

Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de
centros eletroprodutores baseados em fontes de energias
renováveis de origem ou localização oceânica
(Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro)

Versão final

Maio, 2023

Sumário Executivo

O Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica foi constituído através do despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro.

Em resposta à emergência climática, as fontes de energia renovável (FER) *offshore*, em particular a eólica, têm grande potencial para desempenhar um papel central na transição energética dos países costeiros permitindo a descarbonização dos sistemas eletroprodutores. O desenvolvimento destas fontes de energia apresenta igualmente um elevado potencial de prosperidade económica e social das zonas costeiras, incluindo atividades industriais e serviços especializados de engenharia. Contudo, para concretizar todo o potencial expectável e atingir uma capacidade instalada de eólico *offshore* de 10 GW, atribuída através de procedimentos concorrenciais até 2030, é crucial definir uma abordagem para o planeamento e implementação de projetos baseados em FER-*offshore*, que permita reduzir riscos para os promotores enquanto alavanca todo o valor económico para a sociedade. No caso português, esta abordagem requer uma estreita articulação entre as áreas governativas com competências nas matérias em análise para o sucesso na sua concretização.

A missão estabelecida no despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro prevê, neste sentido, a elaboração de *“um relatório com contributos e recomendações que respondam aos objetivos especificados”* no ponto número 2 do despacho. Assim, no âmbito das atividades procedeu-se a elaboração de um relatório por Subgrupo, bem como a elaboração do presente relatório final que resulta da compilação dos relatórios de cada Subgrupo.

O Grupo de trabalho elaborou uma proposta preliminar das áreas especializadas que, através do Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro, esteve em audição pública entre 30 de janeiro e 10 de março, com vista a formulação de sugestões e recolha de contributos. Foi apresentada uma versão atualizada da proposta preliminar, tendo em conta a evolução dos trabalhos da Comissão Consultiva do Plano de Afetação de áreas marítimas para exploração de energias renováveis (PAER), e acautelando os contributos recebidos na audição pública prevista no Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro, bem como, nas reuniões realizadas com o setor da pesca.

O PAER, cuja elaboração pela DGRM, e apoio e acompanhamento pela Comissão Consultiva, é determinada pelo Despacho n.º 4760/2023, de 20 de abril, está a ser desenvolvido em estreita

articulação com a avaliação ambiental estratégica em curso, prevendo-se a sua aprovação no último trimestre de 2023.

identificaram-se dois modelos concorrenciais passíveis de ser implementados para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal: o modelo que se designa do **tipo centralizado**, que pressupõe a atribuição de um mecanismo de apoio à produção de eletricidade; e o que se designa do **tipo descentralizado**, que não tem associado o referido mecanismo. A implementação destes modelos pode ser individual, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente.

Foram estudadas arquiteturas alternativas da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) *offshore*, considerando para esse efeito os custos com o seu estabelecimento, exploração, perdas e descomissionamento, bem como os aspetos de fiabilidade do desempenho esperado da rede, os impactos ambientais e os impactos nas demais atividades presentes no mar e em terra. Foram igualmente estudadas preliminarmente as localizações das novas instalações onde serão estabelecidos os pontos de interligação com a rede onshore.

Procedeu-se à identificação das necessidades de desenvolvimento das infraestruturas portuárias e, tendo em conta as suas características, sinalizou-se a premência da especialização de cada porto para suporte à construção e manutenção dos futuros parques eólicos.

O Grupo de Trabalho recomenda que:

- Seja disponibilizada, numa primeira fase, uma capacidade até 3,5 GW em Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz, sujeita a um ou mais procedimentos concorrenciais. A restante capacidade deverá ser atribuída em fases subsequentes, até 2030, perfazendo 10 GW;
- O desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal prossiga um modelo concorrencial, independentemente do seu grau de centralização e do modelo de remuneração da eletricidade associado;
- O primeiro procedimento concorrencial, que será aberto até ao final de 2023, se inicie com uma fase de pré-qualificação de duração não inferior a três meses;
- Seja adotada uma arquitetura de rede que recorre a subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho, para agregação da ligação dos centros electroprodutores com vista à redução da quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra, com maior ou menor agregação, que permitam soluções topológicas que dependerão

do grau de resiliência pretendido para a rede, no seu todo, a falhas nos seus componentes. A adoção de soluções normalizadas e não customizadas caso-a-caso, quer para as subestações *offshore*, quer para os cabos submarinos, poderá constituir um fator crítico de decisão tendo em conta os efeitos de escala que permitem.

- Seja desenvolvida uma estratégia para a fixação da fileira industrial do eólico *offshore*, tendo sido iniciada uma análise preliminar ao panorama nacional e internacional.

O Grupo de Trabalho irá continuar os trabalhos técnicos até ao final do mês de setembro, articulando as componentes referentes à definição das áreas especializadas para a produção de energia eólica *offshore*, à definição dos modelos de procedimento a utilizar e às necessidades de desenvolvimento das infraestruturas elétricas e portuárias.

Índice

Sumário Executivo.....	i
Lista de abreviaturas e acrónimos	v
1. Introdução.....	6
1.1 Enquadramento do Grupo de Trabalho.....	7
1.2 Constituição e funcionamento do Grupo de Trabalho	8
1.3 Cronograma dos trabalhos.....	9
2. Síntese dos trabalhos do Subgrupo 1	10
2.1 Proposta preliminar de áreas especializadas e dos pontos para ligação.....	10
2.1.1 Metodologia utilizada na espacialização das áreas	10
2.1.2 Proposta de áreas especializadas	10
2.2 Audição pública.....	13
2.3 Redesenho da proposta preliminar de áreas.....	14
2.4 Proposta de sequenciação temporal das áreas preferenciais	16
2.5 Proposta dos pontos para ligação à RNT	17
2.6 Lacunas de informação	18
3. Síntese dos trabalhos do Subgrupo 2	19
3.1 Proposta para a Atribuição de Títulos.....	19
3.2 Rede <i>offshore</i> e ligação aos pontos de interligação da RNT em terra.....	21
4. Síntese dos trabalhos Subgrupo 3.....	24
4.1 Valências dos Portos em Portugal Continental para o sector eólico <i>offshore</i>	24
4.2 Cadeia de valor industrial do setor eólico	28
4.2 Panorama atual da Indústria.....	28
5. Recomendações do Grupo de Trabalho.....	29
5.1. Proposta de sequenciação temporal das áreas	29
5.2 Modelos concorrenciais.....	31
5.3. Integração no Sistema Elétrico e Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.....	32
5.4 Infraestruturas Portuárias.....	33
Referências.....	36
Anexo I - Relatório Subgrupo 1	37
Anexo II - Relatório Subgrupo 2	173
Anexo III - Relatório Subgrupo 3	254

Lista de abreviaturas e acrónimos

CE	Centrais eólicas
CfD	<i>Contract for Difference</i> (prémio fixo por diferenças)
EI-ERO	Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas
EMN	Espaço Marítimo Nacional
FER	Fontes de Energia Renovável
HVDC	<i>High-voltage direct current</i> (corrente contínua em alta tensão)
LCOE	<i>Levelised Cost of Electricity</i> (custos nivelados de eletricidade)
LOA	Comprimento de fora a fora
MT	Mar territorial
NEPS	Número de horas equivalente à potência nominal
ORT	Operador da rede nacional de transporte
PAER	Plano de Afetação de Energias Renováveis
PSOEM	Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
RNT	Rede nacional de transporte de eletricidade
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SG	Subgrupo
SIC	Sítio de Interesse Comunitário
TCTF	Quadro Temporário de Crise e Transição
TRC	Título de Reserva de Capacidade
TUPEM	Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo Nacional
UPAC	Unidade de produção para autoconsumo
Z.H.	Zero Hidrográfico
ZEE	Zona Económica Exclusiva
ZPE	Zona de Proteção Especial

1. Introdução

O Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica foi constituído através do despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro [1]. Tem na sua missão proceder a elaboração de um relatório com contributos e recomendações que respondam aos seguintes objetivos:

“a) Propor um conjunto de áreas especializadas nos termos do Plano de Afetação que se encontra em elaboração, com indicação dos pontos de interligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), a afetar a centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica, no âmbito do Plano de Situação de Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM), distinguindo áreas «preferenciais», tal como definidas no plano REPowerEU;

b) Propor a sequenciação temporal das áreas referidas na alínea a), estabelecendo potências indicativas a atribuir às mesmas, no âmbito do lançamento de procedimentos concorrenciais para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) aos centros eletroprodutores e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados;

c) Propor o modelo para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) a centros eletroprodutores referidos na alínea anterior, e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados, com base num benchmarking internacional;

d) Propor o modelo técnico e de investimento para o desenvolvimento da infraestrutura elétrica offshore e onshore necessária à entrada em exploração dos centros eletroprodutores referidos na alínea a), atendendo à sequenciação referida na alínea b), bem como ao aumento da procura de eletricidade verde esperado como consequência dos investimentos industriais previstos para o território nacional, nomeadamente para a produção de hidrogénio e derivados;

e) Avaliar as necessidades de desenvolvimento das infraestruturas portuárias quer para a fase de construção dos centros eletroprodutores, quer para o desenvolvimento de uma fileira industrial nacional baseada em FER-offshore, à luz da EI-ERO;

Ainda de acordo com o despacho foram criados três subgrupos:

- **Subgrupo 1, liderado pela Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos**, cujos objetivos são os estabelecidos nas alíneas a) e b);
- **Subgrupo 2 liderado pela Direção-Geral de Energia e Geologia**, cujos objetivos são os estabelecidos nas alíneas c) e d);
- **Subgrupo 3, liderado pela Associação dos Portos de Portugal** cujo objetivo é o estabelecido na alínea e).

O presente relatório visa efetuar um resumo dos diferentes aspetos analisados pelo Grupo de Trabalho por forma a cumprir os objetivos anteriormente referidos. Neste sentido, é efetuado em primeira instância um enquadramento do Grupo de Trabalho. Nos capítulos seguintes apresenta-se uma síntese dos trabalhos desenvolvidos em cada Subgrupo. Face aos elementos analisados são apresentados no final as conclusões e recomendações do Grupo de Trabalho.

1.1 Enquadramento do Grupo de Trabalho

Uma das principais metas estabelecidas pelo Governo português é aumentar a contribuição das energias renováveis na produção de eletricidade para 80% até 2026, quatro anos antes da meta estabelecida pelo Plano Nacional de Energia e Clima 2030 [2]. Esta meta, instrumental para acelerar a transição energética e permitir a neutralidade carbónica em 2050, está alinhada com as prioridades do Pacto Ecológico Europeu, que visa tornar a Europa no primeiro continente com impacto neutro no clima e reduzir as emissões líquidas em pelo menos 55% até 2030 em relação aos níveis de 1990. A necessidade da transição energética tornou-se ainda mais premente no plano REPowerEU onde a Europa estabeleceu uma série de medidas para responder às dificuldades e perturbações do mercado mundial de energia causadas pela invasão da Ucrânia pela Rússia [3]. Em específico, entre outros, o plano prevê uma aposta nas energias renováveis para substituir os combustíveis fósseis, visando acabar com a dependência da União Europeia em relação aos combustíveis russos e fazer frente à crise climática.

As fontes de energia renovável *offshore*, em particular as baseadas em tecnologia eólica devido ao seu nível de maturidade, são atualmente reconhecidas internacionalmente como tendo um elevado potencial por explorar e devem por isso assumir um papel central na transição energética dos países. Portugal tem uma elevada disponibilidade de recursos energéticos *offshore*, como detalhado nos resultados do projeto "*OffshorePlan: Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*" [4],

que podem permitir fatores de capacidade de produção superiores aos observados *onshore* e a interligação com outros vetores energéticos potencializando a valor das FER *offshore*, por exemplo, através produção de hidrogénio verde.

O mercado FER *offshore* apresenta igualmente um elevado potencial de desenvolvimento económico e social das regiões costeiras, associado à localização de atividades industriais, de instalação e de logística, bem como de serviços especializados, para os quais é fundamental o adequado desenvolvimento das infraestruturas portuárias, como reconhecido na Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas (EI-ERO) [5]. A EI-ERO estabelece um plano de ação para o desenvolvimento de uma nova fileira industrial baseada em energias renováveis *offshore* e reconhece também a oportunidade de especialização dos portos e estaleiros nacionais no *cluster* emergente das energias renováveis oceânicas, mas não propõe medidas de adaptação e expansão dos mesmos para explorar todo o valor potencial para a economia nacional.

A nível internacional, nos anos mais recentes, tem-se evidenciado que o desenvolvimento FER *offshore* recorrendo a uma abordagem centralizada de planeamento e implementação apresenta uma eficácia superior na concretização dos projetos uma vez que este tipo de abordagem reduz o risco para os promotores, além de promover a endogeneização de valor económico. Nesta abordagem, o Estado, através das entidades competentes, assume a responsabilidade pelo zonamento e avaliação de áreas específicas para o desenvolvimento de projetos FER *offshore*, no âmbito dos instrumentos de ordenamento do espaço marítimo nacional e planeamento territorial em vigor. Este tipo de abordagem centralizada de planeamento e implementação pode ser exemplificada por vários países que adotaram estratégias semelhantes, como a Holanda [6] e a, Dinamarca [7] entre outros.

1.2 Constituição e funcionamento do Grupo de Trabalho

O Grupo de Trabalho foi constituído pelos seguintes elementos:

- Um representante da Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM);
- Um representante da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG);
- Um representante do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG);
- Um representante da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE);
- Um representante do operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (REN);
- Um representante da Associação dos Portos de Portugal (APP);

- Um representante da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN);
- Um representante do membro do Governo responsável pela área do mar (SEM);
- Um representante do membro do Governo responsável pela área da energia (SEEClima);
- Um representante do membro do Governo responsável pela área das infraestruturas (SEMI).

No decorrer dos trabalhos os membros nomeados para o Grupo de Trabalho foram acompanhados por técnicos das entidades que representam.

1.3 Cronograma dos trabalhos

O Cronograma de trabalhos a realizar por este Grupo foi estabelecido no Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, estabelecendo os momentos em que são devidos relatórios e respetivas responsabilidades, bem como a periodicidade das reuniões dos subgrupos, conforme se lista nos parágrafos que se seguem.

Relatórios:

- Um relatório com os contributos e recomendações decorrentes dos trabalhos realizados no âmbito dos subgrupos e respondendo aos objetivos definidos no despacho acima referido, até ao dia 31 de maio de 2023. Este relatório (que se apresenta neste documento) é da responsabilidade do LNEG e integra um sumário executivo e os relatórios elaborados pelos três subgrupos.
- Um relatório realizado pela DGRM o qual integra uma proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos identificados para ligação à RNT até ao final de 2022 (ver Anexo I).

Reuniões:

As reuniões foram realizadas com periodicidade (aproximadamente) mensal em cada subgrupo de trabalho, em modo físico e/ou híbrido em todos os subgrupos, tendo ocorrido maioritariamente em modo remoto no caso do Subgrupo 3 por facilidade de coordenação de agendas dos intervenientes e devido à dispersão territorial da localização das entidades.

Nos últimos meses, as reuniões dos Subgrupos 1 e 2 tiveram lugar em simultâneo para facilitar a interação dos trabalhos a realizar na fase antecedente à entrega do relatório final.

2. Síntese dos trabalhos do Subgrupo 1

Nesta secção apresenta-se a proposta preliminar de áreas especializadas e dos pontos para ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade desenvolvida no âmbito dos trabalhos do Subgrupo 1.

2.1 Proposta preliminar de áreas especializadas e dos pontos para ligação

2.1.1 Metodologia utilizada na espacialização das áreas

A georreferenciação das áreas propostas pelo Subgrupo 1 (SG1), resultou de um processo de decisão apoiado num Geoportal criado especificamente para os trabalhos a desenvolver (Geoportal PAER) [8] reunindo informação oriunda do Projeto OffshorePlan [4], designadamente o Atlas do Recurso Eólico ($h = 100$ m) e o Atlas do Recurso das Ondas ($h = 0$ m), e do Geoportal do Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM)¹ [9] (Figura 1). No processo de decisão foram consideradas as servidões existentes, os usos comuns do espaço marítimo, designadamente aqueles que ocorrem com maior intensidade junto à costa e nas áreas circunjacentes às áreas propostas, assim como os usos e atividades privativos previstos e pré-existent.

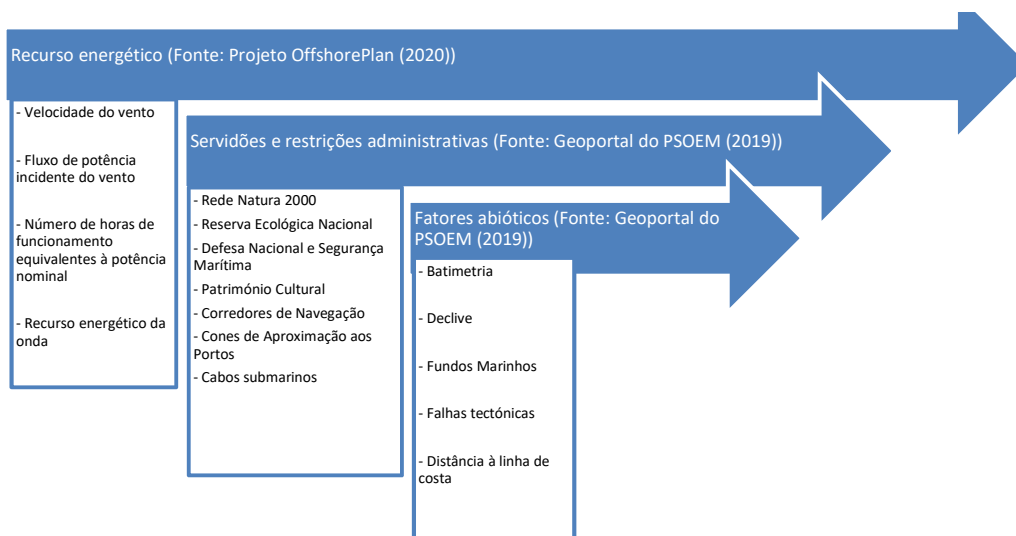


Figura 1- Processo de identificação de áreas potenciais para o aproveitamento de energia renovável.

2.1.2 Proposta de áreas especializadas

As áreas especializadas propostas pelo SG1 situam-se em zonas de maior e menor profundidade dos fundos marinhos, de modo a possibilitar uma complementaridade no aproveitamento do recurso

¹ Contém a informação geoespacializada associada ao PSOEM, nos termos previstos no anexo IV da Resolução do Conselho de Ministros n.º 203-A/2019, de 30 de dezembro, da qual faz parte integrante, cuja gestão é da responsabilidade da DGRM.

renovável e na instalação das diversas tecnologias atualmente disponíveis, encontrando-se divididas de acordo com os intervalos batimétricos:

- i) áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m (atualmente vocacionadas para turbinas eólicas com fundações flutuantes e para aproveitamento da energia das ondas);
- ii) áreas com uma profundidade máxima de 50 m (atualmente vocacionadas para turbinas eólicas com fundações fixas e para aproveitamento da energia das ondas).

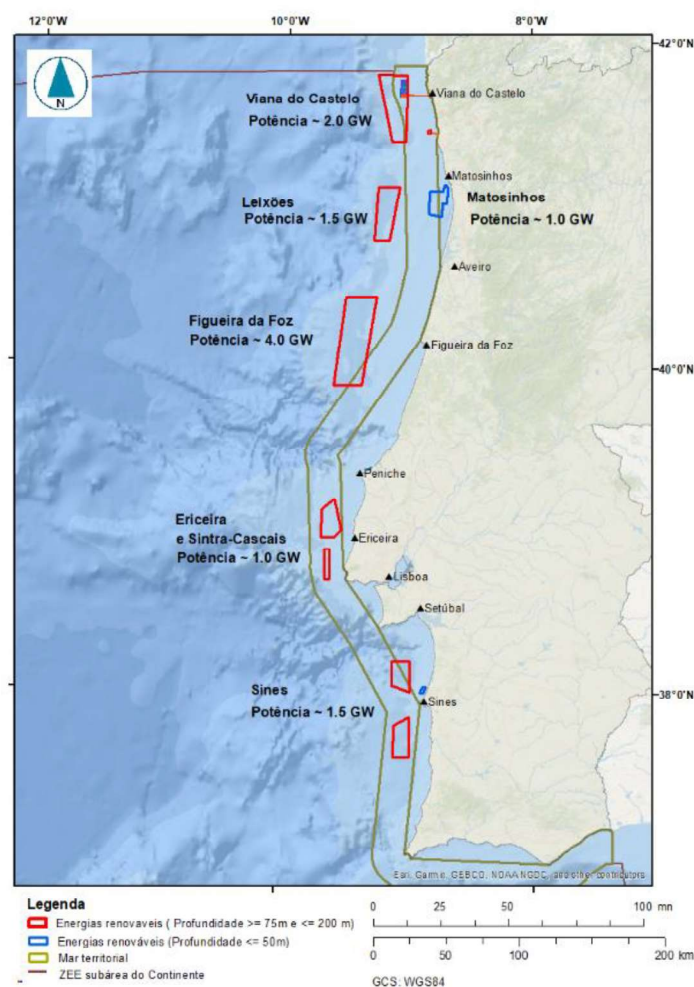


Figura 2- Áreas propostas e respetivas potências indicativas.

As áreas propostas (Figura 2) totalizam 3.393,44 km² de EMN (3.202,9 km² correspondentes a áreas situadas em profundidades entre cerca de 75 m e cerca de 200 m e 190,54 km² de áreas situadas a profundidades máximas de 50 m). Correspondem a uma ocupação de 1.350,19 km² da área situada entre a linha de costa e o limite exterior do Mar Territorial (MT) e de 2.043,25 km² da Zona Económica Exclusiva (ZEE), equivalente a, respetivamente, 5,9% e 0,71% dessas zonas marítimas. A totalidade da potência passível de ser instalada nas áreas propostas excede ligeiramente os 10 GW, aplicando uma

densidade de capacidade entre os 3 MW/km² e os 4 MW/km² [10], [11]² (Tabela 1), e uma densidade de capacidade de 5,5 MW/km² [10], [11]² (Tabela 2) nas áreas acima identificadas em i) e ii), respetivamente.

Tabela 1 - Características mais relevantes de cada área (entre cerca de 75 m e cerca de 200 m de profundidade).

Caracterização	Viana do Castelo	Leixões	Figueira da Foz	Ericeira	Sintra/Cascais	Sines (área N) / (área S)
Área (km ²)	663,00	463,36	1237,29	256,84	83,75	232,36+266,3
Potência (GW) ³	2,0	1,5	4,0	1,0		1,5
Distância mínima e máxima (mn) ⁴	10,18 e 18,07	20,25 e 27,11	19,02 e 30,03	5,65 e 12,35	5,7 e 7,8	(8,34 e 13,04) / (8,88 e 13,60)
Declive (°) [4]	< 2°	< 2°	< 2°	< 2°	< 2°	< 4°
Velocidade horizontal do vento, h100m (m/s) [4]	8,01 - 8,50	7,51 – 8,00	7,51 – 8,00	7,51 – 8,00	7,51 – 8,50	áreas N e S: 6,51-7,50
Fluxo de potência incidente do vento (W/m ²) [4]	600 - 650	500 – 600	450 - 525	450 - 500	475 - 575	áreas N e S: 350 – 400
Número de horas equivalente à potência nominal, NEPS (h/ano) sistema flutuante [4]	4000 - 4250	3600 – 3900	3600 - 3900	3800 - 4000	3800 - 4000	(3000,1 – 3400) / (3200,1 – 3400)

Tabela 2 - Características mais relevantes de cada área (profundidade máxima de 50 m).

Caracterização	Matosinhos	Sines (área de jurisdição portuária)
Área (km ²)	180,90	9,64
Potência (MW) ⁵	994,95	53,02
Distância mínima e máxima (mn) ³	1,86 e 8,98	0,96 e 2,26
Declive (°) [4]	< 2°	< 2°
Velocidade horizontal do vento, h100 m (m/s) [4]	6,01 – 7,5	6,01 – 6,5
Fluxo de potência incidente do vento (W/m ²) [4]	350,1 - 500	250,1 - 300
Número de horas equivalente à potência nominal, NEPS (h/ano) sistema fixo [4]	2800,1 - 3600	2400 - 2800

² Valores identificados incluem também *expert judgment*.

