médio de produção de energia em Portugal, na Tabela 8.13 apresentam-se os custos de aprendizagem para valores do custo médio de produção de energia de 40 €/MWh, 50 €/MWh e 60 €/MWh.

¹¹ Para consultar forma de cálculo do LCOE, consultar capítulo 5

	Ano do investimento	Custo aprendizagem (M€/20 anos)					
		Custo base eletricid. 40 €/MWh		Custo base eletricid. 50 €/MWh		Custo base eletricid. 60 €/MWh	
		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas
Arranque Cluster	<2020	117	44	111	43	105	42
Desenvolvimento do Cluster Industrial	2024	135	43	121	41	108	41
	2026	147	72	130	68	114	68
	2028	151	128	131	118	111	118
	2030	150	125	125	106	100	106
	Total	699	412	619	377	539	376
Grand TOTAL		1 112		996		915	

Tabela 8.13 – Custo de aprendizagem para valores do custo base de produção de energia elétrica de 40, 50 e 60 €/MWh ao longo dos 20 anos de duração dos parques.

A tabela 8.13 mostra que dentro da incerteza considerada do custo médio de produção de energia elétrica em Portugal entre 2016 e 2050, o custo total de aprendizagem (eólico e ondas) ronda os mil milhões de euros, com uma margem de variação de cerca de 10%, que se considera inferior às incertezas associadas às previsões de este estudo.

Por esse motivo, no que se segue sobre opções políticas para financiamento do LCOE, é tomado o valor de 50€/MWh para o custo médio da energia elétrica em Portugal.

	Ano do investimento	CAPEX					OPEX												
		Fundo Perdido Nac. e CE (CAPEX)		Empréstimo bonificado (CAPEX)			Sist. Energético Nac base: 50 €/MWh		Sist. Energético Nac. Tarifa Aprendizagem		Fundos públicos nacionais		Fundos estruturais		Incentivos Fiscais		Empresas		
		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	
Arranque Cluster	<2020	30%	50%	12%	5%	21%	10%	6%	3%	5%	5%	9%	10%	3%	2%	15%	15%		
Desenvolvimento do Cluster Industrial	2024	10%	20%	10%	20%	36%	14%	11%	4%	4%	4%	7%	8%	3%	1%	20%	28%		
	2026	8%	17%	8%	17%	38%	20%	11%	6%	3%	4%	6%	7%	3%	2%	22%	28%		
	2028	0%	12%	0%	12%	43%	31%	13%	9%	3%	3%	5%	6%	3%	2%	32%	25%		
	2030	0%	7%	0%	7%	50%	47%	15%	14%	2%	2%	3%	3%	4%	4%	26%	16%		

Tabela 8.14 – Proposta de distribuição do LCOE por fundos públicos não reembolsáveis e reembolsáveis pagos contra CAPEX, compra da energia a valor de mercado, incentivos fiscais e prémio à tarifa pago por diversos mecanismos. Nos incentivos fiscais admitiu-se a devolução do IVA sobre a energia produzida e um valor de IVA de 23% até 2020, 13% de 2020 a 2025 e 6% após 2025¹².

A Tabela 8.14 mostra que a proposta de financiamento do LCOE apresentada propõe que as empresas assumam uma parcela entre 27% e 32% do custo. Este valor pode ser comparado com os 36% que o consórcio do projeto WindFloat Atlântico assume (ver secção 8.7). O menor valor assumido pela atual proposta justifica-se porque assenta no pressuposto de redução da percentagem de CAPEX assumido pelo consórcio, com menor risco para os promotores, assumindo que uma parte deste valor é financiado a título perdido por fundos nacionais e europeus e outra por empréstimos bonificados.

Interessa agora perceber como pode ser financiado este custo de aprendizagem (mil milhões de euros ao longo de 32 anos), valor que pode ser comparado com a previsão da procura mundial superior a 5 mil milhões de euros anuais previstos para 2030 só no setor eólico [15]. A decisão sobre esta distribuição envolve uma decisão política. **No que se segue apenas se apresenta um exercício que pode ajudar a tomar essa decisão.**

¹² Note-se que na Tabela 8.14 está incluído o parque WindFloat Atlântico. A informação recebida da EDP indica que a previsão de vendas ao longo dos 20 anos de vida do projeto é de 267 milhões de euros e que a previsão de sobrecusto da energia face ao preço da “pool da energia eólica” (custo de aprendizagem) neste período é de 153 milhões de euros, de onde resulta que o sobrecusto total anual é de ~8 milhões de euros.

Pressupostos do modelo de financiamento do custo de aprendizagem

Inovação e desenvolvimento da cadeia de valor

Assume-se que todos os projetos desenvolvidos são inovadores de algum modo e que contribuem de forma importante para o desenvolvimento duma cadeia de fornecimento baseada em conhecimento, *know-how* e mão-de-obra qualificada e são potenciadores de exportação de bens e serviços. Projetos que não tenham esta natureza não deverão ser considerados como abrangidos pelo que se propõe.

Financiamento partilhado do CAPEX

Na análise admitiu-se que o CAPEX é financiado pelas empresas, por apoios públicos a fundo perdido, nacionais ou europeus (Horizonte 2020, NER300 e NER400), e por empréstimos bonificados nacionais ou europeus. J

Financiamento partilhado do OPEX

O OPEX (ver Tabela 8.14) é pago pelas empresas, pela venda de energia à rede elétrica (admitiu-se um valor de 50 €/MWh), por incentivos fiscais e por um prémio à produção que pode ser suportado por diversos mecanismos que adiante se discutirá.

Os incentivos fiscais traduzem-se na devolução do IVA sobre a energia produzida, que se admite ser de 23% até 2020, 13% de 2020 a 2025 e de 6% depois deste ano na expectativa de que o progresso da consolidação orçamental faça com que o IVA sobre a energia elétrica venha a retomar os valores históricos em Portugal.

O prémio à produção pode ser financiado através de diversos mecanismos, dependendo da decisão política, nomeadamente: fundos públicos nacionais, fundos estruturais e tarifa de aprendizagem paga pelo sistema energético (isto é, uma contribuição do sistema energético nacional, que aceita remunerar a energia elétrica produzida por um certo valor acima do custo médio de produção – a tarifa de aprendizagem, para a trazer para o mercado fontes de energia renovável e endógena que não sendo ainda rentáveis têm capacidade para o ser num horizonte de tempo útil).

Para o desenvolvimento do cluster industrial das energias oceânicas renováveis (portanto, aquele que exige maior esforço financeiro), o acumulado ao longo da vida dos projetos, valor que se estende por 32 anos, entre 2018 e 2050, é o que se apresenta na Tabela 8.15:

	Eólico	Ondas	Total	Média anual (2018-2050)	%
Custo aprendizagem entre 2018 e 2050	619	377	996	38,3	100%
Financiamento Público					
CAPEX					
Fundo perdido nac. ou EU (CAPEX)	78	83	161	6,2	16%
OPEX					
Prémio à produção	210	100	310	11,9	31%
IVA Eletricidade produzida (13% até 2025, 6% após)	33	14	47	1,8	5%
Total público	321	196	517	20	52%
Financiamento Privado					
CAPEX					
Empréstimos bonificados nacionais ou EU (CAPEX)	53	61	114	4,4	11%
OPEX					
Contribuição empresas/fundos privados	245	120	365	14,0	37%
Total público	298	181	479	18	48%

Tabela 8.15 – Contribuição das diversas fontes para o custo de aprendizagem.

A Tabela 8.15 mostra que o prémio de produção (financiado pelos fundos públicos nacionais, comunitários e tarifa de aprendizagem) é um elemento fundamental na viabilização do desenvolvimento tecnológico e de mercado.

Por sua vez, na Tabela 8.16 apresentam-se as diferentes contribuições para o LCOE da energia produzida ao longo dos anos: tarifa paga pelo sistema energético nacional (no cenário de 50 €/MWh), pelo prémio à produção, pelos incentivos fiscais (devolução do IVA decorrente da energia produzida pelos parques) e empresas. Admitiu-se que o IVA sobre a energia elétrica é de 23% até 2020, 13% entre 2020 e 2025 e de 6% após essa data, na expectativa de que o IVA sobre a energia elétrica venha a retomar os valores históricos em Portugal (como já referido anteriormente).

		Contribuição para o LCOE (M€/20 anos)															
	Ano do investimento	CAPEX						OPEX									
		Fundo Perdido Nac. e CE (CAPEX)		Empréstimo bonificado (CAPEX)		Sist. Energético Nac base: 50 €/MWh		Sist. Energético Nac. Tarifa Aprendizagem		Fundos públicos nacionais		Fundos estruturais		Incentivos Fiscais		Empresas	
		Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas
Arranque Cluster	<2020	42	24	17	2	29	5	9	1	7	2	13	5	4	1	21	7
Desenvolvimento do Cluster Industrial	2024	19	10	19	10	67	7	20	2	7	2	13	4	6	1	38	13
	2026	17	15	17	15	80	17	24	5	7	3	13	6	6	1	47	24
	2028	0	20	0	20	101	52	30	16	6	5	12	9	8	4	75	43
	2030	0	14	0	14	124	96	37	29	4	4	8	7	10	7	66	32
	Total	78	83	53	61	401	176	120	53	31	16	58	30	33	14	245	119
Grand TOTAL		161		114		578		173		48		89		47		365	

Legenda: Categorias de OPEX a serem suportadas pelo Sistema Energético e apoios públicos nacionais, correspondente a 27% do montante total

Tabela 8.16 – Proposta de contribuição para o LCOE da energia produzida ao longo dos anos de investimento.

Como referido, o prémio à produção, elemento essencial de política pública para o desenvolvimento tecnológico e de mercado das energias renováveis marinhas, pode ser financiado por diversas vias, as quais que devem ser ponderadas politicamente.

Modelo de financiamento com e sem custos para o sistema energético

Na Tabela 8.17 apresenta-se uma possível distribuição desta verba (357M€ de um total de 1300M€ de OPEX) em duas opções: a opção 1 em que o sistema energético não contribui para o prémio de produção; a opção 2 em que o sistema energético contribui com uma tarifa de aprendizagem de 15 €/MWh, correspondente a 30% do custo base da energia, que se assume nesta simulação ser de 50 €/MWh - neste caso, tal significa que a remuneração da energia produzida pelo sistema energético nacional seria de 65 €/MWh.