³ Para uma densidade de capacidade entre os 3 MW/km² e os 4 MW/km² [10], [11] e *expert judgment*.

⁴ Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos.

⁵ Para uma densidade de capacidade entre os 5 MW/km² [10], [11] e *expert judgment*.

2.2 Audição pública

Por Despacho n.º 1396-C/2023 [12], de 27 de janeiro, foi realizada a Audição Pública da “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”, que decorreu entre 30 de janeiro e 10 de março, com vista a formulação de sugestões e recolha de contributos. Foram rececionadas 165 participações das quais 105 são de discordância. Todas as participações foram analisadas e retirados os contributos e sugestões submetidos no âmbito do objeto da audição, constando do Relatório da Audição Pública.

A análise das participações provenientes do setor energético, permitiu constatar um forte consenso relativo às áreas de Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz (Figura 3), destacando também o consenso quanto à possibilidade do alargamento no sentido Oeste até à batimétrica dos 500 m. Relativamente às áreas da Ericeira e Sintra/Cascais, embora tenha sido reconhecido o seu potencial energético, não se verificou o mesmo nível de apoio. Nas áreas de Sines, nenhuma sugestão apresentada pelos participantes coincide integralmente com as propostas apontadas pelo SG1.

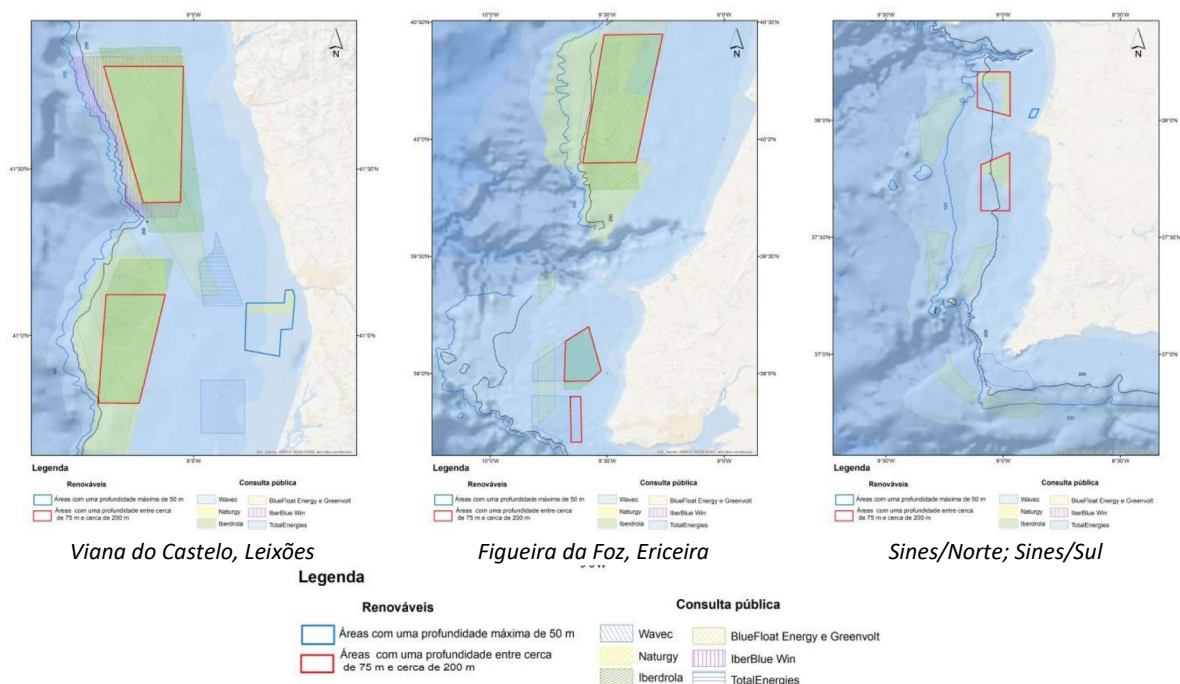


Figura 3 - Sobreposição das áreas apresentadas na Audição Pública com as áreas propostas pelo SG1.

As participações por parte do setor da pesca, foram unânimes relativamente ao não apoio da proposta de especialização, alegando a inviabilização de extensas áreas de pesca, pondo em causa a

disponibilidade de pescado, provocando impactos socioeconómicos com repercussões a nível das atividades conexas, que terão de ser necessariamente objeto de estudo.

No que diz respeito aos aspetos ambientais, foram salientados os impactos da presença dos parques eólicos a nível de todo o ecossistema marinho, e em particular nas rotas migratórias da avifauna, principalmente nas áreas mais próximo à linha de costa, e nas que coincidem ou são adjacentes à ZPE Aveiro-Nazaré, ZPE Ilhas Berlengas e ZPE Cabo Raso (áreas propostas de Ericeira e Sintra-Cascais) e na área de Viana do Castelo (pela proximidade às Rias Baixas). Foram também salientados os impactos da presença dos projetos nos cetáceos nomeadamente pela sobreposição ou localização adjacente ao sítio SIC Maceda - Praia da Vieira (áreas propostas de Matosinhos, Leixões e Figueira da Foz).

Todos os contributos da Audição Pública foram integrados nos documentos disponibilizados com a proposta de PAER aos membros integrantes da respetiva Comissão Consultiva. Durante o período da audição pública, foi também realizado um périplo subordinado ao tema Energias Renováveis Offshore: Comunidade, Sustentabilidade e Economia promovido pelo Ministério das Infraestruturas, a Secretaria de Estado do Mar e a Secretaria de Estado da Energia e Clima, com três debates temáticos que tiveram lugar nos dias 7 de março (Biodiversidade, Cascais), 9 de março (Atividades Piscatórias, Viana do Castelo) e 10 de março (Economia do Hidrogénio, Figueira da Foz).

2.3 Redesenho da proposta preliminar de áreas

No seguimento das orientações decorrentes do périplo em Viana do Castelo, a DGRM realizou com o setor da pesca um conjunto de 13 reuniões nas áreas geográficas afetadas pelas energias renováveis offshore.

Concomitantemente, o Despacho nº 4760/2023, do Ministro da Economia e Mar, de 20 de abril, atribuiu à DGRM a responsabilidade de elaborar o Plano de Afetação de áreas marítimas para exploração de energias renováveis (PAER), tendo sido submetidas, a 8 de maio, à apreciação da respetiva Comissão Consultiva, a Versão 0 do PAER com as áreas preliminarmente especializadas e dos pontos identificados para ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

Como resultado das reuniões supramencionadas realizadas com o setor da pesca, e também de reuniões de concertação ocorridas até à data em sede de elaboração do PAER, no âmbito da competente Comissão Consultiva, a DGRM redesenhou os polígonos das áreas preliminares,

mantendo as mesmas localizações e considerando as necessidades de espaço marítimo para o estabelecimento de energias renováveis até 10 GW de potência⁶ (Figura 4).

Na nova proposta foram eliminadas algumas áreas que constavam do processo de Audição Pública (Matosinhos e Sintra/Cascais), por motivos relacionados com a pesca comercial, conservação da natureza e incompatibilidade com servidões de defesa nacional. No computo geral, o total de área proposta, conforme Tabela 3, diminuiu cerca de 8%.

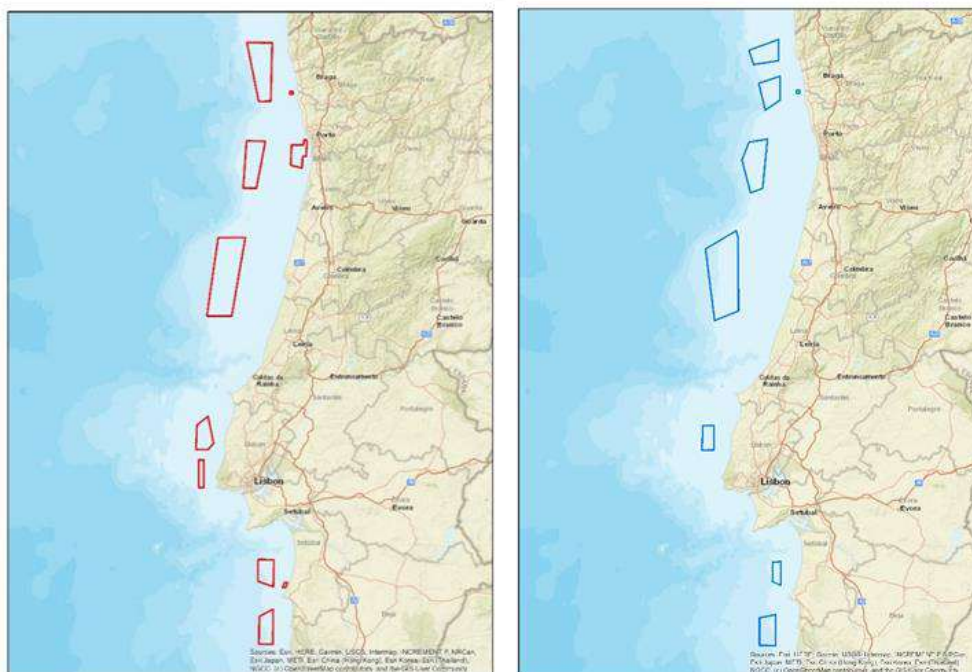


Figura 4 - Mapa com as áreas propostas submetidas a Audição Pública (esquerda) e mapa com as novas áreas propostas no âmbito dos trabalhos da Comissão Consultiva do PAER (direita).

Tabela 3- Comparação entre a dimensão da área total e da área de fundos rochosos submetidas a audição pública e a nova proposta de área.

Proposta	Área total (km ²)	Área total fundos rochosos (km ²)	% fundos rochosos
Área da Audição Pública	3393,44	588,00	17%
Nova Área	3130,00	262,00	8,4%

⁶ A nova proposta que a DGRM elaborou para a Comissão Consultiva do PAER assume a possibilidade de o desenvolvimento tecnológico permitir para um futuro próximo assumir um rácio de 3,5MW/km², em lugar dos rácios de 3,0 MW/km² a 4,0 MW/km² que serviram de base à proposta colocada em Audição Pública.

Na Tabela 4 constam a dimensão e a distância mínima e máxima à linha de costa de cada uma das áreas, assim como a potência de acordo com a possibilidade de se instalar 3,5 MW/km², e o número de lotes assumindo um valor de 500 MW de potência instalada por lote⁷.

Tabela 4- Área, distância mínima e máxima à linha de costa, potência e número de lotes de cada nova área proposta.

Novas áreas Propostas	Área (km ²)	Distância mínima e máxima ⁸ (mn)	Potência passível de ser instalada (GW)	Nº de lotes
Viana do Castelo Norte	301	6,9 e 19,5	1,01	2
Viana do Castelo Sul	294	10,5 e 17,9	0,99	2
Leixões	644	22,5 e 32,3	2	4
Figueira da Foz	1325	21,7 e 34,1	4	8
Ericeira	171	7,5 e 12,4	0,5	1
Sines Norte	102	11,5 e 17,3	0,3	1
Sines Sul	287	8,2 e 10,6	1	2
Total	3124 ⁹	-	9,8	20

2.4 Proposta de sequenciação temporal das áreas preferenciais

A aplicação dos critérios recurso energético, conflitualidade com outros usos, impactes ambientais, batimetria, declive, pré-existência de sinergias e manifestações de interesse, a cada nova área proposta, permitiu identificar as áreas preferenciais de Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz.

A proposta de sequenciação vai no sentido da disponibilização gradual das áreas propostas e dos lotes. Propõe-se que no primeiro procedimento concorrencial seja disponibilizada uma potência de até 3,5 GW, distribuídos de acordo com a Tabela 5, e que a sequência temporal dos procedimentos seguintes, assim como as áreas e os lotes a disponibilizar sejam definidos em função do grau de aprendizagem entretanto adquirido.

Na Figura 5 são apresentados os mapas com a representação indicativa dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.

⁷ O valor de 500 MW por lote tem em consideração as conclusões dos trabalhos do SG2 no que se refere à segurança do abastecimento, o *benchmark* internacional e o rácio de 3,5 MW/km².

⁸ Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal das áreas propostas.

⁹ Este valor não inclui a área ao largo da Aguçadoura.

Tabela 5 – Proposta de sequenciação temporal das áreas e dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial

Procedimento concorrencial	Áreas preferenciais	Zona das áreas preferenciais	Nº de lotes dentro da zona	Potência passível de ser instalada (GW)
1.º	Viana do Castelo	Zona norte da área	2	1
	Leixões	Zona norte da área	1	0,5
	Figueira da Foz	Zona norte da área	4	2

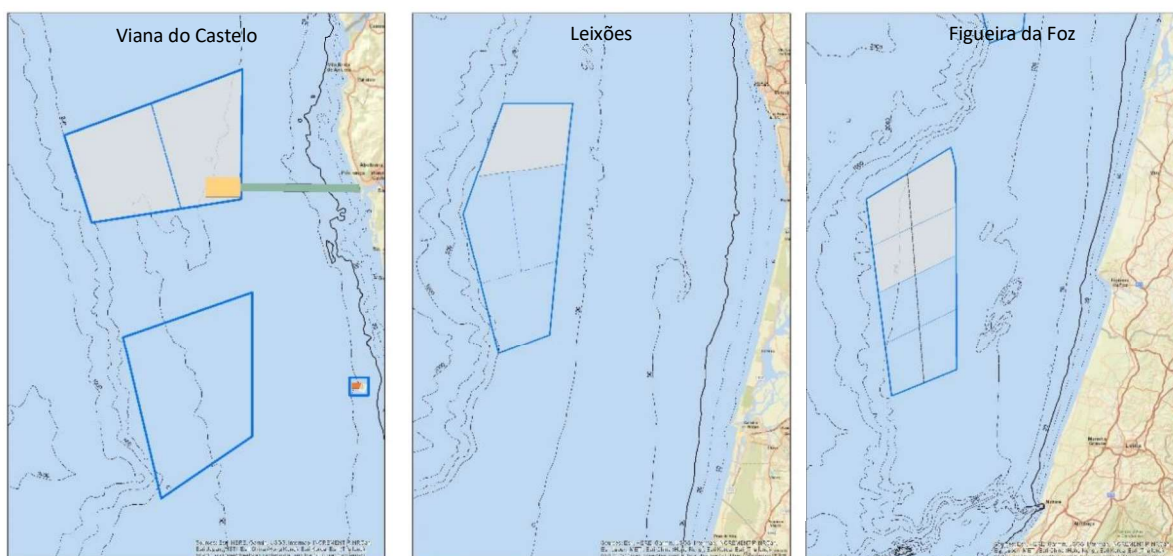


Figura 5 - Proposta de lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento dos procedimentos concorreciais (mapa de Viana do Castelo com localização do projeto Windfloat Atlantic e do corredor técnico de passagem do cabo da REN).

2.5 Proposta dos pontos para ligação à RNT

No relatório inicial com a “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade” foi incluído um mapa com cinco faixas/zonas da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em terra para ligação da rede offshore com vista à receção da energia elétrica produzida pelos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas.

Numa fase posterior, no âmbito do relatório do Subgrupo 2, foi incluída uma nova contribuição da REN com uma proposta preliminar das ligações passíveis de serem estabelecidas a partir das áreas preliminares, entre subestações *offshore* e entre estas e os pontos de interligação em terra, bem como as respetivas áreas de estudo alargadas, quer no mar, quer em terra (ver Figura 8 secção 3.2). Esta

nova proposta dos pontos de ligação à RESP terá de ser ajustada às áreas que vierem a ser definidas no PAER.

2.6 Lacunas de informação

Para a seleção das áreas à data propostas, procurou-se usar a melhor informação disponível, a qual deverá ser utilizada como referência e sujeita a validação pelos futuros proponentes, sem prejuízo da mesma ser complementada nas fases subsequentes deste processo, nomeadamente em sede de Avaliação Ambiental Estratégica (Artigo 23.º [13]), trabalhos da Comissão Consultiva do Plano de Afetação [14], Consulta Pública do Plano de Afetação (Artigo 25.º [13]), procedimentos concursais e Estudos de Impacte Ambiental a que os projetos em concreto estarão sujeitos.

Pelo exposto, é possível que a dimensão das áreas definitivas, a dimensão e localização concreta dos lotes, a prioridade da sua ocupação, bem como as ligações entre os centros electroprodutores e os pontos de receção em terra sejam sujeitas a ajustes.

Os procedimentos concorrenciais previstos no relatório do subgrupo 2 apenas poderão efetivar-se após aprovação do PAER.

O relatório final deste subgrupo pode ser consultado no Anexo I.

3. Síntese dos trabalhos do Subgrupo 2

3.1 Proposta para a Atribuição de Títulos

O mercado eólico *offshore* em Portugal será desenvolvido com base no PSOEM em vigor em Portugal, após aprovação do PAER. O PAER encontra-se em elaboração, prevendo-se a sua aprovação no último trimestre de 2023. A aprovação do PAER é assim condição necessária para a abertura do mercado eólico *offshore*, independentemente do modelo de desenvolvimento que venha a ser adotado.

Considera-se fundamental que o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal prossiga um **modelo concorrencial**, independentemente do seu grau de centralização e do modelo de remuneração da eletricidade associado. Considera-se igualmente fundamental que o modelo de procedimento a seguir seja sempre o que permita obter maior vantagem social e económica para o país, bem como a máxima coexistência de usos ou de atividades. Deve-se prosseguir um modelo que assegure, com equilíbrio e adequação ao mercado, o máximo de investimento em Portugal, incluindo a maximização da aposta na fileira industrial, parcerias e cadeias de abastecimento de base nacional e locais.

De acordo com a análise conduzida e com os princípios acima estabelecidos, identificam-se dois modelos concorrenciais passíveis de ser implementados para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal: o modelo que se designa do **tipo centralizado**, que pressupõe a atribuição de um mecanismo de apoio à produção de eletricidade; e o que se designa do **tipo descentralizado**, que não tem associado o referido mecanismo.

A implementação destes modelos pode ser individual, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente. Em caso de implementação conjunta, considera-se que as áreas especializadas a disponibilizar em cada modelo devem ser distintas, não coexistindo geograficamente.

Na Figura 6 esquematizam-se simplificadamente as fases do procedimento concorrencial do tipo centralizado.

O procedimento concorrencial do tipo centralizado considera a atribuição de TRC na modalidade de procedimento concorrencial, implicando por isso a atribuição simultânea do TUPEM para a construção e exploração do centro eletroprodutor eólico *offshore*. O procedimento tem associado um *contract for difference* (CfD) bilateral atribuído durante um período máximo de 20 anos. O modelo de avaliação considera uma ponderação de 70% do critério preço e de 30% dos critérios não preço. Nestes termos, o mecanismo de remuneração está ao abrigo do Quadro Temporário de Crise e Transição (TCTF), caso o CfD seja atribuído até 31 de dezembro de 2025.



Figura 6 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Centralizado.

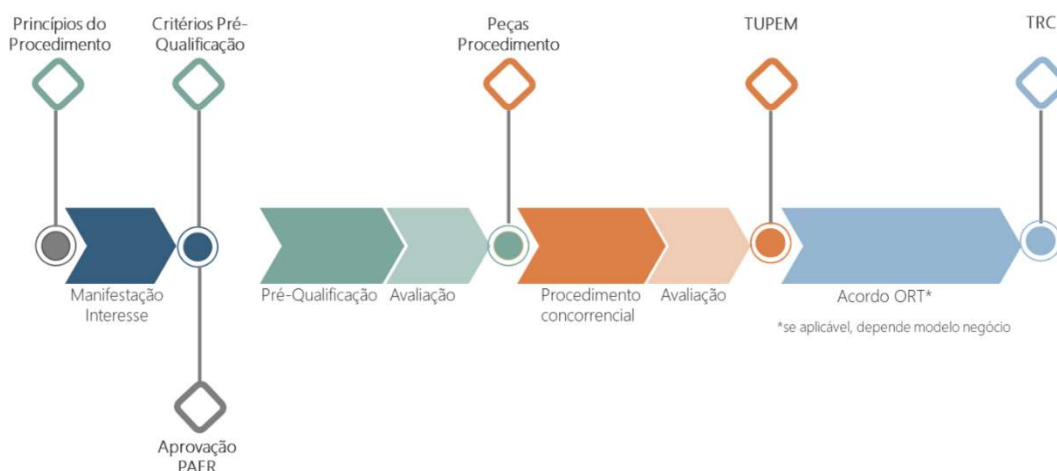
O procedimento do tipo centralizado deve ser aplicado à área especializada do PAER em cujo o desenvolvimento de projetos resulte no menor LCOE, por forma a minimizar o impacto no SEN associado ao CfD. Adicionalmente, devem ser identificados **lotes específicos** dentro dessa área que:

- Permitam o desenvolvimento otimizado e da infraestrutura elétrica *offshore*;
- Permitam aos promotores tirar partido de economias de escala;
- Permitam manter em níveis aceitáveis o impacto no SEN associado ao CfD;
- Promovam uma coexistência adequada com outras atividades económicas com manifesto interesse para o país, incluindo a pesca;
- Tenham escala adequada ao desenvolvimento da fileira industrial.

Face à inexistência de estudos de caracterização das áreas especializadas adequados, para a aplicação inicial deste modelo é necessário considerar uma fase, prévia ao momento de licitação, na qual é atribuído um título de utilização privativa do espaço marítimo, sob a forma de autorização para a realização de estudos indispensáveis à caracterização da área tendo em vista o uso previsto. A atribuição deste título resulta da conclusão com sucesso de uma fase de pré-qualificação.

Na Figura 7 esquematizam-se simplificadamente as fases do procedimento concorrencial do tipo descentralizado, incluindo a fase de Expressão de Interesse.

Figura 7 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Descentralizado.



O procedimento concorrencial do tipo descentralizado considera a atribuição de TUPEM na modalidade de procedimento concorrencial, podendo ser sequencialmente atribuído TRC, caso aplicável, na modalidade de acordo entre o interessado e o ORT. O procedimento não tem associado um mecanismo de remuneração da eletricidade produzida pelo centro eletroprodutor, devendo o modelo de negócio ser explicitado para aferição de alinhamento com os objetivos de política pública. A atribuição do TUPEM recorrerá a um modelo de avaliação composto por critério preço, associado à valorização da ocupação do espaço marítimo; e a critérios não preço, cuja categorização depende dos objetivos de política pública prosseguidos. Não estando em causa um auxílio de Estado, a ponderação entre critérios preço e não preço não se encontra condicionada.

O procedimento do tipo descentralizado deve ser aplicado a áreas especializadas do PAER que não sejam disponibilizadas no âmbito de um procedimento concorrencial do tipo centralizado. Neste quadro, condicionado a um volume máximo de capacidade a atribuir, ou a uma área máxima sujeita a critérios de densidade de potência, os concorrentes poderão submeter propostas tendo por base lotes por si definidos dentro das áreas disponibilizadas no âmbito do procedimento concorrencial.

3.2. Rede *offshore* e ligação aos pontos de interligação da RNT em terra

No desenho da rede *offshore*, para além dos aspetos de eficiência económica ao longo da vida útil dos ativos, considerando para esse efeito os custos com o seu estabelecimento, exploração, perdas e descomissionamento, interessa ponderar os aspetos de fiabilidade do desempenho esperado da rede, bem como os impactos ambientais e nas demais atividades presentes no mar e em terra.

No presente trabalho, adotou-se o recurso a **subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho**, para agregação da ligação dos centros electroprodutores com

vista à redução da quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra, com maior ou menor agregação, que permitam soluções topológicas que dependerão do grau de resiliência pretendido para a rede, no seu todo, a falhas nos seus componentes. A adoção de soluções normalizadas e não customizadas caso-a-caso, quer para as subestações *offshore*, quer para os cabos submarinos, poderá constituir um fator crítico de decisão tendo em conta os efeitos de escala que permitem.