De acordo com a Tabela 8.17, tomando a Opção 2, o défice do sistema elétrico nacional seria agravado em 173 milhões de euros até 2050, o que corresponde a um valor médio anual de 6,7 milhões de euros. Note-se, contudo, que até 2024¹³ a verba correspondente seria apenas da ordem de 500 mil euros por ano¹⁴, pois o grosso da produção de energia está prevista para depois de 2024 (no cenário de existir investimento privado e atividade exportadora que dinamize o cluster industrial).

No caso de não haver tarifa de aprendizagem paga pelo sistema elétrico nacional, esta verba deverá ser redistribuída pelas duas outras fontes contribuintes: os fundos públicos nacionais e os fundos estruturais, que, tal como na simulação realizada, se propõe que contribuam, respetivamente, com 35% e 65% do esforço.

¹³ Capacidade de 25 MW do Windfloat Atlântico e 8 MW potenciais de energia das ondas

¹⁴ Com uma tarifa de aprendizagem de 15€/MWh

			Ano do investimento	Contribuição para o LCOE (M€/20 anos)					
				Sist. Energético Nac. Tarifa Aprendizagem		Fundos e incentivos públicos nacionais		Fundos estruturais	
				Eólico	Ondas	Eólico	Ondas	Eólico	Ondas
Opção 1	Sem tarifa de aprendizagem	Arranque Cluster	<2020	0	0	13	4	18	6
		Desenvolvimento do Cluster Industrial	2024	0	0	20	3	26	5
			2026	0	0	22	6	28	9
			2028	0	0	25	14	31	19
			2030	0	0	27	21	32	25
			Total	0	0	107	49	137	65
		Grand TOTAL	0		156		201		
Opção 2	Com tarifa de aprendizagem de 15 €/MWh	Arranque Cluster	<2020	9	1	10	3	13	5
		Desenvolvimento do Cluster Industrial	2024	20	2	13	3	13	4
			2026	24	5	13	5	13	6
			2028	30	16	14	9	12	9
			2030	37	29	14	11	8	7
			Total	120	53	64	31	58	30
		Grand TOTAL	173		95		89		

Tabela 8.17 – Proposta de opções de distribuição do prémio de produção.

Este sobrecusto deve ser suportado pelas empresas e pela sociedade, neste caso sob diversas formas, incluindo financiamento de CAPEX a fundo perdido e reembolsável, incentivos fiscais e prémio à produção, este último financiável por fundos públicos nacionais, fundos estruturais e, desejavelmente, uma tarifa de aprendizagem suportada pelo sistema elétrico nacional.

Os valores que se apresentam devem ser tomados apenas como um exercício, que pode ser trabalhado com outras hipóteses. Os valores das diversas contribuições para a remuneração da energia sugerem que há margem para encontrar vias de financiamento diversas, que permitem financiar de forma equilibrada os projetos que se pretendem desenvolver no País. Note-se, ainda, que se pode imaginar um esquema em que parte do apoio recebido pode ser devolvido ao Estado mais tarde, quando estas fontes de energia derem lucro aos seus promotores.

Em suma, os exercícios teóricos anteriores definem os seguintes dois cenários indicativos de desenvolvimento:

O cenário de arranque do cluster industrial das energias renováveis oceânicas (potência instalada de 25 MW de eólica *offshore* flutuante e 8 MW de energia das ondas), ponto de partida para a criação de um sector exportador de energias renováveis *offshore*, exigirá um investimento total da ordem dos 155 milhões de euros (CAPEX suportado por capitais próprios privados, empréstimos ao consórcio e fundos comunitários) e terá um LCOE total de cerca de 103 milhões de euros até 2030.

O cenário de desenvolvimento do cluster industrial das energias renováveis oceânicas (potência instalada de 285 MW de eólica *offshore* flutuante e 148 MW de energia das ondas), exigirá um investimento total da ordem dos 1250 milhões de euros até 2030 (CAPEX suportado por capitais próprios privados, empréstimos ao consórcio e fundos comunitários) e terá um LCOE total de cerca de 996 milhões de euros até 2050.

Na próxima secção será analisado o potencial exportador do cluster industrial das energias renováveis oceânicas, nos seus momentos de arranque e de desenvolvimento, como também discriminados os custos e o potencial de criação de valor da iniciativa estruturante Windfloat Atlântico.

8.7. O potencial exportador das energias renováveis oceânicas

De acordo com o estudo da PWC «Impacto económico potencial do sector das energias renováveis *offshore*», Portugal apresenta-se como o 15º país do mundo com maior potencial de exploração de energia eólica flutuante, com uma estimativa máxima de instalação de potência de 84 GW, um pouco maior do que Espanha (60 GW).

Os países com maior estimativa de instalação de potência – os mercados primordiais para a exportação desta tecnologia – são a Austrália (1200 GW), o Japão (840 GW), o Canadá (690 GW), o Reino Unido (110 GW), a África do Sul (54 GW), os EUA (46 GW) e o Brasil (40 GW). É de frisar que 960GW do total anteriormente referenciado (2980 GW) – ou seja, um terço – situam-se em países Atlânticos, logo mercados naturais em função do posicionamento geoestratégico de Portugal como fornecedor competitivo deste tipo de tecnologia.

Como já mencionado anteriormente neste relatório, Portugal, Noruega e Japão são os países pioneiros no desenvolvimento de protótipos de energia eólica *offshore* flutuante.

Devido ao seu potencial de expansão advinda do facto de ser uma tecnologia emergente em estado pré-comercial, o desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante não deverá ser enquadrado somente numa perspetiva de capacitação endógena para aplicação na estratégia energética portuguesa.

Constitui, sobretudo, uma inovadora política industrial focada na criação de uma nova fileira exportadora de potencial elevada rentabilidade, captadora de investimento estrangeiro, criada a partir de um significativo esforço em I&D realizado pelo país nos últimos 10 anos, assente num recurso estratégico: o mar.

Sendo assim, num cenário minimalista, Portugal avançar para um parque eólico *offshore* flutuante demonstrador (o Windfloat Atlantic, com 25 MW de potência instalada), de cariz pré-comercial, é um movimento estratégico estruturador da capacidade exportadora de uma tecnologia de elevado valor acrescentado, com potencial procura elevada no mercado internacional.

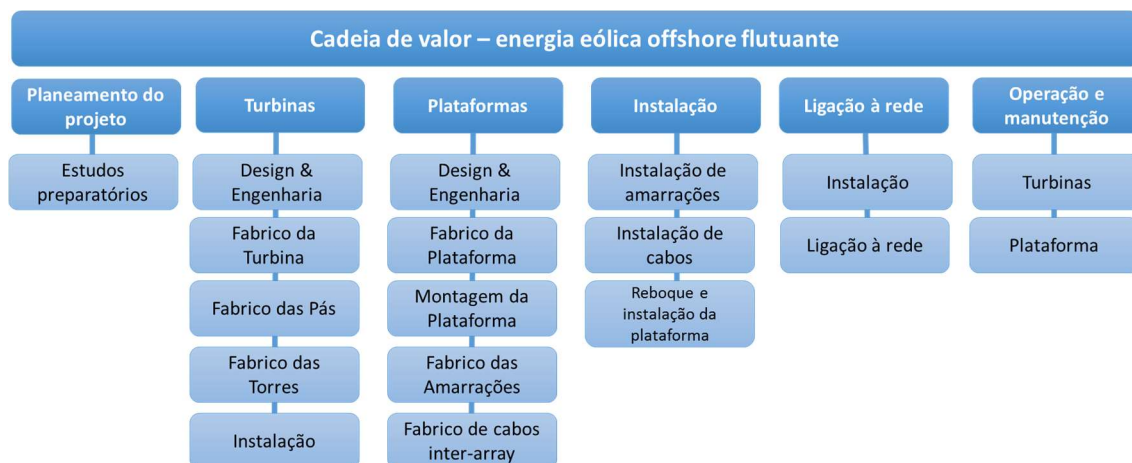
Um parque eólico *offshore* flutuante demonstrador irá criar dinâmicas de geração de know-how tecnológico, de I&D aplicada e de investimento que potencialmente fixarão em Portugal partes da cadeia de valor em virtude das vantagens competitivas do país para este tipo de indústria:

- Posicionamento geoestratégico no Atlântico
- Condições naturais de desenvolvimento da tecnologia únicas, com bons recursos oceânicos e eólicos para a realização de testes em diversos tipos de condições atmosféricas
- Existência de portos e estaleiros ao longo da costa
- Competências industriais e científicas com *know-how* reconhecido internacionalmente
- Capital humano qualificado e a custos competitivos

Um racional similar poder-se-á aplicar à energia das ondas, não para um modelo exportador destinado a projetos de exploração comercial na fase atual, mas sim para a produção de equipamentos e prestação de serviços (testes, por exemplo) direcionados para a I&D deste tipo de tecnologia.

Potencial exportador segundo a capacidade de incorporação nacional na cadeia de valor

Infere-se assim que o potencial exportador de maior escala, no curto prazo, situa-se na eólica *offshore* flutuante. De seguida apresenta-se novamente um esquema resumido da cadeia de valor desta tecnologia:



Em jeito de resumo, para consolidar uma nova fileira exportadora no emergente sector energético oceânico renovável, segundo as análises do Grupo de Trabalho produtor deste documento e do estudo da PWC, o maior potencial exportador do tecido industrial português no segmento da energia eólica *offshore* flutuante situa-se nos seguintes segmentos:

Segmento Turbinas

Constituído por empresas estabelecidas em Portugal através do desenvolvimento do sector eólico *onshore*; para estas, a aquisição de novos mercados realiza-se através da entrada no segmento *offshore*. Atualmente exportam 90% da sua produção. Os componentes dos modelos *offshore* têm de ser produzidos nos portos, pois são transportados por via marítima dado o elevado comprimento das pás que não permite o seu transporte por terra. Portanto, esta indústria também é indutora de produção de novas especializações nos portos nacionais.

Sub-Segmentos	Empresas com capacidade de incorporação nacional
Fabrico da turbina	Enercon, RIA Blades (Sevion)
Fabrico das pás	Enercon, RIA Blades (Sevion)
Fabrico da torre	ASM Energia, Tegopi, Martifer Energy Systems

Segmento Plataformas

A indústria metalomecânica é a responsável pela produção dos componentes das plataformas. A experiência adquirida no protótipo Windfloat já permite aos *players* nacionais concorrerem a projetos de energia *offshore* internacionais. A montagem das plataformas flutuantes é realizada nos portos e estaleiros. Por isso, será mais eficiente a instalação de empresas e fábricas nestas localizações, focadas na exportação para um mercado de grande dimensão e em expansão.