Não obstante, dever-se-á ter em conta que a localização das novas instalações onde serão estabelecidos os pontos de interligação com a rede *onshore* é preliminar e decorre, nesta fase, de uma observação macroscópica das principais condicionantes observáveis em terra. Naturalmente, a identificação exata da localização dessas instalações em terra decorrerá de um processo de análise de impactos ambientais, inicialmente de âmbito estratégico com menor detalhe de espacialização territorial em sede de avaliação ambiental dos respetivos planos.

Na Figura 8, são apresentadas esquematicamente as ligações passíveis de serem estabelecidas, entre subestações *offshore* e entre estas e os pontos de interligação em terra, bem como as respetivas áreas de estudo alargadas, quer no mar, quer em terra, nesta fase de forma preliminar para efeitos de avaliação ambiental estratégica, onde poderão tais ligações vir a ser estabelecidas após o desenvolvimento dos estudos técnicos de detalhe.

Da análise da figura, é possível agregar as áreas em dois blocos distintos: o grupo das áreas ao largo da costa a norte da Nazaré e as demais ao largo da costa a sul daquela localidade:

- **Áreas ao largo de Viana do Castelo, Leixões/Matosinhos e Figueira da Foz**

Para estas áreas, é de considerar a possibilidade de estabelecer ligações elétricas entre si, se tal vier a resultar numa solução globalmente mais eficiente e vantajosa para o SEN. Acresce que do ponto de vista estratégico se deva considerar como possibilidade futura uma eventual interligação marinha entre Portugal e Espanha ao largo do Minho e da Galiza.

- **Áreas ao largo de Ericeira, Sintra/Cascais e Sines**

Observando as áreas ao largo da costa a Sul da Nazaré, a distância entre as mesmas e as condicionantes associadas ao leito marinho e às atividades presentes no mar, afigura-se como de difícil execução ou porventura inviável a interligação das áreas de Ericeira-Sintra/Cascais e de Sines com as demais áreas especializadas através do mar.

Nesse sentido, afigura-se como mais adequado do ponto de vista económico a ligação em corrente alternada e, em cada uma das respetivas áreas, a resiliência a falhas pode ser obtida, através da

combinação de ligações entre uma subestação coletora e o ponto de interligação em terra ou entre o(s) ponto(s) de interligação na rede em terra e as subestações *offshore*.

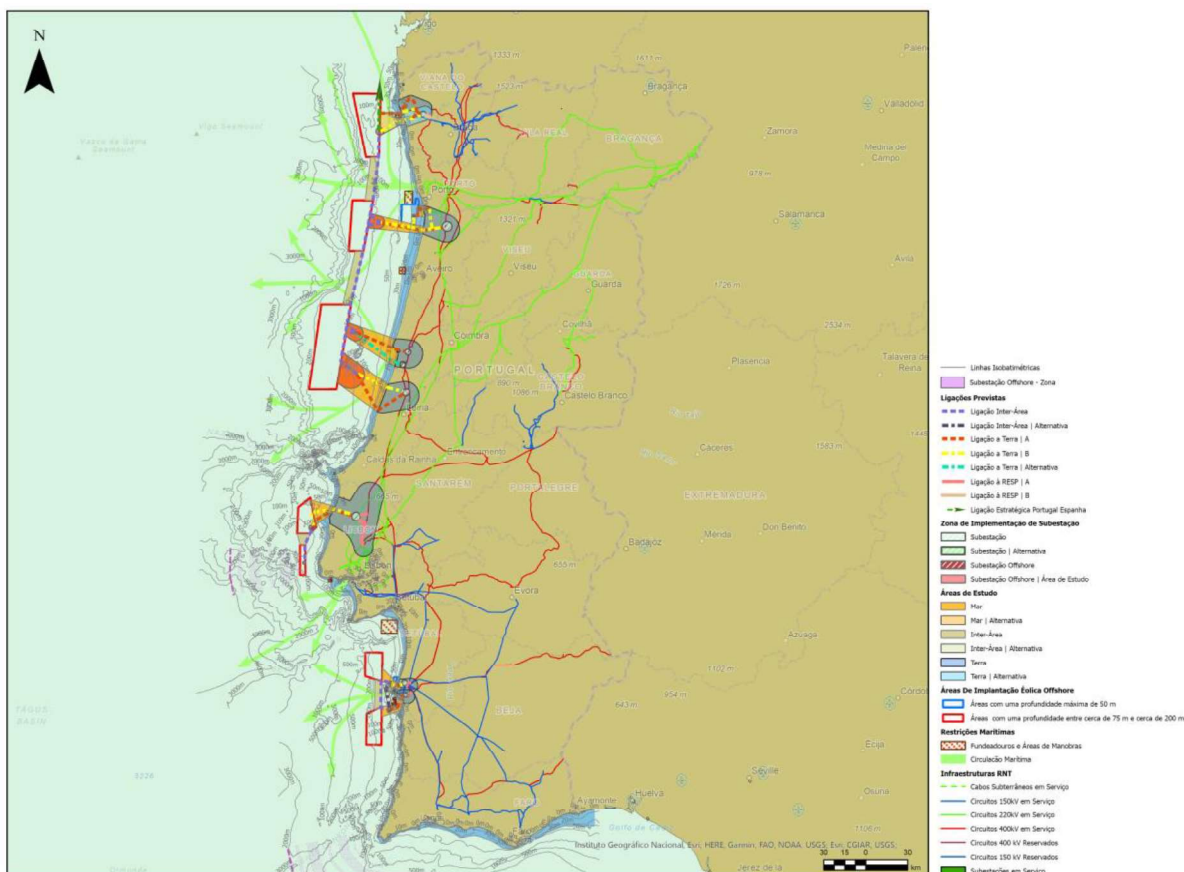


Figura 8 – Esquema da rede *offshore* em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre.

O relatório final deste subgrupo pode ser consultado no Anexo II.

4. Síntese dos trabalhos Subgrupo 3

A experiência adquirida com a implementação do projeto Windfloat permitiu concluir que as infraestruturas portuárias nacionais atuais respondem de forma limitada às condições necessárias para o desenvolvimento industrial do eólico *offshore*, existindo, no entanto, um enorme potencial para o seu desenvolvimento. Da mesma forma, a energia eólica flutuante apresenta uma maturidade reduzida face à tecnologia eólica com fundações fixas (*bottom fixed*), o que se reflete ao nível da incerteza associada requisitos exigidos (investimentos, áreas, sonda reduzida¹⁰, entre outros). O aumento da dimensão e capacidade das turbinas eólicas vem alargar a função tradicional de porto logístico para porto industrial e com extensas áreas para armazenamento ou movimentação de carga, o que implica um agravamento dos requisitos exigidos aos portos, sendo fundamental um planeamento do desenvolvimento das infraestruturas portuárias de suporte à implementação de fontes de energias renováveis *offshore*. Assim, e tendo em conta as características dos portos nacionais, bem como da sua envolvente e área exigida por esta indústria, terá de existir uma especialização de cada porto, por forma alcançar a instalação dos 10 GW de capacidade de eólica *offshore*. Neste seguimento, considerando que o desenvolvimento industrial precederá o desenvolvimento de projetos, será necessário acautelar as condições necessárias antes da adjudicação de espaços.

Face ao exposto, e tendo em conta as características dos portos nacionais, da sua envolvente e requisitos do setor eólico *offshore* flutuante, propõe-se a especialização de cada porto, detalhada na secção 4.1

4.1 Valências dos Portos em Portugal Continental para o sector eólico *offshore*

Na Tabela 6 apresentam-se os Requisitos Portuários necessários ao desenvolvimento de projetos de energia eólica *Offshore*, para fundações fixas e flutuantes, estas últimas as que mais se adequam às características da costa portuguesa.

É de notar que os valores apresentados na Tabela 6, resultam de um *benchmark* internacional. Dado o nível de maturidade da tecnologia flutuante, existem diferentes soluções em desenvolvimento que poderão adaptar-se às condições existentes nas infraestruturas portuárias, pelo que estes valores são meramente indicativos.

¹⁰ Profundidade sem a altura de maré.

Tabela 6 – Requisitos Portuários necessários ao desenvolvimento de projetos de energia eólica *offshore*.

REQUISITOS PORTUÁRIOS	TURBINAS DE FUNDAÇÃO FIXA	TURBINAS DE FUNDAÇÃO FLUTUANTE
Largura do canal (m)	Mínimo Exigido: 120 Preferencial: 200	Mínimo Exigido: 150 Preferencial: 200
Sonda reduzida no Canal Navegação / Cais (m)	Mínimo Exigido: 10 Preferencial: 12	Mínimo Exigido: 10 Preferencial: 15
Comprimento do cais de acostagem - armazenamento (m)	Mínimo Exigido: 200 Preferencial: 300	Mínimo Exigido: 300 Preferencial: 600
Capacidade de suporte do cais (t/m ²)	Mínimo Exigido: 15 Preferencial: 25	Mínimo Exigido: 15 Preferencial: 50

Em Portugal existem já infraestruturas portuárias que cumprem alguns dos requisitos apresentados na Tabela 6, no entanto, é necessário desenvolver um plano de investimentos para melhorar as condições de navegabilidade e expandir as áreas disponíveis para o desenvolvimento desta indústria. As infraestruturas portuárias nacionais têm atualmente um conjunto de terraplenos disponíveis que totalizam 84 ha com frente de cais e 118 ha sem frente de cais. Existem também um conjunto de terraplenos potenciais para serem utilizados, que requerem, a realização de investimentos e podem ultrapassar uma área de 500 ha, divididos, principalmente, entre Aveiro, Setúbal e Sines.

Na Tabela 7, apresentam-se as características dos Portos nacionais com potencial de adaptação.

Tabela 7 – Condições Portuárias Nacionais.

PORTOS	LARGURA DO CANAL (m)	CALADO MÁXIMO NAVIOS (mZH)
Porto de Viana do Castelo	150	8
Porto de Aveiro	150	10
Porto da Figueira da Foz	120	6,5
Porto de Setúbal	200	14
Porto de Sines	900	17

Neste enquadramento, o Porto de Viana do Castelo, considera-se apto enquanto porto de fabricação de componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Esta infraestrutura portuária tem áreas disponíveis, incluindo terraplenos já infraestruturados e com frente de cais (13 ha), que podem ser direcionadas para a instalação de indústrias desta fileira, no entanto, condicionado à atual profundidade do canal de 8.0 m (Z.H.). Encontra-se em desenvolvimento o Estudo Prévio e Estudo de Impacte Ambiental para a expansão em 40 ha da área de terraplano do porto, também com frente de cais, que pode vir a constituir um contributo para esta fileira, havendo flexibilidade para ajustar este espaço às necessidades do setor (capacidades de carga e profundidades de frentes de cais).

Quanto ao Porto de Leixões e o Porto de Lisboa, ainda que estes possam vir a dar apoio logístico nas operações de carga de componentes, face às atuais concessões em vigor e indisponibilidade de espaços, os mesmos não detêm capacidade disponível relevante para apoio aos projetos *offshore*.

O Porto de Aveiro constitui-se como uma infraestrutura portuária relevante vocacionada para a produção de componentes da indústria, dada a forte presença de indústrias da fileira das energias renováveis *offshore* localizadas em porto, bem como na sua envolvente (torres e pás eólicas).

O acolhimento de novos projetos e/ou a extensão do seu perfil para porto de montagem e operação e manutenção está, no entanto, condicionado ao espaço disponível que, atualmente, já se encontra limitado (19 ha com frente de cais, mediante infraestruturação), questão que poderá ser ultrapassada com a afetação de outras áreas próximas ao porto, mas que se encontram sob a gestão de outras entidades, como seja a base área de São Jacinto (85 ha mediante infraestruturação), cuja habilitação para este propósito requer a realização de investimentos de médio longo prazo. O porto conta ainda com um estaleiro naval, uma rampa RoRo e uma área na ria de 185 ha, incluindo 35 ha de área molhada, que poderá ser estudada para estacionamento de estruturas. Adicionalmente, a melhoria do canal de acesso e o aprofundamento da barra para fundos de 11 metros, conforme previsto no projeto de melhoria das acessibilidades marítimas, também será determinante para este objetivo.

A área preliminarmente identificada para desenvolvimento de centrais eólicas *offshore* com maior dimensão, em termos de potência instalada (4 GW), localiza-se ao largo da Figueira da Foz, pelo que será crucial a utilização do Porto de Figueira da Foz como infraestrutura de suporte. Assim, devido ao facto deste porto possuir profundidades do canal e cais reduzidas, mesmo após implementação do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas que irá garantir fundos adjacentes a 8 metros (Z.H.) e da área disponível também ser limitada (13 ha com frente de cais mediante infraestruturação), o perfil de vocação deste porto fica restrito a atividades de operação e manutenção.

Complementarmente, poderá ainda ser considerado o Porto de Peniche, uma vez que os seus estaleiros podem também servir de apoio para a construção das subestruturas e pela disponibilidade de áreas subjacentes disponíveis, que podem ser reafectadas para este propósito.

No que se refere ao Porto de Setúbal, este reúne múltiplas valências que o tornam numa infraestrutura portuária particularmente habilitada para a fabricação de plataformas, componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Destaca-se a grande oferta de espaços disponíveis, a altura de sonda reduzida dentro dos parâmetros necessários para as referidas operações e, principalmente, os seus estaleiros navais, que foram inclusivamente utilizados no projeto *WindFloat*.

As áreas de expansão identificadas são compostas por terraplenos atualmente disponíveis, cerca de 161 hectares, que podem ser adaptados para este propósito, bem como por novas áreas mediante infraestruturização, estimadas em 235 ha, sendo que a grande maioria de todas estas áreas possui plano de água.

O Porto de Setúbal conta ainda com outros fatores relevantes, tais como a existência de terminais de carga RoRo, a presença da indústria envolvente, com particular enfoque na fileira cimenteira e siderúrgica. O abrigo da Serra da Arrábida (ventos predominantemente de Norte) confere condições muito favoráveis ao *Wet Storage* nos planos de água estuarinos e do lado do Atlântico.

Quanto à sonda reduzida, o Porto de Sines, é a infraestrutura portuária nacional que oferece melhores condições, sendo esta uma característica relevante na fase de assemblagem das turbinas eólicas nas subestruturas, antes da sua implantação no mar. Apesar de atualmente dispor apenas de 7 ha de área disponível sem frente de cais, estão previstos, a médio longo prazo, alguns investimentos que poderão servir este propósito, como seja (1) o novo cais de carga geral para o *cluster* de energias renováveis, que prevê a construção de um cais multiusos de 310 metros e fundos de serviço 16 m Z.H., que permita receber navios até 250 metros de comprimento (LOA), incluindo um terrapleno adjacente com uma área total de 12 ha, (2) a construção do Terminal Sul, que prevê a construção de um cais multiusos de 800 metros de extensão e 150 metros de largura, com fundos de serviço 16 m Z.H., incluindo uma plataforma adjacente com uma área total de 12 ha, e (3) o Terminal Vasco da Gama, atualmente idealizado como terminal de contentores com uma área de afetação de 209 ha, poderá constituir uma solução híbrida quanto à sua natureza, compatibilizando a construção de um *Marshaling Harbour*, contemplando a construção de um cais multiusos, com um comprimento aproximado de 500 m, com fundos de serviço 14 m Z.H., e uma plataforma com uma área total de 25 ha, ou num modelo transitório que dê resposta às necessidades e exigências dos projetos do setor das energias eólicas *offshore* e evolua para o segmento dos contentores como inicialmente idealizado.

O perfil do Porto de Sines possui todas as características necessárias para dar resposta a qualquer uma das fases de implementação de um projeto eólico *offshore*, no entanto, apenas a médio/longo prazo após conclusão dos projetos referidos anteriormente e face à sua localização predominante a sul, poderá implicar dificuldades no reboque das infraestruturas dos parques eólicos mais a norte.

Por fim, ressalta-se que a fileira do *WindOffshore* conjugado com soluções **Power-to-X**, devem também ser equacionadas e abrem um novo conjunto de necessidades /oportunidades.

4.2 Cadeia de valor industrial do setor eólico

O facto de Portugal dispor de uma indústria de tecnologia eólico *onshore* bem cimentada, com empresas que competem a nível internacional, deve servir como base e alavanca para o desenvolvimento dos projetos *offshore* e da sua cadeia de valor. Por outro lado, a rápida expansão do setor eólico *offshore* exige o desenvolvimento de novas indústrias ligadas às atividades portuárias, as quais, não facilitem apenas o crescimento e funcionamento eficiente dos projetos eólicos *offshore*, mas ofereçam também oportunidades económicas únicas para o setor portuário nacional. Deve ainda tirar-se partido do exemplo dado pela cadeia de valor do sector eólico *onshore* e alavancar o conhecimento das empresas sediadas em território nacional. A forte indústria metalomecânica e cimenteira em Portugal podem desempenhar um papel fulcral para o desenvolvimento de uma fileira industrial robusta. A indústria do sector eólico *offshore* flutuante está numa fase embrionária, o que exige esforço e investimento a nível do planeamento económico das autoridades administrativas para cimentar um cluster industrial competitivo a nível internacional.

4.2 Panorama atual da Indústria

Os portos são as principais bases industriais do eólico offshore e, em Portugal, as administrações portuárias têm recebido várias propostas de empresas do setor para se fixarem nas suas áreas de jurisdição.

É, por isso, claro que os portos nacionais podem albergar grande parte da cadeia de valor deste setor, não só para o desenvolvimento dos projetos nacionais, mas também para exportação dado o enorme *pipeline* de projetos de offshore a nível mundial. A dicotomia atual entre a capacidade de produção de componentes e a sua procura constituem-se como uma grande oportunidade para Portugal.

As dimensões dos componentes que constituem os parques eólicos, levam a que, a grande maioria das indústrias procure áreas portuárias para fixar os seus investimentos. Portugal reúne condições para ter a grande maioria das indústrias em território nacional, *e.g.*, plataformas flutuantes, torres, cabos elétricos, cabos de amarração, transformadores e demais componentes elétricos, entre outros.

É de referir que face à capacidade eólica *offshore* que se pretende instalar a nível mundial, existe hoje uma grande escassez no acesso aos componentes e uma grande competição entre países para fixar tecnologias produtivas.

Tendo em conta as necessidades do desenvolvimento dos projetos eólicos *offshore* é necessário desenvolver estratégias dedicadas em diversas áreas e acautelar a gestão das atividades dentro dos portos:

- Aumentar a capacidade da Indústria Naval Nacional
- Desenvolver planos formativos dedicados e parcerias entre universidades e empresas (I&D)

Finalmente, é de referir que, as autoridades portuárias devem desenvolver planos de gestão que permitam a compatibilização das diferentes atividades, nomeadamente, na utilização de cais e na gestão dominial, e devem, ainda, procurar soluções inovadoras que permitam compatibilizar a atividade das diferentes concessões.

O relatório final deste subgrupo pode ser consultado no Anexo III.

5. Recomendações do Grupo de Trabalho

O **mercado eólico *offshore* flutuante** – tecnologia que mais se adequa às condições em Portugal - encontra-se ainda na sua **fase inicial de desenvolvimento**, representando esta tecnologia apenas 188 MW da capacidade total de eólico *offshore* instalada mundialmente.

Atualmente o **LCOE do eólico *offshore* flutuante situa-se acima dos 150 €/MWh**, o que reflete o nível de maturidade da tecnologia. Não obstante, a associação europeia do sector - WindEurope estima que o LCOE do eólico *offshore* flutuante se situe entre 53 e 76 €/MWh em 2030, para uma capacidade instalada globalmente de, pelo menos, 7 GW.

Considera-se fundamental que o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal prossiga um **modelo concorrencial**, independentemente do seu grau de centralização e do modelo de remuneração da eletricidade associado.

O **mercado eólico *offshore* em Portugal** terá de se desenvolver no quadro do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional, onde a aprovação do PAER é a peça legal fundamental.

5.1. Proposta de sequenciação temporal das áreas

A proposta de sequenciação vai no sentido da disponibilização gradual das áreas propostas e dos lotes (Tabela 6), considerando os seguintes critérios:

1. Evolução do consumo de eletricidade, tendo em conta as manifestações de interesse referentes a investimentos na cadeia de valor do hidrogénio e outros projetos estruturantes e estratégicos. Os cenários de evolução de procura de eletricidade serão coincidentes com os que estão em utilização na revisão do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).
2. Evolução do “*time-to-market*” dos parques eólicos *offshore*.
3. Evolução do custo nivelado da eletricidade (LCOE) dos parques eólicos *offshore* flutuantes.
4. Cronogramas de leilões internacionais de *offshore* para evitar impasses e promover sinergias positivas;
5. Exequibilidade de execução das infraestruturas elétricas *onshore* e *offshore*.

Propõe-se a possibilidade do primeiro procedimento concorrencial atingir os 3,5 GW, distribuídos de acordo com a Tabela 8.

Tabela 8 – Proposta de sequenciação temporal das áreas e dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.

Procedimento concorrencial	Áreas preferenciais	Zona das áreas preferenciais	Nº de lotes dentro da zona	Potência passível de ser instalada (GW)
1.º	Viana do Castelo	Zona norte da área	2	1
	Leixões	Zona norte da área	1	0,5
	Figueira da Foz	Zona norte da área	4	2

Na Figura 9 são apresentados os mapas com a representação indicativa dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.

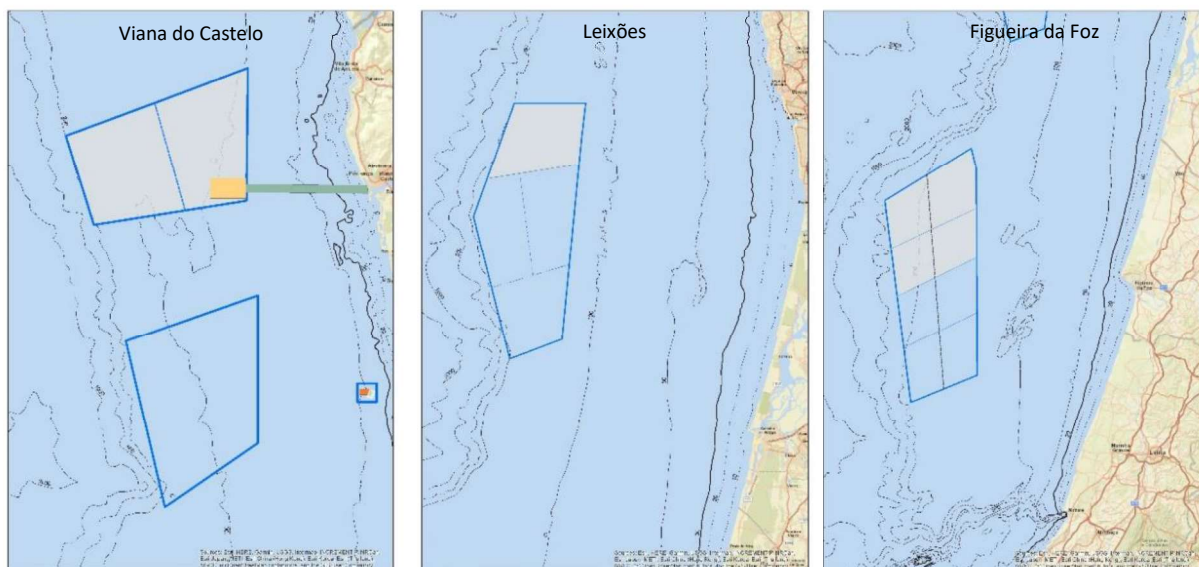


Figura 9 - Proposta de lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento dos procedimentos concorrenciais (mapa de Viana do Castelo com localização do projeto Windfloat Atlantic e do corredor técnico de passagem do cabo da REN).

Em função dos trabalhos que presentemente decorrem em sede de Plano de Afetação, é possível que a dimensão das áreas definitivas, a dimensão e localização concreta dos lotes, bem como a sua prioridade de ocupação, sejam sujeitas a ajustes.

É de realçar que, com a possível exceção da auscultação de potenciais interessados no desenvolvimento do sector eólico *offshore* em Portugal, os procedimentos concorrenciais que se venham a desenvolver, apenas poderão efetivar-se após aprovação do PAER.