Amarrações: Nas zonas de grande profundidade, é necessário ancorar os dispositivos flutuantes através da utilização de amarrações. Existem em Portugal empresas com *know-how* e capacidade de produção para *offshore*, com reputação internacional.

Cabos *inter-array*: Os cabos submarinos são utilizados para produzir energia, desde os dispositivos de produção até ao ponto de ligação à rede elétrica de destino. A expansão da eólica *offshore* flutuante vai aumentar a procura deste tipo de equipamentos. A Solidal é a primeira empresa do mundo a produzir um cabo dinâmico para uma plataforma flutuante. Existem empresas com potencial de especialização neste segmento. Devido à enorme extensão do cabo, é uma produção fabril que também tem de estar localizada nos portos, para que o equipamento possa ser colocado diretamente no navio de instalação.

Sub-Segmentos	Empresas com capacidade de incorporação nacional
Fabrico e montagem da plataforma	ASM Energia, Tegopi, Grupo AMAL
Fabrico de amarrações	Lankhorst Euronete; Oliveira & Sá
Fabricação de cabos <i>inter-array</i>	Solidal, Cabelte

Portos: uma valência estratégica para uma nova indústria exportadora

Conforme se verifica, para materializar este potencial exportador, os portos são estruturas essenciais para o desenvolvimento das energias renováveis *offshore*, pois constituem as zonas de fabrico, de instalação, de manutenção e de reparação dos dispositivos de produção energética e equipamento associado. Esta nova atividade industrial ajudará a revitalizar a indústria naval portuguesa e a aumentar a dinâmica económica da rede portuária.

A partir da análise dos capítulos anteriores, de seguida é apresentada uma lista dos principais portos e estaleiros marítimos portugueses com potencial vocação para a indústria da energia eólica *offshore* flutuante e também para a energia das ondas quando esta tecnologia atingir uma fase de maior maturidade:

- Viana do Castelo – local onde será instalado o Windfloat Atlantic. Acesso a ventos *offshore* e boa amplitude das marés.
- Aveiro – Localização da fábrica de energia *offshore* da ASM Energia (região onde foi fabricado o recente protótipo da Corpower, em conjunto com a start-up portuguesa Composite Solutions).
- Peniche – Estaleiros Navais de Peniche têm participado ativamente em projetos de energia renovável *offshore*, nomeadamente de energia das ondas, com dois tecnólogos estrangeiros (AW Energy e Bombora) a desenvolverem projetos de desenvolvimento tecnológico nesta região. É necessário investir na melhoria de condições do porto.
- Setúbal – local de montagem do protótipo Windfloat. Potencial para montar plataformas, mas não as turbinas, devido a limitações de profundidade
- Sines – capacidade para acolher indústrias necessárias ao *offshore*

As capacidades industriais e portuárias descritas anteriormente deverão funcionar de forma profundamente articulada com o sistema científico e tecnológico nacional e internacional, pois é uma atividade estratégica para a criação e consolidação de conhecimento diferenciador que permitirá otimizar a tecnologia, ganhando competitividade e potenciando a capacidade exportadora nacional.

A oportunidade de duplicar o peso da indústria naval

O estudo da PWC estimou o potencial de impacto económico que exportação de energia eólica *offshore* flutuante que pode ser ganho pelo tecido empresarial nacional. Para o efeito, a metodologia de cenarização levou em conta a capacidade planeada nacional e internacional de instalação de potência de eólica *offshore*, a capacidade nacional de produção de componentes, o valor financeiro médio que as empresas poderão gerar e a quota de mercado internacional com potencial de conquista (foi assumido como objetivo a quota que a indústria portuguesa tem atualmente no mercado europeu, mas não se assumiu vendas para o resto do mundo).

Foram elaborados três cenários para a produção de turbinas e pás: Base, Baixo (pessimista) e Alto (otimista). Na sua elaboração todos os pressupostos foram mantidos constantes, com exceção da quota de mercado de Portugal no mercado europeu, a qual varia conforme os cenários¹⁵. A explicação metodológica do estudo refere que a estimativa dos impactos económicos indireto e induzido na economia pela dinamização o sector da energia eólica *offshore* flutuante foi mensurada através de multiplicadores obtidos da matriz output-input de Portugal de 2011 disponibilizada pela OCDE.

Os resultados demonstram que mesmo na projeção pessimista - Cenário Baixo -, a curto prazo (em 2020), a atividade industrial exportadora da energia eólica *offshore* flutuante gerará 280 milhões de euros em valor acrescentado bruto (VAB) e 1500 novos empregos diretos, com uma contribuição para o crescimento da balança comercial em 118M€. Isto significa duplicar o VAB atual da indústria naval portuguesa, que atualmente se situa nos 119M€, segundo os últimos dados da conta-satélite do Mar do INE.

Por sua vez, o exercício de projeção, para 2020, no Cenário Base, indica um crescimento do VAB de 378M€, com a criação de 2000 empregos diretos e de 151M€ na balança comercial, enquanto que o do Cenário Alto aponta para um aumento do VAB em 603M€, dinamizando 2700 novos empregos diretos, criando um impacto positivo na balança comercial de 236M€.

A seguir é apresentado um sumário do potencial de retorno do investimento a realizar pelo Estado para criar as condições de crescimento sustentável do novo Cluster industrial exportador da energia eólica *offshore* flutuante:

Potencial de retorno do investimento do arranque do Cluster exportador Energia Eólica Offshore Flutuante para 2020: Parque Eólico Offshore Flutuante Windfloat Atlantic#

Potência instalada: 25 MW Produção: 78 GW/h/ano Duração: 20 anos Investimento total: 115M€ Custo de produção total (anual): 13,3M€ (267M€ em 20 anos) Custo anual suportado em tarifa do WFA¹: 8,6M€ Custo anual de mercado²: 4M€ Sobrecusto anual suportado pela tarifa do WFA²: 4,6M€ Sobrecusto anual suportado pelo consórcio WFA³: 4,7M€	Valor de tarifa atribuído ao WFA¹: 109€ MW/h Exemplo de repartição de acordo com o modelo de financiamento proposto pelo Grupo de trabalho para projetos futuros (por MW/h): - Sistema energético (remuneração pelo mercado): 50€ + - Tarifa de aprendizagem: 15€ + Apoios fundos públicos, comunitários e incentivos fiscais: 44€ ou 59€ repartidos por apoios fundos públicos, comunitários e incentivos fiscais
---	--

(1) Conforme Portaria n.º 202/2015 de 13 de julho, Despacho n.º 12573/2015 e Despacho n.º 11000/2015, no valor de 109 €/MWh.

(2) Diferença entre o custo anual suportado pela tarifa (8,6M€) e o custo de mercado da energia produzida (50€/Mwh*78750Mwh= ~4 M€).

(3) Diferença entre o custo anual de produção (13,3M€) e o custo anual suportado pela tarifa (8,6M€)

¹⁵ Quota de Mercado (QM) Europeu Cenário Base: 0% na fabricação de aerogeradores, 6% na fabricação de pás e 9% na fabricação de torres. QM Europeu Cenário Baixo: 0% na fabricação de aerogeradores, 0% na fabricação de pás e 9% na fabricação de torres. QM Europeu Cenário Alto: 6% na fabricação de aerogeradores, 6% na fabricação de pás e 9% na fabricação de torres.

Investimento a realizar pelo Estado*		Potencial de retorno do investimento do Estado*	
Cabo submarino <i>offshore</i> (investimento em 2017)	23M€**	Geração de VAB Anual	280M€
Apoios Prémios Produção (anual, início 2017)	4,6M€	Geração de empregos diretos	1500
		Aumento da receita fiscal Anual	17M€
Total (até 2020)	36,8M€	Aumento Balança Comercial Anual	118M€

*Para atingir objetivos do Cenário Baixo 2020 do estudo PWC, ou seja, a projeção mais conservadora e pessimista

**Montante estimado e valor final dependente da realização dos estudos geotécnicos

#Consórcio já assegura 53% do investimento necessário

O estudo da PWC não caracterizou o impacto da energia das ondas dado que o seu estado de desenvolvimento tecnológico não permite recolher dados fiáveis da sua contribuição para o desenvolvimento económico do país.

No entanto, tendo em conta a semelhança de tecnologias, componentes e operações *offshore*, reforçadas por uma ainda maior capacidade científica e industrial nacional, é de prever um nível de contribuição semelhante quando se atingirem níveis de potência instalada e de maturidade tecnológicas semelhantes às atuais da eólica *offshore*. Por outro lado, há claras sinergias entre as duas atividades, quer em relação ao desenvolvimento tecnológico, quer da cadeia de valor.

8.8. Recomendações para atração de investimento, maximização de valor na cadeia de fornecimento e redução de risco de mercado

Há uma clara oportunidade de atrair para Portugal projetos de teste, demonstração e validação tecnológica da ordem de 260 milhões de euros a serem concretizados até 2020 (vide Tabela A.1). A concretização destes projetos em Portugal e a construção de valor à sua volta deve ser uma prioridade do Grupo de Trabalho em Energia Renovável Marinha. Recomenda-se a implementação das seguintes medidas:

1. Concretização da ligação elétrica *offshore* em Viana do Castelo, para serviço do parque WindFloat Atlântico e para suporte da instalação dos 430 MW requeridos até 2030.
2. Definição dum esquema claro e atrativo, face à oferta de outros países, de apoios financeiros e sua promoção junto de tecnólogos, promotores e investidores, combinando financiamento a fundo perdido, empréstimos reembolsáveis, tarifa e incentivos fiscais para os primeiros 50 MW de energia renovável marinha a instalar em Portugal. Idêntico, adaptado à maturidade tecnológica e redução de custos e riscos, para os seguintes 430 MW por tranches de 50 MW.
3. Extensão do regime de licenciamento da Zona Piloto de São Pedro de Moel aos restantes centros de teste em Portugal (Peniche, São Pedro de Moel, Aguçadoura e Viana do Castelo) para a fase de desenvolvimento, teste, demonstração e validação tecnológica e comercial e sua promoção conjunta; considerar a oportunidade de construir um centro de testes à escala 1:2 no porto de Sines, o que a um custo reduzido e permite oferecer a gama completa de serviços. Portugal ganha em oferecer o conjunto de

centros de teste, dada a diversidade de condições naturais e de infraestrutura que lhes estão associadas.