5.2 Modelos concorrenciais

Identificam-se **dois modelos concorrenciais** passíveis de ser implementados para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal: o modelo que se designa do **tipo centralizado**, que pressupõe a atribuição de um mecanismo de apoio à produção de eletricidade; e o que se designa do **tipo descentralizado**, que não tem associado o referido mecanismo. Estes modelos procedimentais encontram-se detalhados no relatório final do SG2 (ver Anexo II).

A implementação destes modelos pode ser exclusiva, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente. Cabe ao governo português decidir sobre a implementação individual ou conjunta dos modelos, bem como sobre a sua simultaneidade. Sem prejuízo, considera-se que, em caso de implementação conjunta, as

áreas especializadas a disponibilizar em cada modelo devem ser distintas, não coexistindo geograficamente.

Por forma a apoiar a decisão sobre a aplicação individual ou conjunta dos modelos propostos, considera-se relevante a existência de uma fase prévia de **Expressão de Interesse formal**, destinada a apurar o posicionamento dos promotores em cada um dos modelos. A abertura da fase de Expressão de Interesse não está dependente da aprovação do PAER, podendo ser realizada antes de outubro de 2023, sendo necessário definir os termos e informação a constar da mesma.

O modelo a prosseguir em procedimentos futuros dependerá da opção tomada para o(s) procedimento(s) em 2023 e da experiência entretanto adquirida. É de notar que, no modelo do tipo centralizado, será possível eliminar a fase de estudos de campo à medida que os estudos de iniciativa do Estado vão sendo disponibilizados.

Ainda no que respeita ao modelo a selecionar e à capacidade a disponibilizar para desenvolvimento de sistemas eólicos *offshore* flutuantes, considera-se de realçar que, uma eventual opção por um procedimento do tipo centralizado, deverá ter em consideração o potencial sobrecusto, eventualmente não desprezável, para o SEN.

5.3. Integração no Sistema Elétrico e Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

O desenvolvimento e construção da infraestrutura elétrica *offshore* são fatores críticos para o sucesso de implementação do mercado eólico offshore em Portugal, sendo um fator limitativo da data de entrada em exploração dos projetos, que terá de ser compatível com a exequibilidade de implementação da mesma.

Assim, e com vista à integração da geração eólica *offshore* na RESP, foi incluído no relatório inicial com a “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”, que deu início ao procedimento de PAER, um mapa com cinco faixas/zonas da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em terra para ligação da rede *offshore* com vista à receção da energia elétrica produzida pelos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas.

Numa fase posterior, e após evolução dos trabalhos dos diferentes subgrupos, foi desenvolvida uma proposta preliminar das ligações passíveis de serem estabelecidas (a partir das áreas iniciais do PAER) entre subestações *offshore*, e entre estas e os pontos de interligação em terra, bem como as respetivas

áreas de estudo alargadas, quer no mar, quer em terra. Esta proposta dos pontos de ligação à RESP terá de ser ajustada às áreas finais que vierem a ser definidas no PAER.

Na definição da topologia da rede elétrica *offshore*, e dado a tecnologia de subestações flutuantes não apresentar ainda suficiente maturidade tecnológica, recomenda-se a adoção de subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho. A adoção de soluções em *hub*, nas quais os centros electroprodutores são ligados a subestações coletoras, afigura-se como uma possível solução, que tende a reduzir a quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra, e se apresenta, globalmente, mais eficiente do que soluções puramente radiais, em que lotes individuais se ligam a terra de forma independente dos demais.

Adicionalmente, é de esperar que a adoção de soluções normalizadas, quer para as subestações *offshore*, quer para os cabos submarinos, possa vir a permitir efeitos de escala que ofereçam melhores condições de custos, tanto de instalação, como de exploração, eficiência e fiabilidade nas operações e potencial redução da duração das correspondentes atividades.

Por fim, é recomendável que as subestações *offshore* se situem dentro das áreas previamente especializadas, ou próximo destas, de forma a otimizar as ligações dos centros electroprodutores. Neste contexto, no caso da maior parte das áreas especializadas em apreciação no PAER, tal pode implicar que as subestações se devam instalar em batimetrias superiores a 100 m, o que releva para aspetos tecnológicos e respetivos custos.

5.4 Infraestruturas Portuárias

A experiência no sector eólico *offshore* em Portugal, embora reduzida, permitiu concluir que as infraestruturas portuárias nacionais atuais respondem de forma limitada às condições necessárias para o desenvolvimento industrial deste sector, já que foi necessário recorrer a estaleiros de Espanha para o devido desenvolvimento dos projetos em operação.

Os trabalhos realizados no âmbito deste Grupo de Trabalho, permitiu adquirir uma visão global do sector portuário relativamente ao papel de cada porto neste setor. A análise realizada permite ter uma visão mais clara sobre as condições de cada porto e dos requisitos necessários para o desenvolvimento desta cadeia de valor (Figura 10) e propor a especialização dos portos nacionais, nos diferentes subsectores: *i)* produção e *ii)* montagem de componentes, *iii)* Operação e Manutenção; e *iv)* Descomissionamento.



Figura 10 - Condições de cada porto e requisitos necessários para o desenvolvimento da cadeia de valor.

O setor eólico *offshore* constitui-se como uma nova oportunidade de desenvolvimento portuário a diversos níveis (infraestrutural, operacional e na diversificação da indústria lá fixada).

O desenvolvimento tecnológico da energia eólica *offshore* vem alargar a função tradicional dos portos, de *porto logístico* para *porto industrial*, este com extensas áreas para armazenamento ou movimentação de carga, o que implica um agravamento dos requisitos exigidos aos portos, e requer um planeamento do desenvolvimento das infraestruturas portuárias de suporte à implementação de fontes de energias renováveis *offshore*.

Assim, os trabalhos do SG3 permitiram concluir que:

- É necessário avaliar a criação de um procedimento específico (“*fast-track*”) para a Avaliação de Impacto(s) Ambientais de intervenções associadas ao desenvolvimento do sector eólico *offshore*.
- A indústria eólica *offshore* insere-se num novo paradigma das instalações portuárias que assumirão, de forma mais vincada o papel de hubs energéticos e industriais.
- O desenvolvimento das infraestruturas portuárias e eléctricas deverá ser compatível com o desenvolvimento dos projetos.
- Prevê-se que este *decouple* do *rollout* da indústria e infraestruturas portuárias do desenvolvimento dos projetos *offshore* será um fator de competitividade, acelerará os prazos previstos e reduzirá o LCOE;
- O desenvolvimento dos projetos deverá ser coordenado e articulado com a indústria nacional e comunidades locais. Recomenda-se o desenvolvimento de uma estratégia para atração de investimento em conjunto com as administrações portuárias e a AICEP para a criação da cadeia de valor.
- Deve ser realizado um plano de investimentos portuários (públicos e privados) para o desenvolvimento dos projetos de *offshore*

- Deve ser dada prioridade aos portos no acesso a fundos europeus e nacionais para este projeto e todos os vencedores do leilão devem contribuir para o desenvolvimento destas infraestruturas (através de taxas de utilização, investimento direto, ou outros modelos a definir).
- Pela escala, dimensão e tonelagem associada à tecnologia eólica *offshore*, os investimentos nas estruturas e equipamentos portuários representarão uma mais-valia para outras atividades portuárias e logísticas.

Referências

- [1] Despacho nº 11404/2022, 23 Setembro de 2022 (disponível em: <https://files.dre.pt/2s/2022/09/185000000/0006200065.pdf> acedido em 9.05.2023)
- [2] Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (disponível em: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/pt_final_necp_main_en_0.pdf acedido em 9.05.2023)
- [3] Plano REPowerEU (disponível em: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pt acedido em 9.05.2023)
- [4] LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.. Projeto OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal. Projeto Cofinanciado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos (POSEUR) Programa Portugal 2020 e Fundo de Coesão da União Europeia (POSEUR-01-1001-FC-000007) (disponível em: <https://offshoreplan.lneg.pt> e <https://geoportal.lneg.pt>, acedidos em 9.05.2023)
- [5] Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, de 24 de novembro de 2017 (disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2017/11/22700/0617606188.pdf> acedido em 10.5.2023).
- [6] Netherland Enterprise Agency – Development of offshore wind farms in the Netherlands (disponível em: <https://offshorewind.rvo.nl>, acedido em 9.05.2023)
- [7] Danish Energy Agency, “Danish Experiences from Offshore Wind Development”, relatório técnico, p.38, Maio 2015 (disponível em: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/offshore_wind_development.pdf, acedido em 9.05.2023).
- [8] Geoportal do PAER (disponível em <https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=a0d3e2d2230f4384bffa361536826e2#> acedido em 20.12.2022)
- [9] Geoportal do PSOEM (2019) (disponível em: <https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=15c32cf0500c43148f97270db0c1f584> acedido em 20.12.2022)
- [10] R. Borrmann, K. Rehfeldt, A.-K. Wallasch e S. Luers, “Capacity densities of european offshore wind farms”, relatório técnico Deutsche WindGuard GmbH, p. 86, Maio 2018 (disponível em: https://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINes_CapacityDensityStudy_June2018-1.pdf, acedido em 12.12.2022)
- [11] Wind Europe, “Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019”, relatório técnico WindEurope, p. 40, 2020 (disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>, acedido em 12.12.2022)
- [12] Despacho nº 1396-C/2023, 27 de Janeiro de 2023 (disponível em: <https://files.dre.pt/2s/2023/01/020000002/0000400004.pdf>, acedido em 28.01.2023)
- [13] Decreto-lei n.º 38/2015, 12 de março de 2015 (disponível em: <https://files.dre.pt/1s/2015/03/05000/0152301549.pdf>, acedido em 12.12.2022)
- [14] Despacho n.º 4760/2023, 20 de abril de 2023 (disponível em: <https://files.dre.pt/2s/2023/04/078000000/0010500110.pdf>, acedido em 20.04.2023)

Anexo I - Relatório Subgrupo 1

Relatório

Grupo de Trabalho para o planeamento e
operacionalização de centros eletroprodutores baseados
em fontes renováveis de origem ou localização oceânica
Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro

Subgrupo 1

Identificação de áreas especializadas nos termos do Plano de Afetação,
com indicação dos pontos de interligação à RNT, a afetar a centros
eletroprodutores renováveis *offshore*, no âmbito do PSOEM.

Estabelecimento de potências indicativas a atribuir às áreas
identificadas e sua sequenciação temporal

Maio, 2023

Índice

Índice de Tabelas.....	i
Índice de Figuras	i
I. Enquadramento.....	1
II. Proposta preliminar de áreas especializadas	3
II.1 Metodologia utilizada na espacialização das áreas	3
II.2. Proposta de áreas especializadas.....	3
II.3. Relatório da audição pública	4
Confirmação do potencial das áreas propostas	5
Dimensão das áreas	6
Outras áreas	6
Principais objeções às áreas propostas.....	7
III. Redesenho da proposta preliminar de áreas	8
IV. Áreas preferenciais	10
Proposta de sequenciação temporal das áreas	11
V. Pontos para ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	13
VI. Lacunas de informação	13
Anexo I.....	15
“Périplo - Energias Renováveis Offshore: Comunidade, Sustentabilidade e Economia”	15
Anexo II.....	16
“Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”	16
Anexo III.....	17
Relatório da Audição Pública	17
Anexo IV	18
Calendário das reuniões.....	18
Referências Bibliográficas	19

Índice de Tabelas

Tabela 1- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades ente cerca de 75 m e cerca de 200 m)	4
Tabela 2- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades máxima de 50m)	4
Tabela 3- Comparação entre a dimensão da área total e da área de fundos rochosos submetidas a audição pública e a nova proposta de área.	9
Tabela 4- Área, distância mínima e máxima à linha de costa, potência e número de lotes de cada nova área proposta.....	9
Tabela 5 – Principais aspetos positivos e negativos de cada área preferencial.....	10
Tabela 6 - Sequenciação temporal das áreas e dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.....	12

Índice de Figuras

Figura 1- Processo de identificação de áreas preferenciais para o aproveitamento de energia renovável.....	3
Figura 2- Áreas propostas e respetivas potências indicativas.....	4
Figura 3- Sobreposição das áreas apresentadas na Audição Pública com as áreas propostas pelo SG1 - estas áreas poderão ser analisadas com mais detalhe através da consulta do Geoportal do PAER.	5
Figura 4 – Outras áreas propostas na Audição Pública.....	7
Figura 5- Mapa com as áreas propostas submetidas a Audição Pública (esquerda) e mapa com as novas áreas propostas no âmbito dos trabalhos da Comissão Consultiva do PAER (direita). .	8
Figura 6- Critérios utilizados para a seleção das áreas preferenciais.	10
Figura 7- Proposta de lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento dos procedimentos concorrenciais (mapa de Viana do Castelo com localização do projeto Windfloat Atlantic e do corredor técnico de passagem do cabo da REN)	12
Figura 8- Proposta de faixas/zonas da RNT em terra para ligação offshore.....	13
Figura 9- Esquema da proposta de rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre.	13

I. Enquadramento

O Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, dos Gabinetes dos Secretários de Estado do Mar, do Ambiente e da Energia e das Infraestruturas, criou o Grupo de Trabalho Interministerial para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica (GT), que integra três subgrupos, cada um responsável por apresentar contributos e recomendações sobre objetivos específicos estabelecidos no referido Despacho.

O Subgrupo 1 (SG1), liderado pela Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM), integra representantes da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (REN), Associação dos Portos de Portugal (APP), Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) e dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia, do mar e das infraestruturas e tem como objetivos:

“a) Propor um conjunto de áreas especializadas nos termos do Plano de Afetação que se encontra em elaboração, com indicação dos pontos de interligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), a afetar a centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica, no âmbito do Plano de Situação de Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM), distinguindo áreas «preferenciais», tal como definidas no plano REPowerEU;

b) Propor a sequenciação temporal das áreas referidas na alínea a), estabelecendo potências indicativas a atribuir às mesmas, no âmbito do lançamento de procedimentos concorrenciais para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) aos centros eletroprodutores e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados.”

Em conformidade com o n.º 5 do citado Despacho, o GT apresentou no final de dezembro de 2022, um relatório inicial com a “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”, o qual foi, nos termos do Despacho n.º 1396-C/2023, do Gabinete do Ministro da Economia e do Mar, Gabinete do Ministro das Infraestruturas, e Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima, de 27 de janeiro, sujeito a um processo de Audição Pública com vista à formulação de sugestões e recolha de contributos, por um período de 30 dias úteis, que decorreu entre 30 de janeiro e 10 de março de 2023. Durante este período foi também realizado um périplo subordinado ao tema *Energias Renováveis Offshore: Comunidade, Sustentabilidade e Economia* promovido pelo Ministério das Infraestruturas, a Secretaria de Estado do Mar e a Secretaria de Estado da Energia e Clima, com três debates temáticos que tiveram lugar nos dias 7 de março (Biodiversidade, Cascais), 9 de março (Atividades Piscatórias, Viana do Castelo) e 10 de março (Economia do Hidrogénio, Figueira da Foz), cujos programas se encontram em anexo (Anexo I).

Em resultado das orientações decorrentes do périplo em Viana do Castelo, a DGRM realizou com o setor da pesca, um conjunto de reuniões nas áreas geográficas onde se espacializaram as áreas para a exploração de energias renováveis *offshore*: Caminha e rio Minho; Vila Praia de Âncora; Viana do Castelo; Esposende; Póvoa de Varzim; Vila do Conde; Matosinhos; Aveiro; Figueira da Foz; Peniche; Ericeira; Sesimbra e Setúbal e Sines.

Concomitantemente, o Despacho n.º 4760/2023, do Ministro da Economia e Mar, de 20 de abril, atribuiu à DGRM a responsabilidade de elaborar o Plano de Afetação de áreas marítimas para exploração de energias renováveis (PAER), tendo sido submetidas, a 8 de maio, à apreciação da Comissão Consultiva do PAER, as áreas preliminarmente espacializadas e dos pontos identificados para ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

Como resultado das reuniões supramencionadas realizadas com o setor da pesca, concomitantemente com as reuniões de concertação com representantes da Comissão Consultiva do PAER, ocorridas até à data, a DGRM redesenhou os polígonos das áreas preliminares, mantendo as mesmas localizações e considerando as necessidades de espaço marítimo para o estabelecimento de energias renováveis até 10GW de potência.

Assim e com o presente relatório dá-se cumprimento ao n.º 7 do Despacho n.º 11404/2022, apresentando os contributos e recomendações que respondam aos objetivos previstos nas alíneas a) e b) supracitadas, incorporando os contributos resultantes dos trabalhos referidos que têm vindo a decorrer.

Fazem parte integrante deste documento, o relatório inicial de dezembro de 2022, previsto no n.º 5 do Despacho n.º 11404/2022 (“Proposta preliminar das áreas espacializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade” - Anexo II), e o relatório com as principais conclusões do processo de Audição Pública efetuada ao abrigo do Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro (Anexo III).

Para a prossecução dos objetivos deste Subgrupo, para além das reuniões que conduziram à elaboração do relatório preliminar, foram realizadas as reuniões nas datas indicadas no Anexo IV, a maioria das quais em conjunto com o SG2.

II. Proposta preliminar de áreas especializadas

II.1 Metodologia utilizada na espacialização das áreas

A georreferenciação das áreas propostas pelo Subgrupo 1 (SG1), resultou de um processo de decisão apoiado num Geoportal criado especificamente para os trabalhos a desenvolver (Geoportal PAER)¹, que reúne informação oriunda do Projeto *OffshorePlan*², designadamente o Atlas do Recurso Eólico (h= 100 m) e o Atlas do Recurso das Ondas (h=0 m), e do Geoportal do Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM)³ (Figura 1). No processo de decisão foram consideradas as servidões existentes, os usos comuns do espaço marítimo, designadamente aqueles que ocorrem com maior intensidade junto à costa e nas áreas circunjacentes às áreas propostas, assim como os usos e atividades privativos previstos e pré-existent.

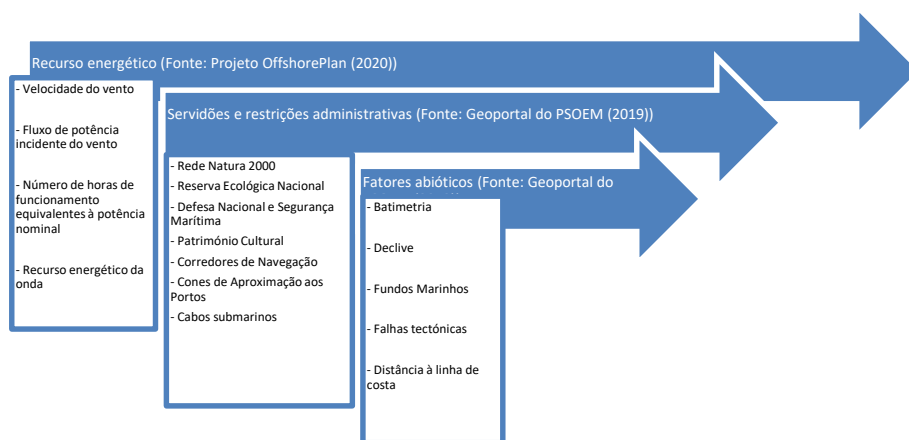


Figura 1- Processo de identificação de áreas preferenciais para o aproveitamento de energia renovável.

II.2. Proposta de áreas especializadas

De acordo com a “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade” (Anexo I)⁴, que abrange 3.393,44 km² de espaço marítimo nacional (EMN), a potência passível de ser instalada situa-se ligeiramente acima dos 10 GW, aplicando uma densidade de capacidade entre os 3 MW/km² e os 4 MW/km²⁵ nas áreas do EMN com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m (Tabela 1), e uma

¹ Geoportal do PAER:

<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=a0d3e2d2230f4384bfae361536826e2#> (acesso com credenciais)

² LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.. Projeto OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal. Projeto Cofinanciado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos (POSEUR) Programa Portugal 2020 e Fundo de Coesão da União Europeia (POSEUR-01-1001-FC-000007). Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/> e <https://geoportal.lneg.pt/>

³ Geoportal do PSOEM (2019), que contém a informação geoespecializada associada ao PSOEM, nos termos previstos no anexo IV da Resolução do Conselho de Ministros n.º 203-A/2019, de 30 de dezembro, da qual faz parte integrante, cuja gestão é da responsabilidade da DGRM:

<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=15c32cf0500c43148f97270db0c1f584>

⁴ A proposta preliminar constitui a base de trabalho da proposta inicial do Plano de Afetação para o aproveitamento de energias renováveis *offshore* comerciais (PAER), que se encontra em elaboração de acordo com o Despacho n.º 4760/2023, de 20 de abril - compete à Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos a elaboração do plano de afetação de áreas marítimas para exploração de energias renováveis.

⁵ R. Borrmann *et al* (2018). Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 e *expert judgment*.

densidade de capacidade de 5,5 MW/km²⁶, atualmente associada às tecnologias fixas, nas áreas com uma profundidade máxima de 50 m (Tabela 2).

Tabela 1- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades ente cerca de 75 m e cerca de 200

Áreas Propostas	Área (km ²)	Potência passível de ser instalada (GW)
Viana do Castelo	663,00	2,0
Leixões	463,36	1,5
Figueira da Foz	1237,29	4,0
Ericeira	256,84	1,0
Sintra/Cascais	83,75	
Sines	498,66	1,5
Total	3202,90	10,0

Tabela 2- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades máxima de 50m)

Áreas Propostas	Área (km ²)	Potência passível de ser instalada (MW)
Matosinhos	180,90	994,95
Área de jurisdição portuária do Porto de Sines	9,64	53,02
Total	190,54	1047,97

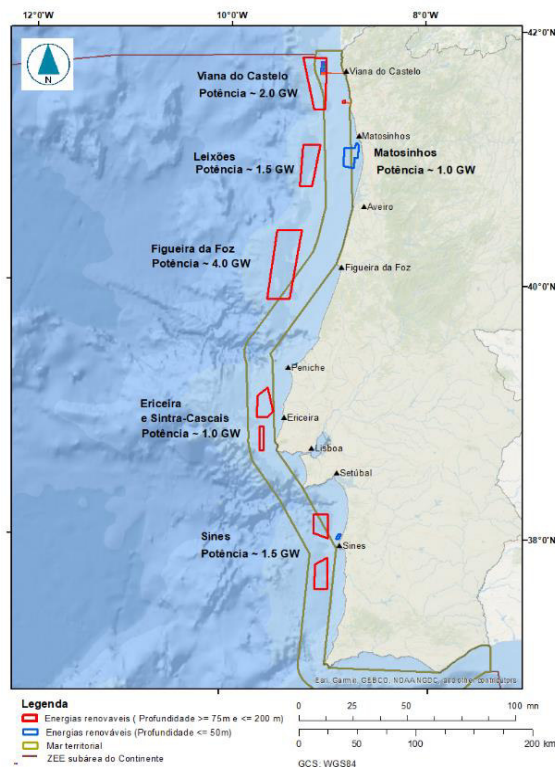


Figura 2- Áreas propostas e respetivas potências indicativas.

É também proposto o alargamento em cerca de 2 km² da área existente ao largo da Aguçadoura, atualmente utilizada para a demonstração de projetos de aproveitamento de energias renováveis.

II.3. Relatório da audição pública

No seguimento do Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro, foi realizada a Audição Pública da “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”, com vista à formulação de sugestões e recolha de contributos. Foram rececionadas 165 participações das quais 105 são de discordância⁷. Todas as

⁶ European MSP Platform, Capacity Densities of European Offshore Wind Farms. Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 e *expert judgment*.

⁷ Os contributos da Audição Pública foram integrados nos documentos disponibilizados aos membros integrantes da Comissão Consultiva do Plano de Afetação para o aproveitamento de energias renováveis *offshore* comerciais (PAER) - Despacho n.º 4760/2023, de 20 de abril.

participações foram analisadas e retirados os contributos e sugestões relevantes, os quais constam do Relatório da Audição Pública - RAP (Anexo II).

Importa referir que, para além das participações que incidiram sobre a proposta de áreas e dos pontos de ligação à rede nacional de transporte, foram rececionados contributos que abordaram outros temas, nomeadamente os modelos de atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público e de títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM), o sistema elétrico nacional, a coexistência de usos e as sinergias obtidas com o uso múltiplo do EMN. As participações sobre temas diversos daqueles relativos à audição, embora não integrem o corpo do Relatório, dada a utilidade que podem ter noutros enquadramentos, poderão ser consultadas no ficheiro digital que consta do RAP.