4. Disponibilização de informação de forma amigável a potenciais tecnólogos, promotores e investidores, quanto a dados de recurso, batimetria, tipo de fundos, biologia, pontos de ligação, cadeia de fornecimento, processo de licenciamento, apoios financeiros, etc. nos centros acima referidos. Esta informação deve justificar tecnicamente as vantagens dos centros portugueses face aos centros competidores.
5. Dinamização de uma entidade que promova Portugal e os centros mencionados nos termos acima referidos como a melhor opção para as fases de teste, demonstração, validação e desenvolvimento pré-comercial.

As medidas acima sugeridas têm por objetivo atrair investimento, mas, em si, não asseguram a criação de valor nacional nos projetos que se atraíam. Para tal sugerem-se as seguintes medidas:

6. Em relação ao Portugal 2020:
 - a. Apoiar especificamente o desenvolvimento de produtos e serviços inovadores de apoio às energias renováveis marinhas e ao empreendedorismo neste setor.
 - b. Promover uma abordagem integrada ao setor em vez de projetos avulso.
 - c. Adequar a regulamentação dos concursos e a avaliação das propostas a tecnologias complexas em fase inicial de desenvolvimento (TRL 7 a 9). Neste sentido, deve ser requerida evidência de que o processo de desenvolvimento tecnológico cumpriu normas internacionais de boas práticas e, em caso de mérito onde sobreviva alguma dúvida, aprovação condicionada, sujeita à validação da tecnologia por uma entidade credível independente (financiada pelo Portugal 2020 como primeira fase do projeto).
 - d. Promover estudos de mercado e estratégicos relacionados com mercados secundários para as energias renováveis marinhas, incluindo a produção de hidrogénio.
 - e. Tendo também em conta que a intensidade do recurso eólico *offshore* nacional não é mais elevada do que a dos nossos vizinhos, pelo que o potencial de exportação energética merece estudo adicional.
7. Reforço de infraestruturas de I&D em Portugal com impacte direto nos serviços de I&D colmatando as lacunas identificadas (ver secção 8.4).
8. Criação um fundo de capital de risco para apoio ao desenvolvimento de tecnologias portuguesas em fases de baixa maturidade tecnológica.
9. Criar grupo permanente (administração, empresas, centros de I&D) para monitorizar evolução das energias renováveis marinhas e propor medidas.

A concluir formulam-se as três perguntas essenciais, a que se espera ter dado resposta: i) qual a sequência de projetos que devem ocorrer em Portugal para assegurar o desenvolvimento duma cadeia de fornecimento baseada no conhecimento e em mão-de-obra qualificada? ii) como conseguir atrair para Portugal esses projetos? e iii) como conseguir criar valor em torno desses projetos?

Bibliografia

- [1] – Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, IRENA, Wind Power, 2012, https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-wind_power.pdf
- [2] – Observatório Tecnológico para as Energias Offshore, INEGI, 2012, <http://oteo.inegi.up.pt/?codNode=358>
- [3] – UK Offshore Wind: Opportunity, Costs & Financing, DB Climate Change Advisors, 2011.
- [4] – Offshore Renewable Energy Catapult, “Typical costs for Offshore Wind Farm”, https://www.google.pt/search?q=offshore+wind+turbine+opex&espv=2&biw=1366&bih=643&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiY0eKznKzMAhXEOiYKHxcwAgEQ_AUIBigB#imgrc=fjby5kyyTyWORM%3A
- [5] – Wind in our Sails: The coming of Europe’s offshore wind energy industry, EWEA, 2011, https://books.google.pt/books?id=Oonk8ID513cC&pg=PA36&lpg=PA36&dq=offshore+wind+turbine+marine+contractors&source=bl&ots=G5PF2v_GHo&sig=7c3SjWe0PoKAH9skGVM5czbkdUs&hl=pt-PT&sa=X&ved=0ahUKEwi-vsCB4rHMAhVJuoMKHVdJBtUQ6AEIXzAG#v=onepage&q=offshore%20wind%20turbine%20marine%20contractors&f=false
- [6] – The European offshore wind industry – key trends and statistics 2014, EWEA, 2014.
- [7] – Ocean Energy: Cost of Energy and Cost Reduction Potential, SI Ocean project/IEE, 2013, http://www.si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/CoE%20report%203_2%20final.pdf
- [8] – Caracterização e impacte duma abordagem integrada para o desenvolvimento da energia das ondas no âmbito do Portugal 2020, WavEC, Relatório interno, 2015.
- [9] – The Windskill Initiative: A Systematic Approach to Wind Energy Qualifications, Project no. EIE/06/051/512.444469, 2009, https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/final_report_the_windskill_initiative.pdf
- [10] – “The Potential of power-to-gas – Technology review and economic potential assessment”, Enea, Consulting/Foundation Tuck/eit – KIC-InnoEnergy, Janeiro 2016.
- [11] – Relatório final do projeto SOWFIA, <http://sowfia.eu/>
- [12] – J. Fitzgerald e B. Bolund, Technology Readiness for Wave Energy Projects; ESB and Vattenfal classification system, ICOE 2012, https://www.researchgate.net/publication/267403792_Technology_Readiness_for_Wave_Energy_Projects_ESB_and_Vattenfall_classification_system
- [13] – Oceans of Energy?: the non-linear trajectory of the emerging wave energy technology, http://dinamiacet.iscte-iul.pt/wp-content/uploads/2016/01/DINAMIA_WP_2015-07.pdf
- [14] – Renewable Energy and Jobs, IRENA, 2012, <https://www.google.pt/webhp?sourceid=chrome-instant&ion=1&espv=2&ie=UTF-8#q=renewable%20energy%20and%20jobs%20annual%20review%202015>

[15] – Impacto macroeconómico do setor da eletricidade renovável em Portugal, Deloitte/APREN, 2014, ISBN 978-989-98650-2-0.