Confirmação do potencial das áreas propostas

Os contributos de algumas entidades do setor energético incluíram dados georreferenciados que foram adicionados ao Geoportal do PAER⁸. Neste contexto foi demonstrado um forte consenso relativamente ao potencial das áreas propostas pelo SG1, de Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz. Embora o potencial energético das áreas propostas da Ericeira e Sintra/Cascais tenha sido reconhecido pelo setor, não se verificou o mesmo nível de apoio, maioritariamente devido às conflitualidades com questões ambientais. Nas áreas de Sines, nenhuma sugestão do setor coincidiu integralmente com as propostas apontadas pelo SG1 (Figura 3).

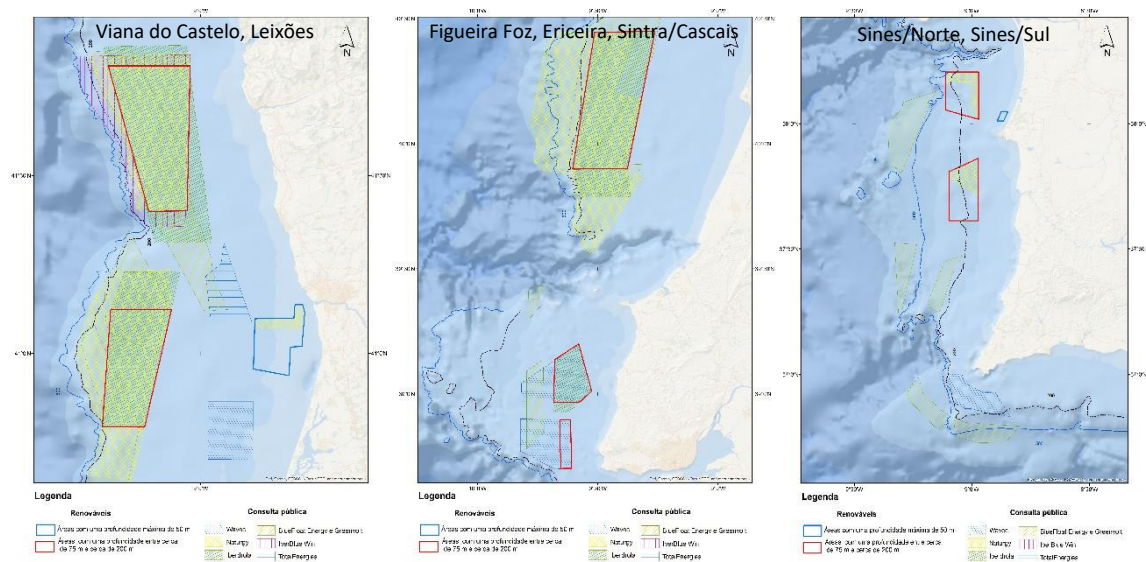


Figura 3- Sobreposição das áreas apresentadas na Audição Pública com as áreas propostas pelo SG1 - estas áreas poderão ser analisadas com mais detalhe através da consulta do Geoportal do PAER⁸.

⁸ Geoportal do PAER:

<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=a0d3e2d2230f4384bfae361536826e2#> (acesso com credenciais)

Dimensão das áreas

De um modo geral, em relação à dimensão das áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m, os contributos do setor energético, recomendam o seu alargamento para Oeste até à batimétrica dos 500 m, e a aceitação de valores de declive até cerca dos 8° a 12°, atendendo às perspetivas de evolução da tecnologia eólica.

No que se refere à dimensão das áreas com uma profundidade até 50 m, os contributos referem que a evolução tecnológica aponta para soluções de eólicas fixas que poderão ser implantadas até aos 100 m considerando neste caso a variável declive mais limitante para este tipo de solução do que para a flutuante, não devendo ultrapassar os 4°.

As sugestões relativas à alteração das áreas serão analisadas no âmbito da elaboração do Plano de Afetação para o Aproveitamento de Energias Renováveis *offshore* comerciais (PAER)⁹, em curso, e eventualmente serão ajustadas de modo a permitir uma otimização do recurso energético e minimizando a conflitualidade com os restantes usos e atividades.

Outras áreas

Foram também rececionadas participações que propõem áreas sem qualquer continuidade geográfica com as áreas apontadas pelo SG1, e que recaem, na sua maioria, em zonas do EMN entre Espichel e Sagres (Figura 4), sendo de salientar que as estas se encontram fora do âmbito de análise do *Projeto OffshorePlan*.

Todavia, verificou-se que estas áreas apresentam maior conflitualidade, sobrepondo-se a zonas de exercícios militares, zonas de passagem de cabos submarinos, a corredores de navegação e esquemas de separação de tráfego, áreas marinhas protegidas no âmbito do Programa de Medidas da Diretiva Quadro Estratégia Marinha¹⁰ e à área proposta para a Zona Livre Tecnológica Infante D. Henrique¹¹. Independentemente destas conflitualidades, considerar estas áreas isoladas traduz-se num aumento significativo da área proposta pelo SG1, o que implicaria impactes cumulativos sobretudo a nível da navegação no acesso ao porto de Sines. Situação análoga verifica-se nas áreas alternativas à proposta do SG1 para a zona de Matosinhos.

⁹ De acordo com o Despacho n.º 4760/2023, de 20 de abril.

¹⁰ Diretiva 2008/56/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 17 de junho.

¹¹ Portaria n.º 189/2022, de 25 de julho.

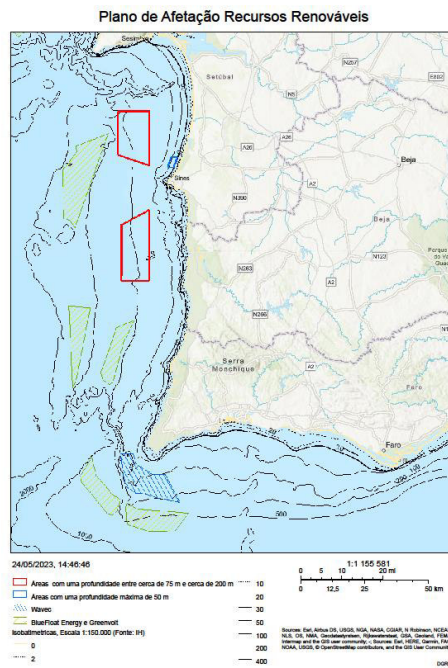


Figura 4 – Outras áreas propostas na Audição Pública.

Principais objeções às áreas propostas

As participações do setor da pesca foram unânimes em não apoiar a proposta de espacialização, alegando que esta inviabiliza extensas áreas de pesca, com consequências negativas na disponibilidade de pescado o que se traduzirá em impactes socioeconómicos que devem ser convenientemente analisados e ponderados.

No que diz respeito aos aspetos ambientais, foram salientados os impactes da presença dos parques eólicos a nível do ecossistema marinho, e nas rotas migratórias da avifauna, principalmente nas áreas que coincidem ou são adjacentes à ZPE Aveiro-Nazaré¹², ZPE Ilhas Berlengas¹³ e ZPE Cabo Raso¹⁴ (áreas propostas da Ericeira e Sintra-Cascais) e na área de Viana do Castelo (pela proximidade ao espaço marinho das Rias Baixas¹⁵). Foram também salientados os impactes potenciais nos cetáceos, e particularmente pela sobreposição ou localização adjacente ao sítio SIC Maceda - Praia da Vieira¹⁶ (áreas propostas de Matosinhos, Leixões e Figueira da Foz).

¹² PTZPE0060 (Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro).

¹³ PTZPE0009 (Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro).

¹⁴ PTZPE0061 (Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro).

¹⁵ ES0000499 - *Espacio marino de las Rías Baixas de Galicia* (Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro).

¹⁶ PTCON0063 (Diretiva 92/43/CEE, de 21 de maio de 1992).

III. Redesenho da proposta preliminar de áreas

Conforme referido anteriormente efetuaram-se reuniões com o setor da pesca para cada uma das áreas geográficas afetadas pelas energias renováveis offshore e também reuniões de concertação ocorridas em sede de elaboração do PAER, no âmbito da competente Comissão Consultiva. Na sequência dessas reuniões, a DGRM redesenhou os polígonos das áreas preliminares, mantendo as mesmas localizações e considerando as necessidades de espaço marítimo para o estabelecimento de energias renováveis até 10GW¹⁷ (Figura 5).

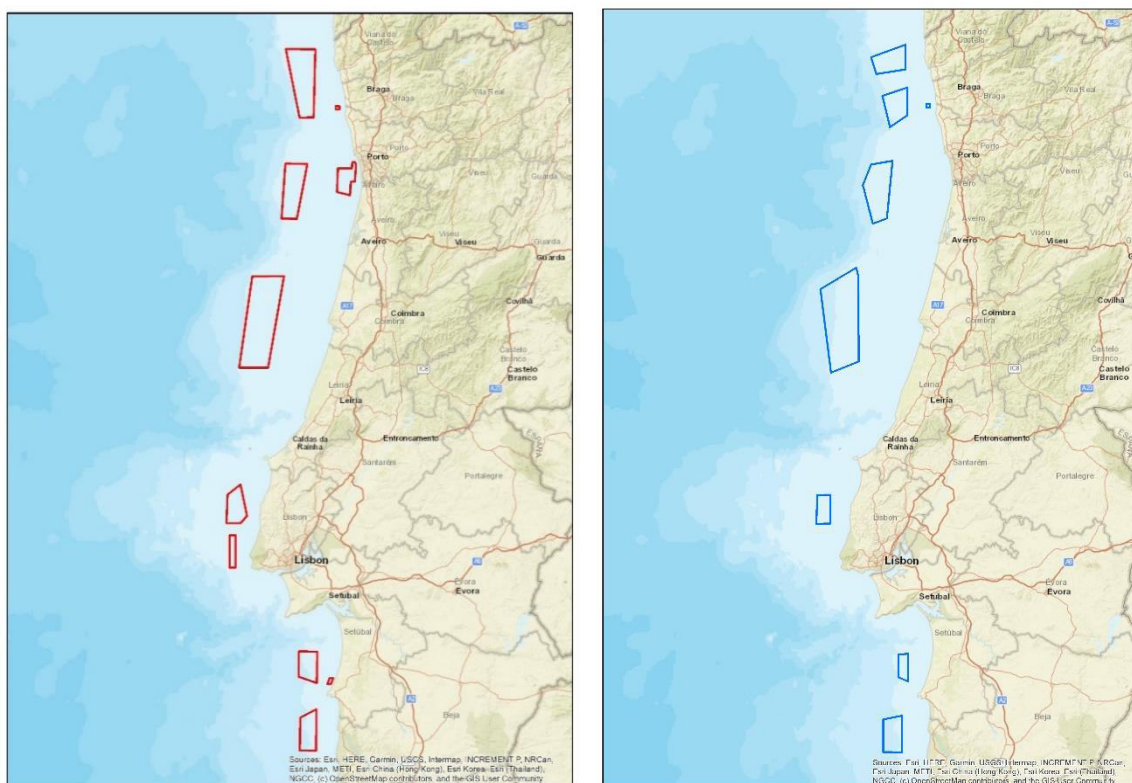


Figura 5- Mapa com as áreas propostas submetidas a Audição Pública (esquerda) e mapa com as novas áreas propostas no âmbito dos trabalhos da Comissão Consultiva do PAER (direita).

O redesenho dos polígonos, ou a sua eliminação, teve por principal objetivo minimizar as consequências negativas na pesca comercial, atenuando também prováveis efeitos negativos nas populações de aves que se deslocam em migração ao longo da costa continental portuguesa.

Na nova proposta afastaram-se os polígonos da linha de costa, respeitando os limites de profundidade e declive do leito marinho recomendados para a instalação das infraestruturas de produção de energia e fizeram-se alguns ajustes de configuração considerando a direção preponderante dos ventos.

¹⁷ A nova proposta que a DGRM elaborou para a Comissão Consultiva do PAER assume a possibilidade de o desenvolvimento tecnológico permitir ser possível assumir desde já 3,5MW/Km² para um futuro próximo, em lugar dos 3,0 MW/Km² a 4,0 MW/Km² que serviram de base à proposta colocada em Audição Pública.

Foram ainda eliminadas algumas áreas que constavam do processo de Audição Pública (Matosinhos e Sintra/Cascais), por motivos relacionados com a pesca comercial, conservação da natureza e incompatibilidade com servidões de defesa nacional.

No computo geral, o total de área proposta, conforme tabela abaixo, diminuiu cerca de 10%. No que toca aos afloramentos rochosos, geralmente a base dos pesqueiros mais importantes, a diminuição é bastante mais significativa, passando de 588 Km² para 262 Km², o que corresponde a menos de metade da área, refletindo-se numa vantagem também para a instalação das estruturas considerando a atual tecnologia.

Tabela 3- Comparação entre a dimensão da área total e da área de fundos rochosos submetidas a audição pública e a nova proposta de área.

Proposta	Área total (km ²)	Área total fundos rochosos (km ²)	% fundos rochosos
Área da Audição Pública (versão 0)	3393,44	588,00	17%
Nova Área (versão 1)	3130,00 ¹⁸	262,00	8,4%

Na Tabela 4 constam a dimensão e a distância mínima e máxima à linha de costa de cada uma das áreas, assim como a potência de acordo com a possibilidade de se instalar 3,5 MW/Km², e o número de lotes assumindo um valor de 500 MW de potência instalada por lote¹⁹. Espera-se que, ao longo do tempo, o *ratio* de 3,5 MW/Km² possa vir a crescer, favorecendo o fomento do uso múltiplo do espaço.

Tabela 4- Área, distância mínima e máxima à linha de costa, potência e número de lotes de cada nova área proposta.

Novas áreas Propostas	Área (km ²)	Distância mínima e máxima ²⁰ (mn)	Potência passível de ser instalada (GW)	Nº de lotes
Viana do Castelo Norte	301	6,9 e 19,5	1,01	2
Viana do Castelo Sul	294	10,5 e 17,9	0,99	2
Leixões	644	22,5 e 32,3	2	4
Figueira da Foz	1325	21,7 e 34,1	4	8
Ericeira	171	7,5 e 12,4	0,5	1
Sines Norte	102	11,5 e 17,3	0,3	1
Sines Sul	287	8,2 e 10,6	1	2
Total	3124 ²¹	-	9,8	20

¹⁸ Este valor inclui a área prevista ao largo da Aguçadoura, atualmente utilizada para a demonstração de projetos de aproveitamento de energias renováveis.

¹⁹ O valor de 500 MW por lote tem em consideração as conclusões dos trabalhos do SG2 no que se refere à segurança do abastecimento, os *benchmark* internacionais e o *ratio* de 3,5 MW/Km².

²⁰ Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal das áreas propostas.

²¹ Este valor não inclui a área ao largo da Aguçadoura.

IV. Áreas preferenciais

A aplicação dos critérios que constam da Figura 6, a cada nova área proposta, permitiu identificar as áreas preferenciais de Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz.

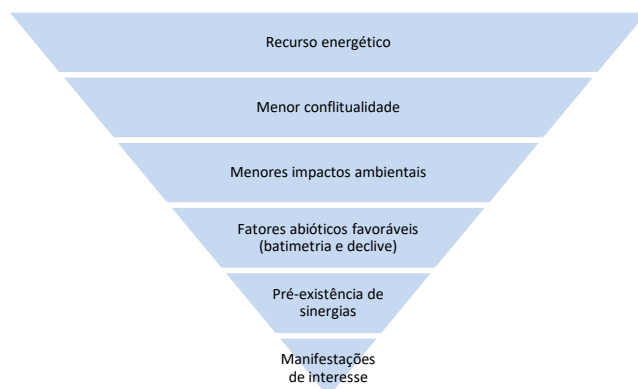


Figura 6- Critérios utilizados para a seleção das áreas preferenciais.

Na Tabela 5 encontram-se alguns dos aspetos positivos e negativos das áreas preferenciais que incluem contributos dos restantes subgrupos.

Tabela 5 – Principais aspetos positivos e negativos de cada área preferencial.

Viana do Castelo	Aspetos positivos	Aspetos negativos
	- Maior potencial energético. - Windfloat Atlantic demonstrou a robustez técnica e a viabilidade económica da solução flutuante. - Existência do cabo submarino da REN. - Proximidade do Porto de Viana do Castelo, apto enquanto porto de fabricação de componentes, operação e manutenção e/ou montagem. - Porto de Viana do Castelo tem disponibilidade de terraplenos infraestruturados. - Decorre atualmente projeto de expansão do Porto de Viana do Castelo. - Proximidade a Espanha.	- Algumas zonas com fundos marinhos rochosos. - Setor da pesca (local, costeira/cerco, arrasto, armadilhas). - Proposta de ZLT está localizada dentro da área. - Potencial impacto nas rotas migratórias de aves marinhas. - Eventual conflito com a área protegida marinha do Litoral Norte SIC PTCON0017, a nível dos corredores técnicos de ligação a terra, a partir da fração sul da área. - Porto de Viana do Castelo com limitada profundidade do canal de -8.0m (Z.H.).
Leixões	- Maior potencial energético na fração norte da área. - Fundos marinhos com predomínio de areia lamacenta. - Porto de Leixões com valência na vertente de apoio logístico nas operações de carga de componentes.	- Setor da pesca (local, costeira/cerco, arrasto, armadilhas). - Eventual conflito com a ZPE PTZPE0004 Ria de Aveiro, a nível dos corredores técnicos de ligação a terra, a partir da fração sul da área. - Limite Este da área proposta é adjacente ao limite Oeste do SIC PTCON0063 Maceda/Praia da Vieira - núcleo populacional de boto. - Efeito cumulativo dos impactes no núcleo populacional de boto, resultante da proximidade à área proposta ao largo da Figueira da Foz.

		- Porto de Leixões não detém capacidade disponível relevante para apoio aos projetos <i>offshore</i> face à atual concessão em vigor e indisponibilidade de espaço.
Figueira da Foz	- Fundos marinhos com predomínio de areia lamacenta. - Ao largo de zona industrial. - O Porto de Aveiro é uma infraestrutura portuária relevante vocacionada para a produção de componentes da fileira das energias renováveis <i>offshore</i>. - O Porto de Aveiro conta com um estaleiro naval, uma rampa RoRo e uma área na ria de 185 ha (Monte Farinha), incluindo 35 ha de área molhada que poderá ser utilizada para estacionamento de estruturas. - Existência de projeto de melhoria do canal de acesso e o aprofundamento da barra do Porto de Aveiro para fundos de 11 metros. - Eventual utilização do Porto de Peniche servindo de apoio para a construção das subestruturas e pela disponibilidade de áreas subjacentes disponíveis.	- Limite Este da área proposta é adjacente ao limite Oeste do SIC PTCON0063 Maceda/Praia da Vieira - núcleo populacional de boto. - Eventual conflito com a ZPE PTZPE0004 Ria de Aveiro, a nível dos corredores técnicos de ligação a terra. - Setor da pesca (local, costeira/cerco, arrasto, armadilhas). - Efeito cumulativo dos impactes no núcleo populacional de boto, resultante da proximidade à área proposta ao largo de Leixões. - Maior distância à linha de costa, aumentando os custos de instalação e manutenção. - Necessidade de afetação de outras áreas próximas ao Porto de Aveiro, mas que se encontram sob a gestão de outras entidades, como seja a base área de São Jacinto. - Porto da Figueira da Foz com perfil de vocação restrito a atividades de operação e manutenção, uma vez que possui calado reduzido, mesmo após implementação do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas que irá garantir fundos adjacentes a -8 metros (Z.H.) e da limitada área disponível.

Proposta de sequenciação temporal das áreas

A proposta de sequenciação vai no sentido da disponibilização gradual das áreas propostas e dos lotes (Tabela 6), considerando os seguintes critérios:

1. Evolução do consumo de eletricidade, tendo em conta as manifestações de interesse referentes a investimentos na cadeia de valor do hidrogénio e outros projetos estruturantes e estratégicos. Os cenários de evolução de procura de eletricidade serão coincidentes com os que estão em utilização na revisão do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).
2. Evolução do “*time-to-market*” dos parques eólicos *offshore*.
3. Evolução do custo nivelado da eletricidade (LCOE) dos parques eólicos *offshore* flutuantes.
4. Cronogramas de leilões internacionais de *offshore* para evitar impasses e promover sinergias positivas;

5. Exequibilidade de execução das infraestruturas elétricas *onshore* e *offshore*.

Propõe-se a possibilidade do primeiro procedimento concorrencial atingir os 3,5 GW, distribuídos de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 - Sequenciação temporal das áreas e dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.

Procedimento concorrencial	Áreas preferenciais	Zona das áreas preferenciais	Nº de lotes dentro da zona	Potencia passível de ser instalada (GW)
1.º	Viana do Castelo	Zona norte da área	2	1
	Leixões	Zona norte da área	1	0,5
	Figueira da Foz	Zona norte da área	4	2

Na Figura seguinte são apresentados os mapas com a representação indicativa dos lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento do primeiro procedimento concorrencial.

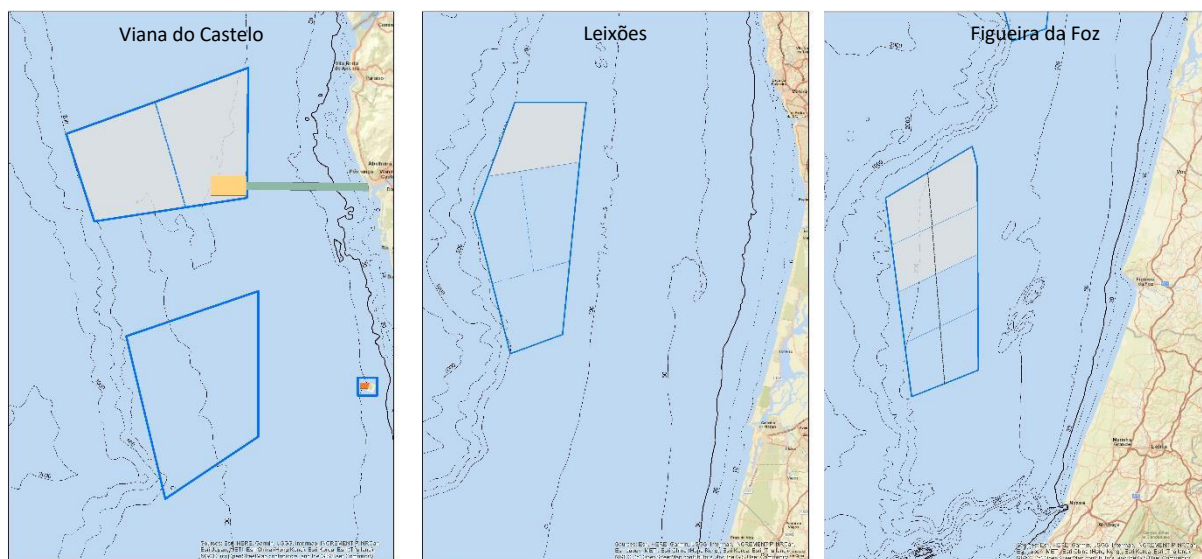


Figura 7- Proposta de lotes a disponibilizar no âmbito do lançamento dos procedimentos concorrenciais (mapa de Viana do Castelo com localização do projeto Windfloat Atlantic e do corredor técnico de passagem do cabo da REN) .

V. Pontos para ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

No relatório inicial com a “Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade” foi incluído um mapa com cinco faixas/zonas da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT) em terra para ligação da rede *offshore* com vista à receção da energia elétrica produzida pelos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas (Figura 8).

Numa fase posterior, no âmbito do relatório do Subgrupo 2, foi incluída uma nova contribuição da REN com uma proposta preliminar das ligações passíveis de serem estabelecidas a partir das áreas preliminares, entre subestações *offshore* e entre estas e os pontos de interligação em terra, bem como as respetivas áreas de estudo alargadas, quer no mar, quer em terra (Figura 9). Esta nova proposta dos pontos de ligação à RESP terá de ser ajustada às áreas que vierem a ser definidas no PAER.

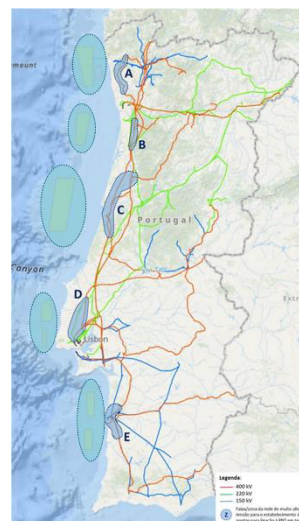


Figura 8- Proposta de faixas/zonas da RNT em terra para ligação *offshore*.

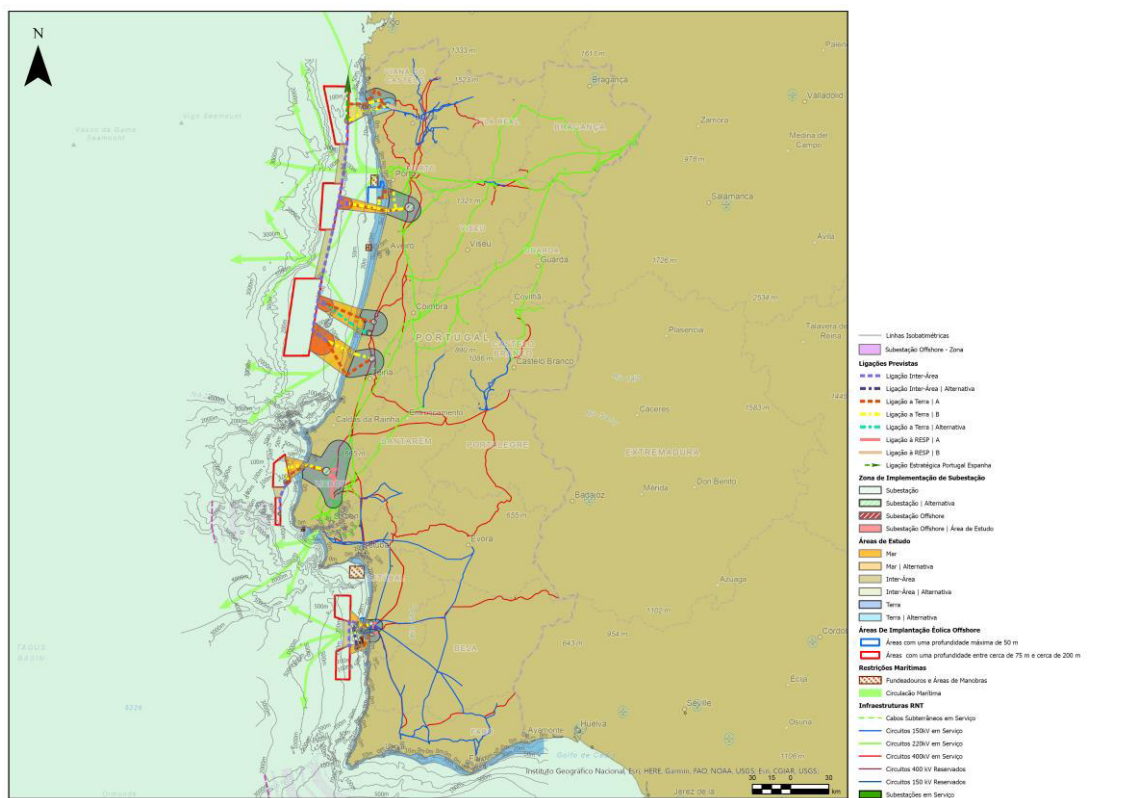


Figura 9- Esquema da proposta de rede *offshore* em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre.

VI. Lacunas de informação

Para a seleção das áreas à data propostas, procurou-se usar a melhor informação disponível, a qual deverá ser utilizada como referência e sujeita a validação pelos futuros proponentes, sem

prejuízo da mesma ser complementada nas fases subsequentes deste processo, nomeadamente em sede de Avaliação Ambiental Estratégica, trabalhos da Comissão Consultiva do Plano de Afetação, Consulta Pública do Plano de Afetação, procedimentos concorrenciais e Estudos de Impacte Ambiental a que os projetos em concreto estarão sujeitos.

Pelo exposto, é possível que a dimensão das áreas definitivas, a dimensão e localização concreta dos lotes, a prioridade da sua ocupação, bem como as ligações entre os centros electroprodutores e os pontos de receção em terra sejam sujeitas a ajustes.

Os procedimentos concorrenciais previstos no relatório do Subgrupo 2 apenas poderão efetivar-se após aprovação do PAER.

Anexo I

“Périplo - Energias Renováveis Offshore: Comunidade, Sustentabilidade e Economia”

ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE:
COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

Energias Renováveis Offshore e Biodiversidade

7 DE MARÇO DE 2023, PELAS 16H00, EM CASCAIS, NO CENTRO CULTURAL DE CASCAIS

O Ministro das Infraestruturas, João Galamba, o Secretário de Estado do Mar, José Maria Costa, e a Secretária de Estado da Energia e Clima, Ana Fontoura Gouveia, com o apoio da Câmara Municipal de Cascais, convidam V. Ex. a participar no evento Energias Renováveis Offshore e Biodiversidade, cujo programa se anexa.

Confirmação de presenças até às 12h00, do dia 7 de março, para o email offshore@maac.gov.pt



REPÚBLICA
PORTUGUESA

CASCAIS

PÉRIPLO

ENERGIAS RENOVÁVEIS *OFFSHORE*: COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

ENQUADRAMENTO

Portugal assumiu metas muito ambiciosas de descarbonização do país, antecipando para 2026 o objetivo de alcançar 80% de fontes renováveis na produção de eletricidade. Estas metas exigem políticas públicas ousadas, de aceleração da transição energética e de maximização da valorização do potencial dos recursos endógenos.

Portugal apresenta condições únicas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore*, sendo este um compromisso firme do Governo. Os trabalhos técnicos encontram-se a decorrer para que os procedimentos concorrenciais associados possam ser lançados ainda este ano, estando em curso a consulta pública da proposta das áreas especializadas.

É, neste contexto, fundamental promover um amplo debate com a sociedade civil, autoridades e comunidades locais, indústria e academia, sendo o seu envolvimento chave para a apropriação deste potencial energético e do desenvolvimento económico e social associado. Este ciclo de debates marca o início deste diálogo enriquecedor, focando-se na relação entre as Energias Renováveis *Offshore* e a Biodiversidade, a Atividade Piscatória e a Economia do Hidrogénio.

O Périplo **Energias Renováveis *Offshore*: Comunidade, Sustentabilidade e Economia** é promovido pelo Ministério das Infraestruturas, pela Secretaria de Estado do Mar e pela Secretaria de Estado da Energia e Clima.

O debate **Energias Renováveis *Offshore* e Biodiversidade** tem lugar no Centro Cultural de Cascais, no dia 7 de março de 2023 pelas 16h00.

A Câmara Municipal de Cascais apoia a organização do debate **Energias Renováveis *Offshore* e Biodiversidade**.

PROGRAMA

15h30-16h00	Receção de participantes
16h00-16h10	Boas vindas Carlos Carreiras <i>Presidente da Câmara Municipal de Cascais</i>
16h10-16h20	Sessão de Abertura Ana Fontoura Gouveia <i>Secretária de Estado da Energia e Clima</i>
16h20-16h35	Apresentação da proposta preliminar das áreas especializadas para implantação de projetos de energias renováveis offshore José Simão <i>Diretor Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos</i>
16h35-17h15	Painel Energias Renováveis Offshore e a Biodiversidade <i>Moderador: Francisco Ferreira, Associação Zero</i> Tiago Pitta e Cunha , Fundação Oceano Azul Maria de Fátima Lopes Alves , Universidade de Aveiro Henrique Duarte , Geosurveys Cátia Martinho , Embaixada da Dinamarca em Portugal
17h15-17h50	Perguntas e Respostas
17h50-18h00	Sessão de Encerramento José Maria Costa <i>Secretário de Estado do Mar</i>

ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE:
COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

Energias Renováveis Offshore e Atividades Piscatórias

9 DE MARÇO DE 2023, PELAS 16H00, NO HOTEL FLOR DE SAL EM VIANA DO CASTELO

O Ministro das Infraestruturas, João Galamba, o Secretário de Estado do Mar, José Maria Costa, e a Secretária de Estado da Energia e Clima, Ana Fontoura Gouveia, com o apoio da Câmara Municipal Viana do Castelo, convidam V. Ex. a participar no evento Energias Renováveis Offshore e Atividades Piscatórias, cujo programa se anexa.

Confirmação de presenças até às 12h00, do dia 8 de março, para o email offshore@maac.gov.pt



REPÚBLICA
PORTUGUESA



CÂMARA MUNICIPAL
VIANA DO CASTELO

PÉRIPLO

ENERGIAS RENOVÁVEIS *OFFSHORE*: COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

ENQUADRAMENTO

Portugal assumiu metas muito ambiciosas de descarbonização do país, antecipando para 2026 o objetivo de alcançar 80% de fontes renováveis na produção de eletricidade. Estas metas exigem políticas públicas ousadas, de aceleração da transição energética e de maximização da valorização do potencial dos recursos endógenos.

Portugal apresenta condições únicas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore*, sendo este um compromisso firme do Governo. Os trabalhos técnicos encontram-se a decorrer para que os procedimentos concorrenciais associados possam ser lançados ainda este ano, estando em curso a consulta pública da proposta das áreas especializadas.

É, neste contexto, fundamental promover um amplo debate com a sociedade civil, autoridades e comunidades locais, indústria e academia, sendo o seu envolvimento chave para a apropriação deste potencial energético e do desenvolvimento económico e social associado. Este ciclo de debates marca o início deste diálogo enriquecedor, focando-se na relação entre as Energias Renováveis *Offshore* e a Biodiversidade, a Atividade Piscatória e a Economia do Hidrogénio.

O Périplo **Energias Renováveis *Offshore*: Comunidade, Sustentabilidade e Economia** é promovido pelo Ministério das Infraestruturas, pela Secretaria de Estado do Mar e pela Secretaria de Estado da Energia e Clima.

O debate **Energias Renováveis *Offshore* e Atividades Piscatórias** tem lugar no Hotel Flor de Sal em Viana do Castelo, no dia 9 de março de 2023 pelas 16h00.

A Câmara Municipal de Viana do Castelo apoia a organização do debate **Energias Renováveis *Offshore* e Atividades Piscatórias**.

PROGRAMA

15h30-16h00	Receção de participantes
16h00-16h10	Boas vindas Luís Nobre <i>Presidente da Câmara Municipal de Viana do Castelo</i>
16h10-16h20	Sessão de Abertura José Maria Costa <i>Secretário de Estado do Mar</i>
16h20-16h35	Apresentação da proposta preliminar das áreas especializadas para implantação de projetos de energias renováveis offshore José Simão <i>Diretor Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos</i>
16h35-17h25	Painel As Energias Renováveis Offshore e a Atividade Piscatória <i>Moderador: Sandra Ramos, CIIMAR</i> Manuel Marques , Associação de Armadores de Pesca do Norte António Sarmiento , WavEC Francisco Portela Rosa , Vianapesca Bruno Azevedo , CS Wind Flávia Lima , Embaixada do Reino Unido em Portugal
17h25-17h50	Perguntas e Respostas
17h50-18h00	Sessão de Encerramento Ana Fontoura Gouveia <i>Secretária de Estado da Energia e Clima</i>

ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE:
COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

Energias Renováveis Offshore e Economia do Hidrogénio

10 DE MARÇO DE 2023, PELAS 10H00, NO CENTRO DE ARTES E ESPETÁCULOS DA FIGUEIRA DA FOZ

O Ministro das Infraestruturas, João Galamba, o Secretário de Estado do Mar, José Maria Costa, e a Secretária de Estado da Energia e Clima, Ana Fontoura Gouveia, com o apoio da Câmara Municipal da Figueira da Foz, convidam V. Ex. a participar no evento Energias Renováveis Offshore e Economia do Hidrogénio, cujo programa se anexa.

Confirmação de presenças até às 12h00, do dia 9 de março, para o email offshore@maac.gov.pt



REPÚBLICA
PORTUGUESA



PÉRIPLO

ENERGIAS RENOVÁVEIS OFFSHORE: COMUNIDADE, SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA

ENQUADRAMENTO

Portugal assumiu metas muito ambiciosas de descarbonização do país, antecipando para 2026 o objetivo de alcançar 80% de fontes renováveis na produção de eletricidade. Estas metas exigem políticas públicas ousadas, de aceleração da transição energética e de maximização da valorização do potencial dos recursos endógenos.

Portugal apresenta condições únicas para o desenvolvimento de energia eólica *offshore*, sendo este um compromisso firme do Governo. Os trabalhos técnicos encontram-se a decorrer para que os procedimentos concorrenciais associados possam ser lançados ainda este ano, estando em curso a consulta pública da proposta das áreas especializadas.

É, neste contexto, fundamental promover um amplo debate com a sociedade civil, autoridades e comunidades locais, indústria e academia, sendo o seu envolvimento chave para a apropriação deste potencial energético e do desenvolvimento económico e social associado. Este ciclo de debates marca o início deste diálogo enriquecedor, focando-se na relação entre as Energias Renováveis *Offshore* e a Biodiversidade, a Atividade Piscatória e a Economia do Hidrogénio.

O Périplo **Energias Renováveis Offshore: Comunidade, Sustentabilidade e Economia** é promovido pelo Ministério das Infraestruturas, pela Secretaria de Estado do Mar e pela Secretaria de Estado da Energia e Clima.

O debate **Energias Renováveis Offshore e Economia do Hidrogénio** tem lugar no Centro de Artes e Espetáculos da Figueira da Foz, no dia 10 de março de 2023 pelas 10h00.

A Câmara Municipal da Figueira da Foz apoia a organização do debate **Energias Renováveis Offshore e Economia do Hidrogénio**.

PROGRAMA

9h30-10h00	Receção de participantes
10h00-10h10	Boas vindas Pedro Santana Lopes <i>Presidente da Câmara Municipal da Figueira da Foz</i>
10h10-10h20	Sessão de Abertura João Galamba <i>Ministro das Infraestruturas</i>
10h20-10h35	Apresentação da proposta preliminar das áreas especializadas para implantação de projetos de energias renováveis offshore José Simão <i>Diretor Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos</i>
10h35-11h15	Painel As Energias Renováveis <i>Offshore</i> e a Economia do Hidrogénio <i>Moderador: Sérgio Gonçalves, Reuters</i> João Conceição, REN Nuno Santos, The Navigator Company Pedro Amaral Jorge, APREN Filipe Murraças, Embaixada dos Países Baixos em Portugal
11h15-11h50	Perguntas e Respostas
11h50-12h00	Sessão de Encerramento Ana Fontoura Gouveia <i>Secretária de Estado da Energia e Clima</i>

Anexo II

“Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à
Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”

Objetivo: n.º 5 do Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro

Relatório

Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos
para a ligação à Rede Nacional de Transporte de
Eletricidade

Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de
centros electroprodutores baseados em fontes renováveis de
origem ou localização oceânica

Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro

28 de dezembro de 2022

Conteúdo

Índice de Figuras	ii
Índice de Tabelas.....	ii
Lista de Acrónimos	iii
Sumário Executivo	1
I – Enquadramento.....	2
II – Reuniões do Subgrupo 1.....	4
III- Metodologia utilizada para a seleção das áreas propostas	5
Critérios subjacentes à delimitação das áreas propostas	6
Fatores potenciadores	6
Fatores limitantes.....	7
Lacunas de informação	9
IV – Proposta preliminar das áreas especializadas	10
Áreas Propostas.....	10
V – Proposta preliminar dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.....	13
Anexo I – Tabela com as características de cada área especializada com a identificação das características mais relevantes (profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m de profundidade).	15
Anexo II – Tabela com as características de cada área especializada com a identificação das características mais relevantes (profundidade máxima de 50 m).	16
Anexo III – Mapas individualizados com as características de cada área proposta.....	17
Viana do Castelo.....	17
Leixões.....	18
Figueira da Foz	19
Ericeira.....	20
Sintra/Cascais	21
Sines (Norte e Sul)	22
Matosinhos.....	23
Sines (área portuária).....	24
Aguçadoura	25
Anexo IV - Camadas de Informação do Geoportal do PAER	26
Glossário.....	31
Referências Bibliográficas	36

Índice de Figuras

Figura 1- Processo inicial de identificação de áreas potenciais para o aproveitamento de energia renovável.....	5
Figura 2- Áreas propostas e respetivas potências indicativas.....	10
Figura 3- Pontos para a ligação à RNT em terra (identificação preliminar das faixas/zonas da RNT).....	14

Índice de Tabelas

Tabela 1- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades ente cerca de 75 m e cerca de 200 m)	11
Tabela 2- Dimensão de cada área proposta (profundidades máxima de 50m)	11

Lista de Acrónimos

APA – Agência Portuguesa do Ambiente, I.P.
APDL – Administração dos Portos do Douro, Leixões e Viana do Castelo, S.A.
APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve, S.A.
APSS – Administração dos Portos de Setúbal e Sesimbra, S.A.
APL – Administração do Porto de Lisboa, S.A.
APP – Associação dos Portos de Portugal
APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CC – Comissão Consultiva do Plano de Afetação
DGAM – Direção-Geral da Autoridade Marítima
DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia
DGRM – Direção-Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos
EMEPC – Estrutura de Missão para a Extensão da Plataforma Continental
EMN – Espaço Marítimo Nacional
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EST – Esquema de separação de tráfego
FER – Fontes de energia renovável
ICNF – Instituto da Conservação da Natureza e das Florestas
EMODnet - European Marine Observation and Data Network
IMO – International Maritime Organisation
IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera, I.P.
ISA – International Seabed Authority
LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia
NEPS – Número de horas anual de funcionamento à potência nominal
PAER – Plano de Afetação de Energias Renováveis
POC – Programa da Orla Costeira
POOC – Plano de Ordenamento da Orla Costeira
PSOEM – Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional
REN – Rede Elétrica Nacional
RNT – Rede Nacional de Transporte Elétrico
SIG – Sistemas de Informação Geográfica
TUPEM – Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo Português
UE – União Europeia
ZLT – Zona livre tecnológica

Sumário Executivo

A descarbonização da economia e a transição energética e climática previstas no programa do XXIII Governo Constitucional, em estreita articulação com as metas fixadas pela UE para o corte de emissões e para o crescimento das energias renováveis, reforçadas pelo recente plano REPowerEU, levaram a que o Governo português fixasse a meta de 10GW para as energias renováveis *offshore* até 2030. Esta meta foi apresentada pelo Primeiro-Ministro na Conferência dos Oceanos das Nações Unidas, realizada no corrente ano em Lisboa.

Para definir o caminho a prosseguir visando o alcance desta meta nacional, foi publicado, em 23 de setembro, o Despacho n.º 11404/2022, das áreas governativas da Economia e do Mar, do Ambiente e da Energia, e das Infraestruturas e Habitação.

O presente relatório visa dar resposta ao objetivo fixado no n.º 5 do referido Despacho, que define a apresentação, até 31 de dezembro de 2022, de uma proposta preliminar das áreas especializadas no mar português e dos pontos identificados para ligação à RNT.

Neste contexto e tendo como referência o processo de aprendizagem do projeto pré-comercial *WindFloat Atlantic*, instalado em 2019 ao largo de Viana do Castelo, e os estudos e trabalhos realizados anteriormente pelas entidades com competências e conhecimentos nas energias renováveis *offshore*, foram especializadas as áreas propostas para o cumprimento da meta definida para Portugal, tendo sido tomada em linha de conta, simultaneamente, a preocupação de minimizar o impacto nas restantes atividades desenvolvidas no Mar Territorial e ZEE do Continente, nomeadamente os usos comuns.

Pelas características do mar português, que atinge elevadas profundidades a poucas milhas da costa, associadas às áreas geográficas onde os recursos vento e ondulação são mais favoráveis, foi georreferenciado um conjunto de áreas onde a energia eólica será fonte de geração da energia elétrica, proveniente de eletrogeradores montados sob estruturas flutuantes e ancoradas no fundo do mar ou em estruturas fixas no fundo do mar onde tal seja possível, complementado por eletrogeradores atuados pela energia das ondas.

Assim, tendo em conta os rácios de potência por km² aceites pela indústria, são propostas áreas com dimensões adequadas para projetos comerciais de energia renovável no EMN ao largo de Viana do Castelo (ampliando a área já existente), ao largo de Leixões, da Figueira da Foz, da Ericeira e Sintra-Cascais, e de Sines, as quais, no seu conjunto, permitirão atingir a prazo a meta de potência de 10 GW. São também definidos, de forma muito preliminar, as áreas dos pontos de injeção da energia na rede nacional ao longo da costa.

Pretende-se que o conjunto de áreas proposto no presente relatório seja referência para os trabalhos subsequentes previstos no Despacho suprarreferido e que, simultaneamente, contribua para o cumprimento do Despacho n.º 12020/2021, de 7 de dezembro, que prevê a elaboração do Plano de Afetação para Energias Renováveis *Offshore*, visando a integração no PSOEM, de áreas potenciais para energias renováveis *offshore* comerciais.

I – Enquadramento

No âmbito do Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM), aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 203-A/2019, de 30 de dezembro, foi delimitada uma zona piloto ao largo de Viana do Castelo, com cerca de 47 km², dedicada à exploração de energia renovável e destinada a projetos-piloto para o desenvolvimento de tecnologias e processos de produção, antes de se perspetivarem zonas para estabelecimento de parques eólicos de natureza comercial. Neste local, veio a instalar-se o projeto *WindFloat Atlantic*, o primeiro parque eólico flutuante da Europa continental, à escala pré-comercial, que tem demonstrado a robustez técnica e a viabilidade económica da tecnologia eólica flutuante no mar português.

Passados três anos da aprovação do PSOEM, o interesse na exploração de energia renovável *offshore* em Portugal tem vindo a aumentar de forma significativa, acompanhando, de resto, as tendências internacionais neste domínio, em particular na UE, por necessidade de diminuição da dependência energética associada ao uso de combustíveis fósseis. Por outro lado, a crise que o sistema energético enfrenta, no contexto de guerra, aliada às alterações climáticas, impulsionam o desenvolvimento de energias renováveis, em particular aquelas que se podem vir a localizar em espaço marítimo, matéria que motivou os anúncios públicos do Governo nacional sobre esta aposta também em Portugal.

É nesta conjuntura que têm surgido várias intenções de investimento junto dos ministérios da Economia e Mar, Ambiente e Ação Climática, e Infraestruturas e Habitação, bem como de pedidos de atribuição de TUPEM na DGRM, com vista à implementação de parques eólicos comerciais ao largo da costa continental portuguesa. Refira-se que, até ao momento, os pedidos de TUPEM, incluindo a demonstração de interesse para o desenvolvimento comercial de parques eólicos *offshore*, ultrapassam já os 10 GW de potência. Este cenário determinou que a DGRM, enquanto entidade responsável pelo ordenamento do EMN, tomasse as diligências necessárias, junto do membro do Governo responsável pela área do mar, para a elaboração de um Plano de Afetação de Energias Renováveis (PAER), de iniciativa pública. É, assim, publicado o Despacho n.º 12020/2021, de 7 de dezembro, no qual são estabelecidas as regras de funcionamento da CC que apoia e acompanha o desenvolvimento do referido plano de afetação, visando a integração no PSOEM de áreas potenciais para energias renováveis *offshore* comerciais.

Por outro lado, a necessidade de definição de áreas especializadas para a exploração de energia renovável no EMN obriga também à indicação dos pontos para ligação à RNT, bem como ao desenvolvimento da RNT *offshore* e *onshore*, ao desenvolvimento compatível das infraestruturas portuárias e, ainda, ao estabelecimento do modelo dos procedimentos concorrenciais a prosseguir.

Assim, através do Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, foi criado o Grupo de Trabalho interministerial das áreas do mar, da energia e das infraestruturas, para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica. Concomitantemente, no seio do referido Grupo de Trabalho foram criados três subgrupos, cada um dos quais responsável por objetivos específicos,

previstos no referido Despacho, cabendo ao Subgrupo 1, nos termos do seu n.º 5, por apresentar, em conjunto com as restantes entidades nomeadas, até 31 de dezembro de 2022, uma proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos identificados para a ligação à RNT.