[16] – Wind Energy scenarios for 2030, EWEA, 2015, <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf>

Anexos

Tabela A.1 – Avaliação da capacidade nacional para participação na cadeia de valor das energias renováveis marinhas [2]

Área		I	II	Observações
Centros de I&D				Em Portugal existem competências bem estabelecidas em: - Análise estratégica; - Caracterização do recurso energético; - Caracterização geofísica e geotécnica; - Impacte ambiental; - Projetos de engenharia; - Modelação numérica; - Modelação experimental; - Análise técnico-económica; - Análise de Planeamento e logística; - Instrumentação e monitorização; - Manutenção preventiva; - Prototipagem; - Formação. Na área das energias renováveis , Portugal é uma referência internacional. Foram encontradas limitações no que diz respeito a infraestruturas de teste laboratorial.
Indústria	Maquinaria e equipamentos elétricos			Em Portugal existem competências em: - Geradores rotativos; - Transformadores de tensão; - Eletrónica de potência; - Órgãos de manobra; - Aparelhagem de proteção; - Sistemas de automação. Existe elevado <i>know-how</i> em Portugal passível de ser transferido para o sector das renováveis offshore. Como exemplo cita-se o desenvolvimento integral do sistema de aproveitamento e transmissão de energia elétrica de central de ondas da ilha do Pico e o fornecimento da subestação elétrica na Aguçadora, atual localização do WindFloat. A dimensão da capacidade de resposta dos <i>players</i> pode ser facilmente expandida num contexto favorável.
	Cabos elétricos submarinos			Em Portugal existem competências no projeto e fabrico de cabos elétricos submarinos estáticos e dinâmicos. Apesar de existirem competências de elevado valor acrescentado, existe apenas um <i>player</i> relevante, que tem estado ativo no setor renovável, a empresa Solidal. No entanto, a dimensão da empresa relativamente aos <i>players</i> internacionais faz com que o seu posicionamento no mercado se centre no desenvolvimento de soluções personalizadas, em oposição à produção em massa.
	Cordoaria			Em Portugal existem competências na fabricação da cordoaria para o setor de petróleo e gás offshore que podem de forma relativamente simples ser transferidas para o renovável offshore. Existem participações pontuais em projetos de energia renovável .

	Correntes e Ancoras		Não foi identificado em Portugal nenhum <i>player</i> com competência de fabrico de correntes ou ancoras. O fornecimento destes componentes é importado.
	Industria Naval		Em Portugal, existem competências para responder transversalmente às solicitações do setor desde a conceção à montagem. A renovação recente do setor, com o envolvimento da indústria metalomecânica ativa em fornecimentos de energia renovável offshore e módulos para o petróleo e gás abre boas perspetivas. Existem, contudo, carências técnicas na capacidade de elevação nos estaleiros, na dimensão das docas inundáveis e non calado máximo para acesso. Em geral oos estaleiros não estão preparados para proceder ao fabrico e montagem dos dispositivos.
	Metalomecânica		Existe em Portugal competências para responder ao fabrico de estruturas metálicas fixas e flutuantes, plataformas e boias para o setor das energias <i>offshore</i> .
	Materiais compósitos		Há capacidade nacional para o projeto e construção de cascos em materiais compósitos.
	Betão		Há capacidade nacional para o projeto e construção de estruturas marítimas em betão.
	Portos		Existem em Portugal competências para responder ao setor renovável marinho. A baixa taxa de atividade de alguns portos deve ser vista como uma oportunidade. As condições geográficas são muito favoráveis para o desenvolvimento do setor e para a integração de novos <i>clusters</i> industriais junto aos portos. Como principal limitação, há a assinalar profundidades relativamente baixas nos canais de navegação, e limitações na capacidade de elevação necessária, em particular, para o eólico .
	Transporte Terrestre		O transporte terrestre está preparado para responder às solicitações do setor.
	Embarcações		Em Portugal encontra-se disponibilidade de: - Navios oceanográficos; - Rebocadores; - Embarcações não profissionais para transporte de pessoal. Há limitações grandes em termos de embarcações para operações marítimas de colocação e remoção de dispositivos, acesso de pessoal às plataformas, ROVs, etc. Tradicionalmente, estes meios são deslocados para Portugal nos projetos que foram cá testados.

Classificação I	Classificação II
 Não são reconhecidas competências nacionais	 Não existe registo de participações em projetos de energias renováveis
 Existem recursos e competências que podem ser potenciadas	 São identificadas participações, geralmente pontuais, em projetos de energia renováveis
 A área está preparada para fornecer o setor em larga escala	 São identificadas participações contínuas em projetos de energia renovável . Existe experiencia relevante no sector.