Neste contexto foi elaborado o presente relatório, no qual são apresentadas as propostas preliminares das áreas especializadas a serem integradas no Plano de Afetação, para o aproveitamento de energias renováveis *offshore* comerciais, as quais se situam em zonas de maior e menor profundidade dos fundos marinhos, de modo a possibilitar uma complementaridade no aproveitamento do recurso renovável e na instalação das diversas tecnologias atualmente disponíveis.

Assim, as áreas especializadas propostas encontram-se divididas de acordo com os intervalos batimétricos:

- i. áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m (atualmente vocacionadas para turbinas eólicas com fundações flutuantes e para aproveitamento da energia das ondas); e
- ii. áreas com uma profundidade máxima de 50 m (atualmente vocacionadas para turbinas eólicas com fundações fixas e para aproveitamento da energia das ondas).

Foi desenvolvido, para efeitos de elaboração e facilitação da discussão pública do PAER um Geoportal específico (Geoportal PAER)¹, que conjuga, entre outros, a informação oficial do PSOEM² com a do Projeto Offshore Plan³, tendo sido utilizado pelo Subgrupo 1 para a delimitação e visualização das áreas propostas. O Geoportal PAER constitui-se como uma peça essencial deste Relatório, estando elencados no anexo VI os diversos níveis de informação (Camadas de Informação do GeoPortal), permitindo a análise e visualização expeditas de todos os dados e informação disponibilizados.

¹ Geoportal do PAER:

<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=a0d3e2d2230f4384bffa361536826e2#>

² Geoportal do PSOEM que contém a informação geoespacializada associada ao PSOEM, nos termos previstos no anexo IV da Resolução do Conselho de Ministros n.º 203-A/2019, de 30 de dezembro, da qual faz parte integrante, cuja gestão é da responsabilidade da DGRM:

<https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=15c32cf0500c43148f97270db0c1f584>

³ Geoportal do Projeto Offshore Plan: <https://geoportal.lneg.pt/>

II – Reuniões do Subgrupo 1

O Subgrupo 1 realizou quatro reuniões, no âmbito das quais se definiu a presente proposta preliminar de áreas especializadas nos termos do plano de afetação a alocar a centros electroprodutores baseados em FER de origem ou localização oceânica, assim como a identificação dos pontos de ligação à RNT:

Reunião preparatória - 17 de outubro de 2022;

1.ª reunião – 21 de outubro de 2022;

2.ª reunião – 31 de outubro de 2022;

3.ª reunião – 30 de novembro de 2022;

4.ª reunião – 12 de dezembro de 2022.

III- Metodologia utilizada para a seleção das áreas propostas

A georreferenciação das áreas resultou do processo de sobreposição de informação iniciado com a análise dos mapas do Projeto OffshorePlan⁴, designadamente o Atlas do Recurso Eólico (h= 100 m) e o Atlas do Recurso das Ondas (h=0 m).

Numa fase inicial foram identificadas as áreas onde o recurso eólico e o recurso energético das ondas são mais elevados. Para esse efeito analisaram-se os mapas da velocidade horizontal do vento (m/s), do número de horas de funcionamento equivalentes à potência nominal (NEPS) (h/ano), do fluxo de potência incidente do vento (W/m²), e recurso energético da onda (kW/m). Estes mapas foram depois sobrepostos a diversas camadas de informação (anexo IV), nomeadamente, as servidões e restrições administrativas que recaem no EMN e as características oceanográficas determinantes para o desenvolvimento de projetos baseados em FER (Figura 1). Foram ainda identificados os usos comuns do espaço marítimo, designadamente aqueles que ocorrem com maior intensidade junto à costa, e nas áreas circunjacentes às áreas propostas, e com usos e atividades privativos previstos e pré-existent.

Obtida uma primeira base de trabalho, foram de seguida aplicados critérios que conduziram à seleção das áreas propostas.

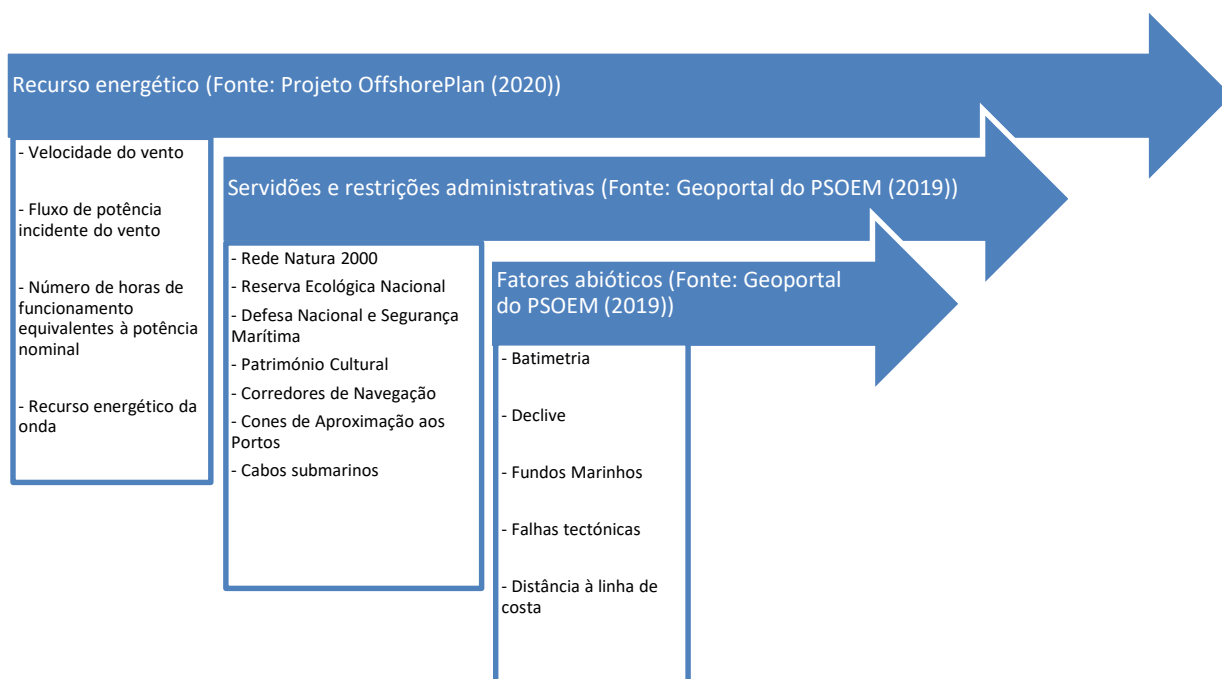


Figura 1- Processo inicial de identificação de áreas potenciais para o aproveitamento de energia renovável.

⁴ LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.. Projeto OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal. Projeto Cofinanciado pelo Programa Operacional de Sustentabilidade e Eficiência no Uso dos Recursos (POSEUR) Programa Portugal 2020 e Fundo de Coesão da União Europeia (POSEUR-01-1001-FC-000007). Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/>

Critérios subjacentes à delimitação das áreas propostas

Fatores potenciadores

Velocidade média do vento⁵

Pressuposto: as áreas potenciais deverão localizar-se sobre zonas de maior intensidade do recurso eólico.

As áreas propostas situam-se sobre zonas onde as estimativas da velocidade horizontal de vento varia entre o limite inferior de 6,01 m/s (em Matosinhos) e o limite superior de 8,50 m/s (em Viana do Castelo e Sintra/Cascais), considerando uma altura acima do nível médio do mar (h) de 100 m (Couto A. *et al*, maio de 2019).

Fluxo de potência incidente do vento⁶

Pressuposto: as áreas potenciais deverão localizar-se sobre zonas de maior valor de fluxo de potência do vento incidente.

As áreas propostas situam-se sobre zonas onde as estimativas do fluxo de potência variam entre o limite inferior de 350,1 W/m² (em Sines e Matosinhos) e o limite superior de 650 W/m² (em Viana do Castelo), considerando uma altura acima do nível médio do mar (h) de 100 m (Couto A. *et al*, maio de 2019).

Número de horas equivalente à potência nominal (NEPS)⁷

Pressuposto: as áreas potenciais deverão localizar-se sobre zonas de maior valor de NEPS.

As áreas propostas situam-se sobre zonas onde as estimativas de valores de NEPS⁸ variam entre o limite inferior de 2400 h/ano (área de jurisdição do Porto de Sines) e de 3000,0 h/ano (na área norte de Sines), e o limite superior de 4250 h/ano (em Viana do Castelo) (Couto A. *et al*, maio de 2019).

Recurso energético da onda⁹

Pressuposto: as áreas potenciais deverão localizar-se sobre zonas de maior intensidade deste recurso.

As áreas propostas situam-se sobre zonas onde as estimativas do recurso energético da onda são muito variáveis, sendo que as áreas com valores mais elevados são a área de Leixões e a zona norte das áreas da Figueira da Foz e da Ericeira, variando entre 30,1 kW/m e 35 kW/m (Duque J. *et al*, 2019).

⁵ Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/> e <https://geoportal.lneg.pt/>

⁶ Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/> e <https://geoportal.lneg.pt/>

⁷ Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/> e <https://geoportal.lneg.pt/>

⁸ Os valores de NEPS foram calculados no âmbito do projeto POSEUR OffshorePlan, tomando como "turbinas eólicas teste", os modelos Vestas V164 de 8MW e Siemens SWR-6.0-154 de 6MW.

⁹ Em: <https://offshoreplan.lneg.pt/> e <https://geoportal.lneg.pt/>

Fatores limitantes

*Distância à linha de costa*¹⁰

Pressuposto: na seleção das áreas propostas procurou-se reduzir ao mínimo a interferência com os usos comuns do espaço marítimo, nomeadamente a pesca local e a navegação das embarcações de recreio.

Neste enquadramento, excetuando a área de Matosinhos (a 1,86 mn) e a área sob jurisdição portuária do Porto de Sines, todas as restantes situam-se a uma distância da linha de costa entre 5,65 mn e as 30,03 mn.

O maior afastamento das áreas espacializadas à linha de costa tem impacto relevante no modelo da rede elétrica a desenvolver, quer *offshore*, quer *onshore*, nomeadamente em virtude dos elevados montantes de potência em cada uma das áreas espacializadas e da distância destas à infraestrutura da RNT existente em terra, não sendo possível determinar, nesta fase, entre outros aspetos, a topologia das infraestruturas da RNT a estabelecer no EMN, a sua tecnologia e se as mesmas serão operadas em corrente alternada ou em corrente contínua.

Servidões e Restrições Administrativas

Conservação da Natureza e Reserva Ecológica Nacional^{11 12}

Pressuposto: as áreas deverão situar-se preferencialmente fora destas servidões.

Exceciona-se a área de Sintra/Cascais, que se sobrepõe a uma área protegida (Zona de Proteção Especial do Cabo Raso PTZPE0061), dada a proximidade a zonas urbanas de elevado consumo energético, e, por outro, ao facto de se localizar numa das zonas com maior recurso energético. As áreas de Leixões e da Figueira da Foz são adjacentes ao limite exterior do Sítio de Importância Comunitária Maceda/Praia da Vieira (PTCON0063).

Todas as áreas, com exceção da área de Espinho, situam-se fora da faixa marítima de proteção costeira que integra a Reserva Ecológica Nacional, uma vez que se situam a batimétricas superiores a 30 m.

*Defesa Nacional*¹³

Pressuposto: os condicionalismos decorrentes desta servidão obrigaram a que a georreferenciação dos polígonos evitasse, na medida do possível, a afetação destes espaços.

*Património Cultural*¹⁴

Pressuposto: sempre que possível, foram evitados locais com património cultural subaquático assinalado.

¹⁰ Na subárea Continente os usos comuns, nomeadamente a pesca, concentram-se numa faixa estreita ao longo da costa pelo facto de a plataforma continental científica (geológica) ter uma reduzida extensão.

¹¹ Resolução do Conselho de Ministros n.º 115-A/2008, de 21 de julho, que aprova o Plano Sectorial da Rede Natura 2000 (PSRN2000) relativo ao território continental.

¹² Decreto-Lei n.º 166/2008, alterado e republicado pelo Decreto-Lei n.º 239/2012, de 2 de novembro, com a redação do seu artigo 20.º dada pelo artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 96/2013, de 19 de julho, estabelece o regime jurídico da Reserva Ecológica Nacional.

¹³ Lei n.º 31-A/2009, de 7 de julho, aprova a Lei de Defesa Nacional.

¹⁴ Decreto-Lei n.º 164/97, de 27 de junho, atividade arqueológica em meio subaquático.

A localização exata de património terá que ser dirimida oportunamente, uma vez que por questões de salvaguarda do mesmo, a sua real localização não é revelada nos geoportais da DGRM.

Segurança Marítima¹⁵

Pressuposto: as áreas especializadas deverão excluir as zonas de ancoradouros e fundeadouros, áreas de pilotagem obrigatória, bóias e sistemas de assinalamento marítimo, esquemas de separação de tráfego marítimo, e minimizando, simultaneamente, o impacto nos corredores de navegação e nos cones de aproximação aos portos.

Os condicionalismos decorrentes desta servidão obrigaram a que a georreferenciação dos polígonos evitasse a afetação destes espaços.

Por outro lado, são propostos corredores de navegação de acesso aos principais portos, com mínimo de 6 km de largura, à semelhança da largura dos corredores dos esquemas de separação de tráfego marítimo, com exceção da região junto à fronteira norte com Espanha, na continuidade da foz do rio Minho, onde é proposto um canal de 5 km entre a fronteira e o limite norte da área proposta - Viana do Castelo.

Cabos submarinos¹⁶

Pressuposto: nas áreas propostas não deverão preexistir cabos de telecomunicações ou de transporte de energia.

A área de Sintra/Cascais é atravessada a sudoeste por dois cabos de telecomunicações (TAGIDE 2 e TGN Western Europe). A localização exata destes cabos submarinos terá que ser verificada oportunamente, uma vez que por questões de segurança a localização exata não é revelada nos geoportais da DGRM.

Batimetria e Declive

Pressuposto: considerar batimetrias acima dos 200 m e declives superiores a 4° como limitantes¹⁷.

Todas as áreas propostas se situam até à batimétrica dos 200 m com exceção da área de Sines, em que este valor é ultrapassado. Os declives apurados em todas as áreas são globalmente inferiores a 2°, com exceção da área de Sines, onde existem áreas de dimensão reduzida com declives até 9°.

Fundos Marinhos

Pressuposto: este fator *per se* não condiciona a instalação das infraestruturas para aproveitamento dos recursos energéticos, embora possa originar soluções tecnológicas com custos diferenciados.

¹⁵ Decreto-Lei n.º 180/2004, de 27 de julho, na redação dada pelos decretos-leis n.º 236/2004, de 18 de dezembro, n.º 51/2005, de 25 de fevereiro, n.º 263/2009, de 28 de setembro, n.º 52/2012, de 7 de março, n.º 121/2012, de 19 de junho e n.º 3/2016, de 12 de janeiro.

¹⁶ Decreto do Presidente da República n.º 67-A/97, de 14 de outubro, que ratifica a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, de 10 de dezembro de 1982.

¹⁷ Costa P., et al (2010) e *expert judgement*.

Os fundos de todas as áreas apresentam uma composição mais ou menos semelhantes entre si, constituídos por areia lamacenta, rocha e pedregulho, areia, lama arenosa, sedimentos mistos, lama.

Falhas tectónicas

Pressuposto: nas áreas espacializadas foram evitadas as falhas tectónicas ativas.

Apesar de se ter evitado a sobreposição das áreas a falhas tectónicas, verifica-se que na área de Viana do Castelo existem duas falhas ativas.

Lacunas de informação

Para a seleção preliminar das áreas propostas procurou-se usar a melhor informação disponível, a qual deverá ser utilizada como referência e sujeita a validação pelos futuros proponentes, sem prejuízo da mesma ser complementada nas fases subsequentes deste processo, nomeadamente em sede de Avaliação Ambiental Estratégica, consulta formal das entidades que constituem a CC, Consulta Pública, procedimentos concursais e Estudos de Impacte Ambiental.

IV – Proposta preliminar das áreas especializadas

Áreas Propostas

São propostas áreas a afetar a centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica, a localizar em Águas Interiores Marítimas, Mar Territorial e Zona Económica Exclusiva (ZEE) da subdivisão Continente¹⁸, de acordo com o mapa da Figura 2.

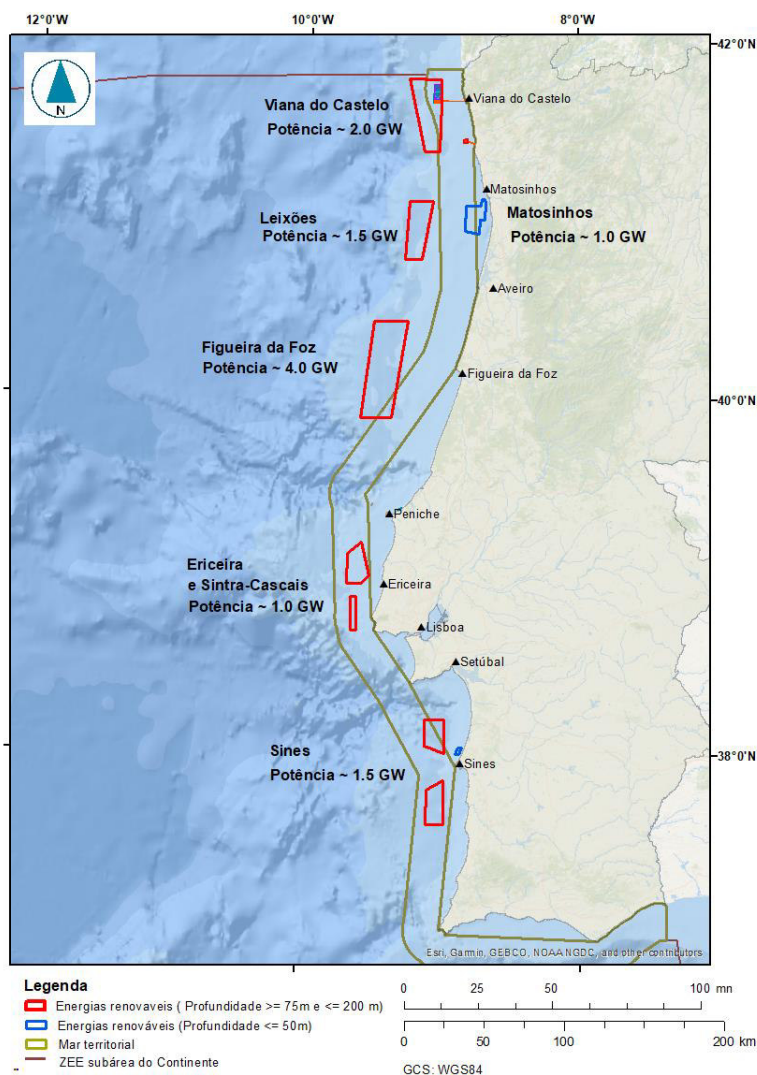


Figura 2- Áreas propostas e respetivas potências indicativas.

As áreas propostas totalizam 3.393,44 km² de espaço marítimo nacional (3.202,9 km² correspondentes a áreas situadas em profundidades entre cerca de 75 m e cerca de 200 m e 190,54 km² de áreas situadas a profundidades máximas de 50 m), correspondente a uma

¹⁸ Na subdivisão Continente a dimensão das águas interiores marítimas é de 6 508 km², do Mar Territorial é de 16 460 km² e da Zona Económica Exclusiva (ZEE) é de 287 521 km² (Bessa 2013).

ocupação de cerca 5,9% da área situada entre a linha de costa e o limite exterior do Mar Territorial e a uma ocupação de cerca de 0,71% da ZEE.

A totalidade da potência passível de ser instalada no EMN excede ligeiramente os 10 GW, aplicando uma densidade de capacidade entre os 3 MW/km² e os 4 MW/km² ¹⁹ nas áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m (Tabela 1), e uma densidade de capacidade de 5,5 MW/km² ²⁰, atualmente associada às tecnologias fixas, nas áreas com uma profundidade máxima de 50 m (Tabela 2).

Tabela 1- Dimensão de cada área proposta e potências indicativas (profundidades entre cerca de 75 m e cerca de 200 m)

Áreas Propostas	Área (km2)	Potência passível de ser instalada (GW)
Viana do Castelo	663,00	2,0
Leixões	463,36	1,5
Figueira da Foz	1237,29	4,0
Ericeira	256,84	1,0
Sintra/Cascais	83,75	
Sines	498,66	1,5
Total	3202,9	10,0

Tabela 2- Dimensão de cada área proposta (profundidades máxima de 50m)

Áreas Propostas	Área (km2)	Potência passível de ser instalada (MW)
Matosinhos	180,90	994,95
Área de jurisdição portuária do Porto de Sines	9,64	53,02
Total	190,54	1047,97

É também proposto o alargamento em cerca de 2 km² da área existente ao largo da Aguçadoura, atualmente utilizada para a demonstração de projetos de aproveitamento de energias renováveis.

No anexo II são apresentados os mapas individualizados de cada área especializada com a identificação das características mais relevantes.

As áreas especializadas propostas referem-se especificamente às zonas do EMN onde poderão vir a ser instalados os centros electroprodutores, sem prejuízo do estabelecimento, nessas mesmas áreas, de plataformas integrantes da RNT para a ligação dos centros electroprodutores às infraestruturas da rede elétrica de serviço público, quer *offshore*, quer *onshore*. Os corredores para o estabelecimento das ligações elétricas, quer eventualmente entre as diversas áreas

¹⁹ R. Borrmann *et al* (2018). Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 e *expert judgment*.

²⁰ European MSP Platform, Capacity Densities of European Offshore Wind Farms. Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 e *expert judgment*.

especializadas, quer entre estas e a RNT em terra, não se encontram definidos, como também não se encontra excluída a possibilidade de instalação de plataformas *offshore* da RNT entre as áreas especializadas e a linha de costa, nomeadamente nos referidos corredores para a implementação dos cabos elétricos submarinos.

V – Proposta preliminar dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

A definição mais precisa dos pontos para a ligação da rede *offshore* à RNT em terra, que permitirá a integração, no sistema elétrico nacional, da produção dos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas, requer o desenvolvimento dos estudos necessários aos objetivos estabelecidos na alínea d) do n.º 2 do mencionado Despacho n.º 11404/2022.

Assim, para os objetivos do presente relatório, a identificação dos pontos para a ligação à RNT deve ser entendida como uma proposta preliminar que permite identificar as faixas/zonas da RNT em terra onde aqueles poderão vir a ser estabelecidos. As ligações poderão vir a ser concretizadas, quer através da ampliação de instalações existentes da RNT ou previstas no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte para o período 2022-31, quer através da abertura de novas instalações nas referidas faixas/zonas da RNT ou na proximidade dessas e que com as mesmas venham a ficar ligadas.

Tendo em conta as áreas especializadas propostas, foram identificadas de forma preliminar cinco zonas da RNT em terra onde poderão vir a ser estabelecidos pontos para ligação àquela rede, previsivelmente, no nível de tensão de 400 kV.

Zona A – faixa/zona da RNT localizada entre as subestações de Ponte de Lima (futura) e de Vila Nova de Famalicão. Tendo em conta o desenvolvimento da RNT no curto e médio prazos, a zona de rede em causa poderá ser expandida para norte, ao longo da faixa da nova interligação entre as redes de transporte de Espanha e de Portugal. Ainda que não expressamente prevista no âmbito do presente exercício preliminar, a área especializada ao largo de Viana do Castelo localiza-se numa zona do EMN que não exclui a possibilidade de uma interligação com a rede elétrica eventualmente a vir a ser estabelecida ao largo da Galiza;

Zona B – faixa/zona da RNT nas imediações da subestação da Feira (Santa Maria da Feira) ao longo do eixo norte-sul a 400 kV Lavos-Feira/Paraimo-Recarei. Nesta faixa, avaliar-se-á a possibilidade de ligação à rede de 220 kV, no eixo Estarreja-Canelas/Tapada-Recarei;

Zona C – faixa/zona da RNT que se estende, a norte da subestação de Lavos (Figueira da Foz), ao longo do eixo Lavos-Feira/Paraimo-Recarei, incluindo o futuro poste de corte de Lares, até à zona da subestação de Paraimo (Anadia), e, a sul da subestação de Lavos, até à zona da RNT a norte de Leiria;

Zona D – faixa/zona da RNT que se estende ao longo do eixo 400/220 kV desde a zona a nordeste da subestação da Carvoeira (Torres Vedras) até à zona envolvente da subestação do Alto da Mira (Amadora);

Zona E – faixa/zona da RNT que se situa dentro da área de influência da subestação de Sines (Santiago do Cacém). Os pontos para a ligação à RNT deverão vir a ser estabelecidos em conjugação com o desenvolvimento da RNT para esta zona, tendo em consideração o propósito de dotar a RNT de condições para a ligação de novas instalações de utilização (consumo) com elevada potência na região.

Na Figura 3, estão assinaladas cinco faixas/zonas da RNT em terra para ligação da rede *offshore* com vista à receção da energia eléctrica produzida pelos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas.

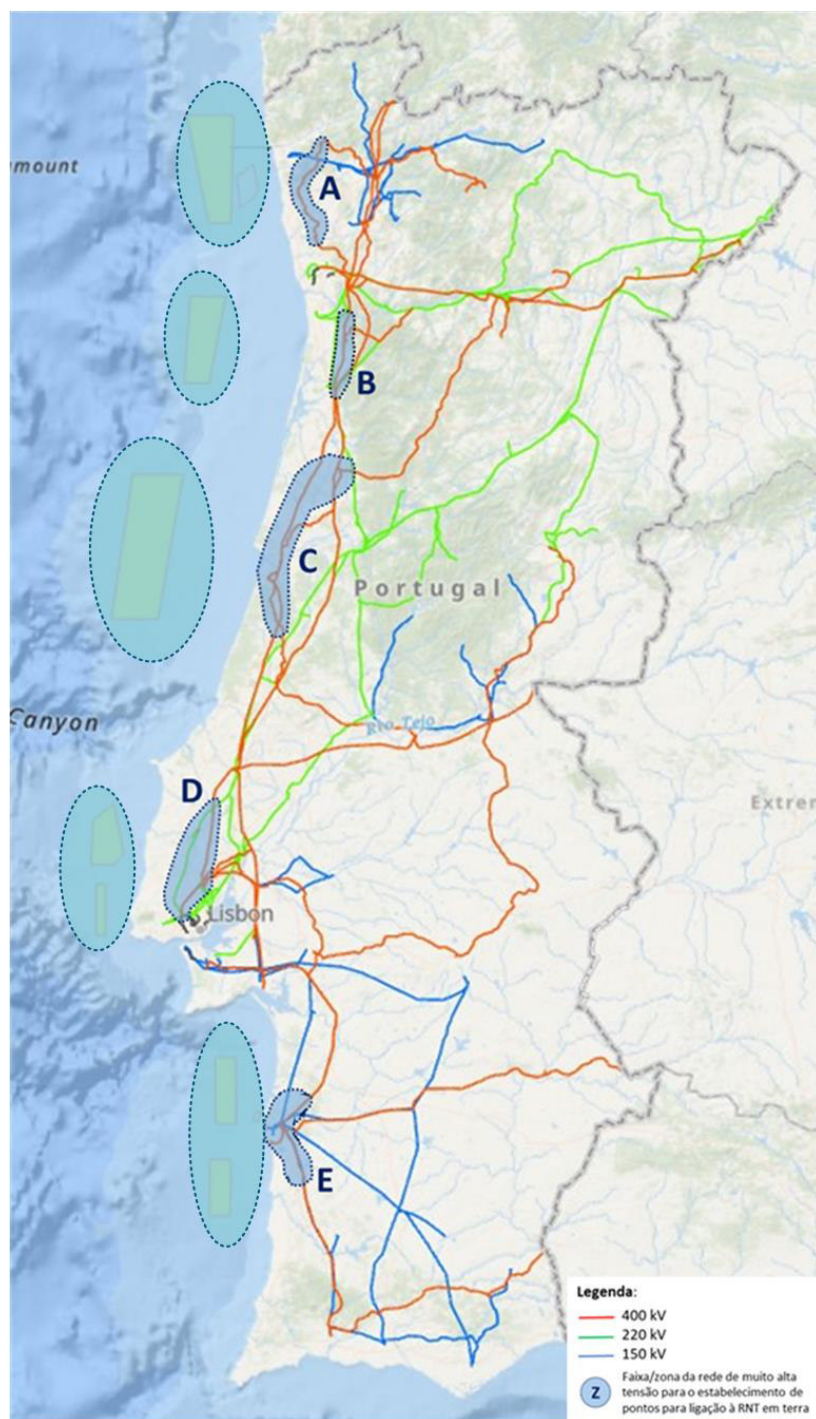


Figura 3- Pontos para a ligação à RNT em terra (identificação preliminar das faixas/zonas da RNT).

Anexo I – Tabela com as características de cada área espacializada com a identificação das características mais relevantes (profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m de profundidade).

Caracterização	Viana do Castelo	Leixões	Figueira da Foz	Ericeira	Sintra/Cascais	Sines (áreas Norte e Sul)
Área (km ²)	663,00	463,36	1237,29	256,84	83,75	498,66
Potência (GW) ²¹	2,0	1,5	4,0	1,0		1,5
Distância mínima e máxima ²² (mn)	10,18 e 18,07	20,25 e 27,11	19,02 e 30,03	5,65 e 12,35	5,7 e 7,8	área sul: 8,88 e 13,60 área norte: 8,34 e 13,04
Declive (°) - Fonte: LNEG	< 2°	< 2°	< 2°	< 2°	< 2°	< 4°
Velocidade horizontal do vento, h 100m (m/s) - Fonte: LNEG – OffshorePlan	8,01 - 8,50	7,51 – 8,00	7,51 – 8,00	7,51 – 8,00	7,51 – 8,50	áreas norte e sul: 6,51 – 7,50
Fluxo de potência incidente do vento incidente (W/m ²) Fonte: LNEG-OffshorePlan	600 - 650	500 – 600	450 - 525	450 - 500	475 - 575	áreas norte e sul: 350 – 400
Número de horas equivalente à potencia nominal, NEPS (h/ano) sistema flutuante - Fonte: LNEG – OffshorePlan	4000 - 4250	3600 – 3900	3600 - 3900	3800 - 4000	3800 - 4000	área norte: 3000,1 – 3400 área sul: 3200,1 - 3400

²¹ Para uma densidade de capacidade entre os 3 MW/km² os 4 MW/km².

²² Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos.

Anexo II – Tabela com as características de cada área espacializada com a identificação das características mais relevantes (profundidade máxima de 50 m).

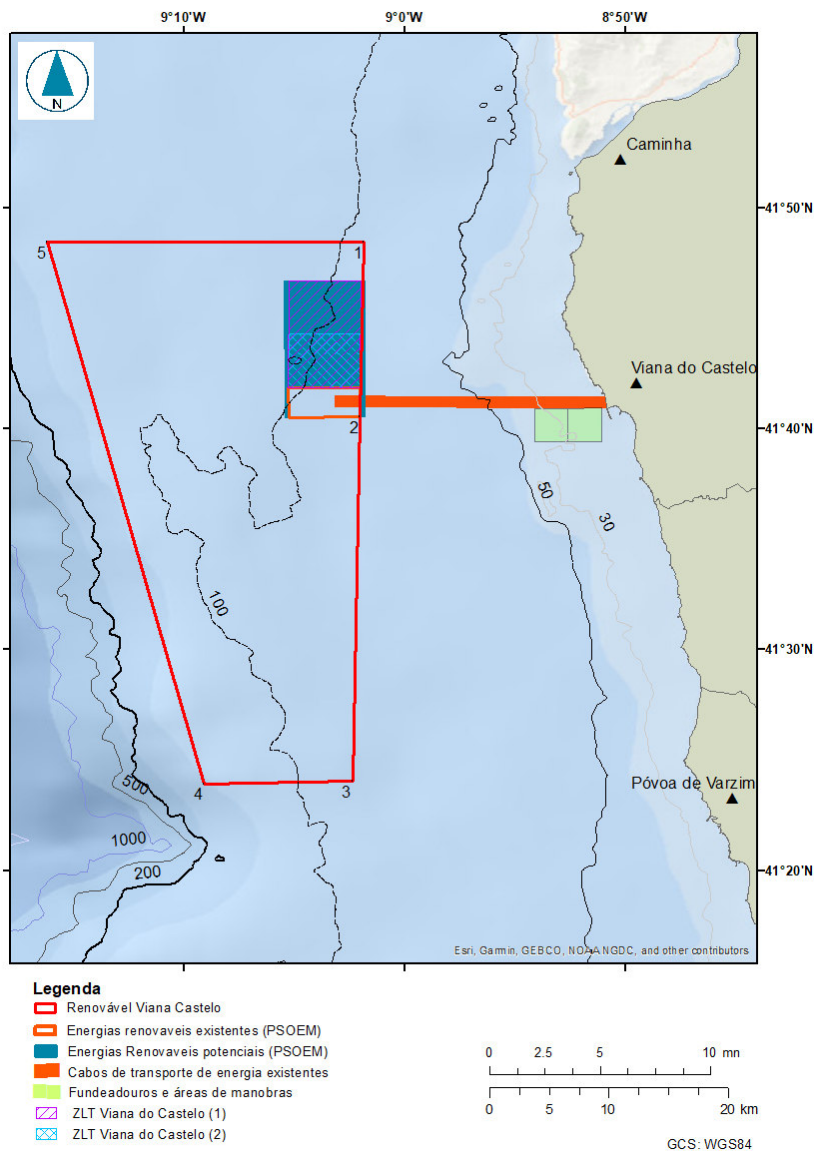
Caracterização	Matosinhos	Sines (área de jurisdição portuária)
Área (km ²)	180,90	9,64
Potência (MW) ²³	994,95	53,02
Distância mínima e máxima ²⁴ (mn)	1,86 e 8,98	0,96 e 2,26
Declive (°) - Fonte: LNEG	< 2°	< 2°
Velocidade horizontal do vento, h 100 m (m/s) - Fonte: LNEG – OffshorePlan	6,01 – 7,5	6,01 – 6,5
Fluxo de potência incidente do vento incidente (W/m ²) Fonte: LNEG-OffshorePlan	350,1 - 500	250,1 - 300
Número de horas equivalente à potência nominal, NEPS (h/ano) sistema flutuante - Fonte: LNEG – OffshorePlan	2800,1 - 3600	2400 - 2800

²³ Para uma densidade de capacidade de 5,5 MW/km².

²⁴ Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos.

Anexo III – Mapas individualizados com as características de cada área proposta

Viana do Castelo

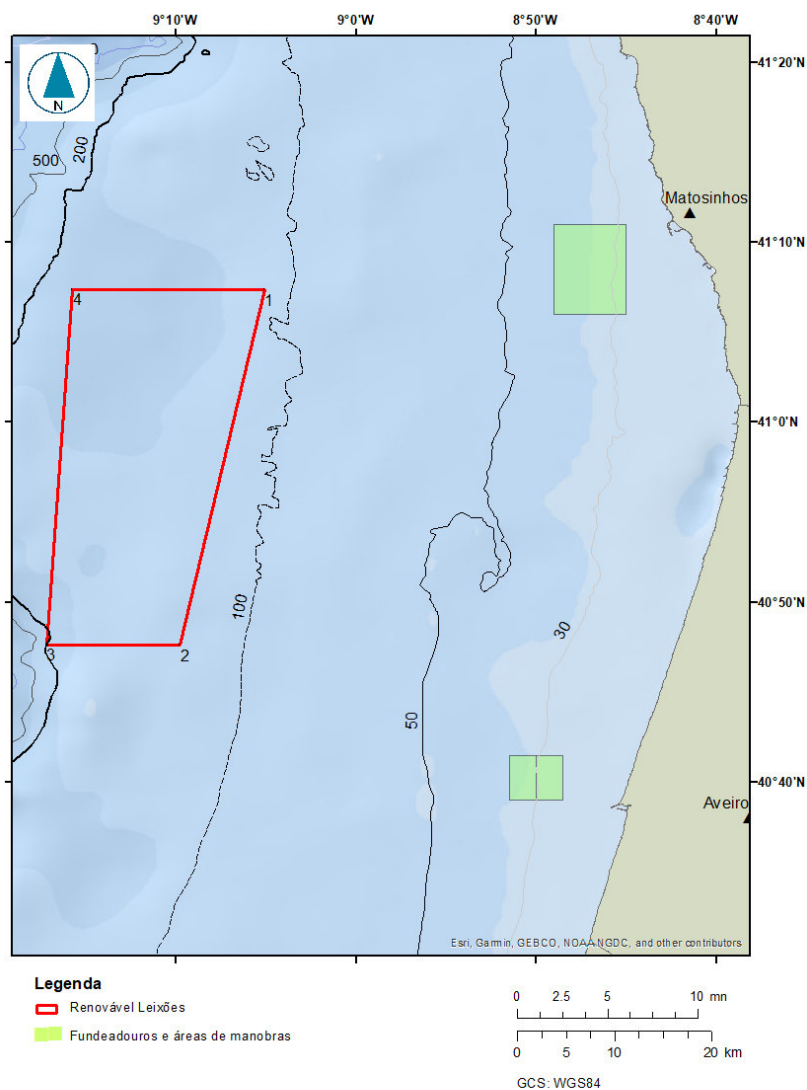


Área (km2)	Potência (GW)
663	2,0

Vértice	LAT (N)	LONG (O)	Distância à linha de costa *	mn
1	41 48 26.92167012	009 01 49.41334315	mínima	10,18
2	41 40 31.54299996	009 01 59.63900000	máxima	18,07
3	41 24 00.92484180	009 02 20.98244317		
4	41 23 54.97728648	009 09 04.07951719		
5	41 48 27.11117412	009 16 10.04636316		
Sistema de Coordenadas GCS WGS84				

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos

Leixões



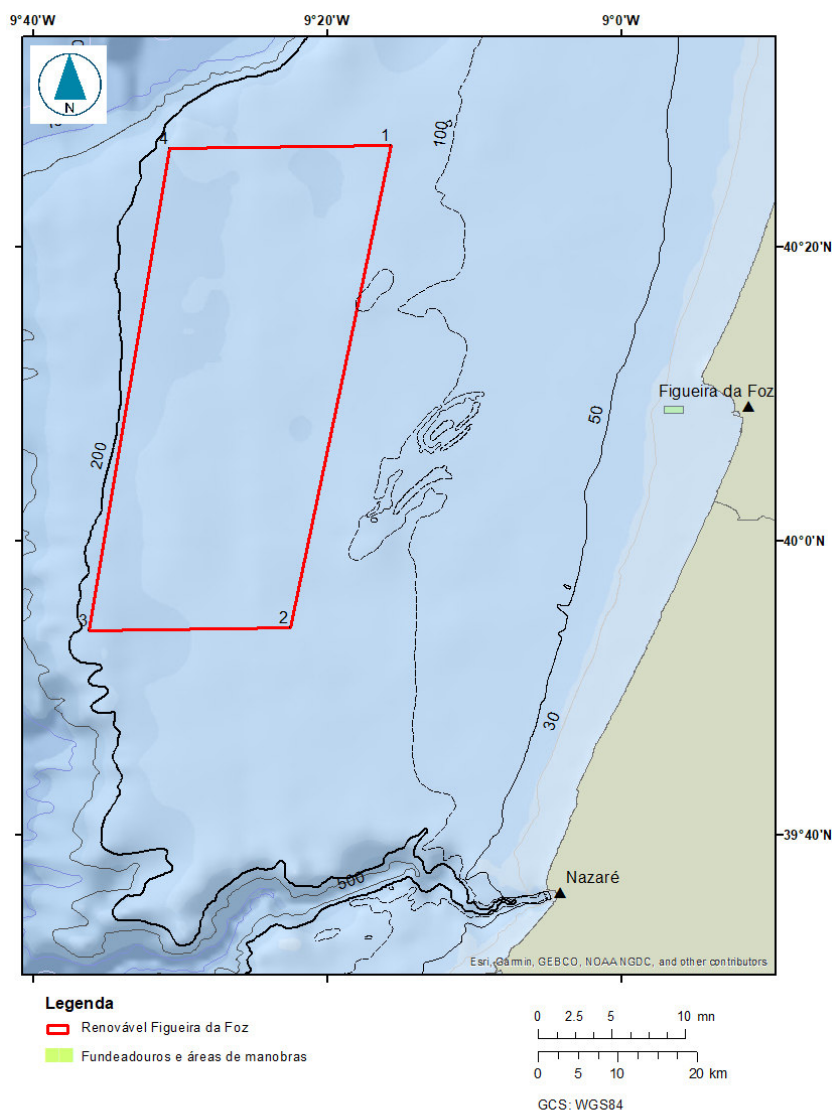
Área (km ²)	Potência (GW)
463,36	1,5

Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	41 07 20.76247092	009 05 06.09399211
2	40 47 35.85383484	009 09 47.40830546
3	40 47 37.32802764	009 17 12.83480930
4	41 07 21.18698760	009 15 45.21210134
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Distância à linha de costa *	mn
mínima	20,25
máxima	27,11

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos

Figueira da Foz



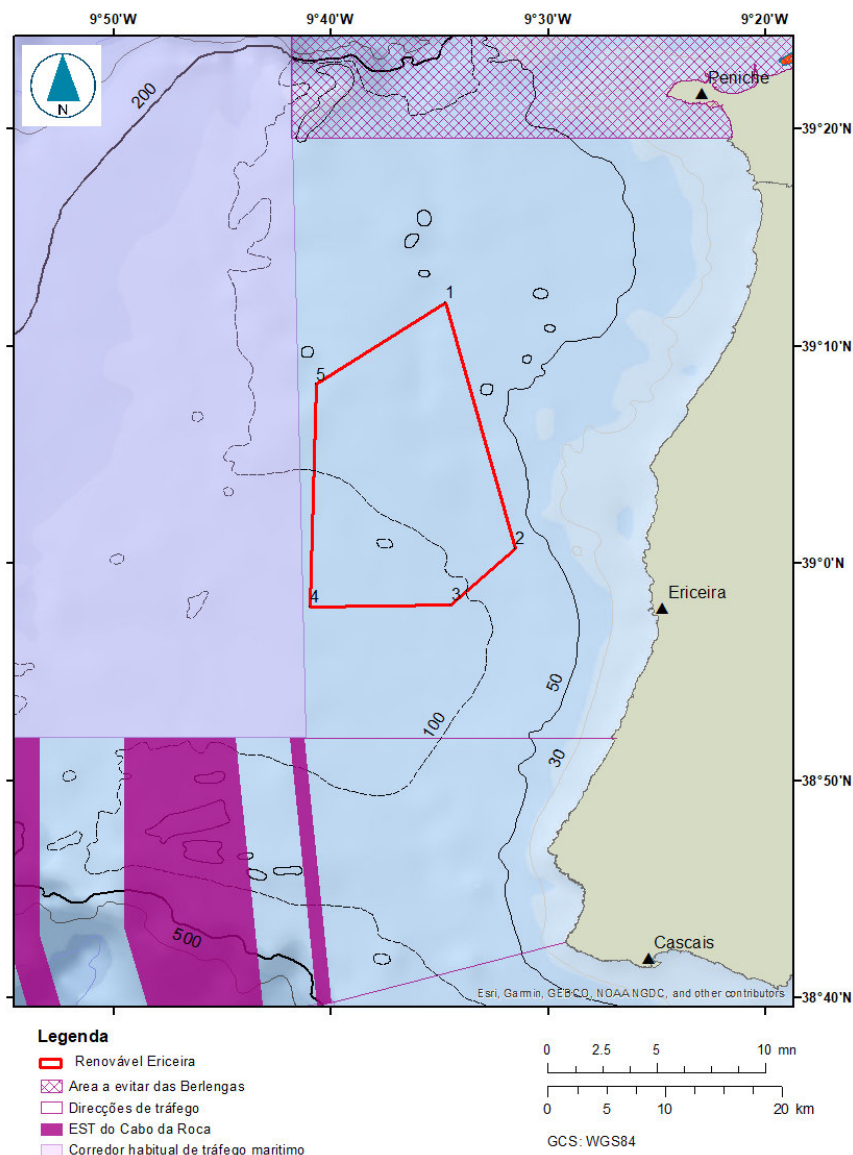
Área (km2)	Potência (GW)
1237,29	4,0

Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	40 26 56.21668044	009 15 42.30432518
2	39 54 05.06350152	009 22 34.26092976
3	39 53 54.02341572	009 36 15.35734289
4	40 26 44.41343568	009 30 45.88304926
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Distância à linha de costa *	mn
mínima	19,02
máxima	30,03

*Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos

Ericeira



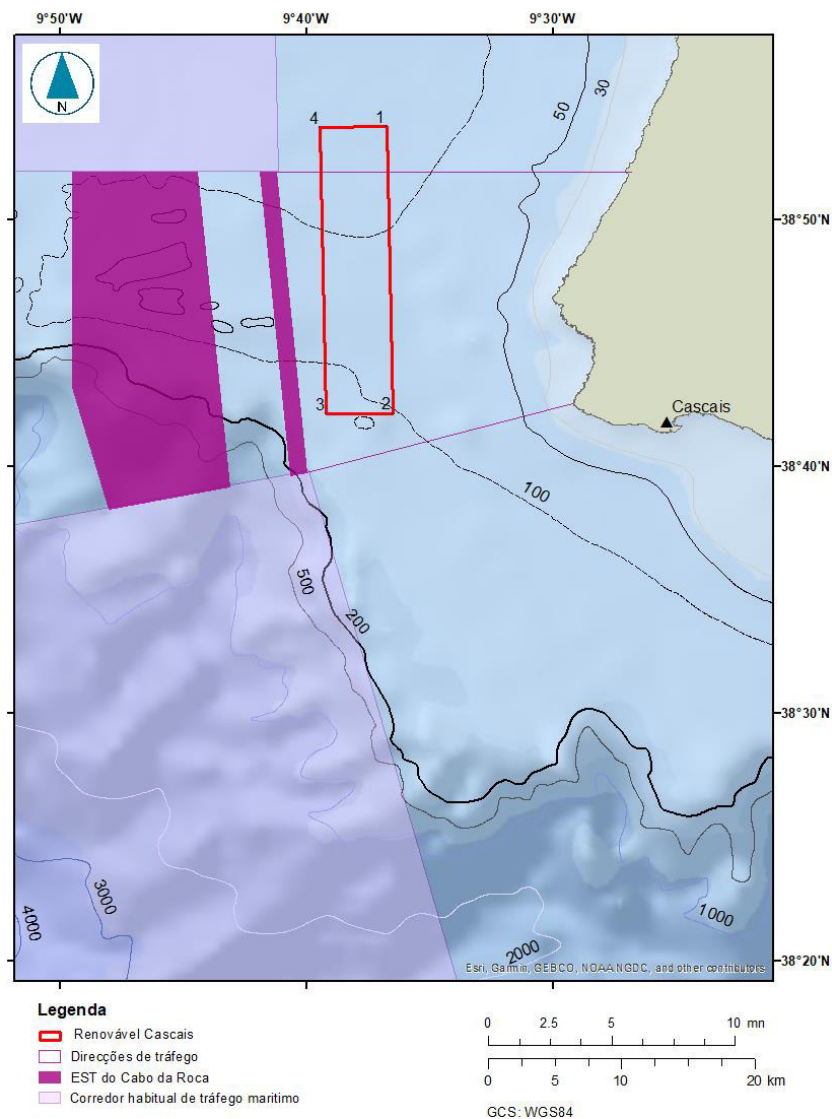
Área (km ²)	Potência (GW)
256,84	0,8

Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	39 11 59.89690824	009 34 43.19312390
2	39 00 41.05754352	009 31 30.17710916
3	38 58 05.21129964	009 34 27.64250836
4	38 58 00.12447840	009 40 58.85102626
5	39 08 14.18597340	009 40 40.52940208
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Distância à linha de costa *	mn
mínima	5,65
máxima	12,35

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos propostos

Sintra/Cascais



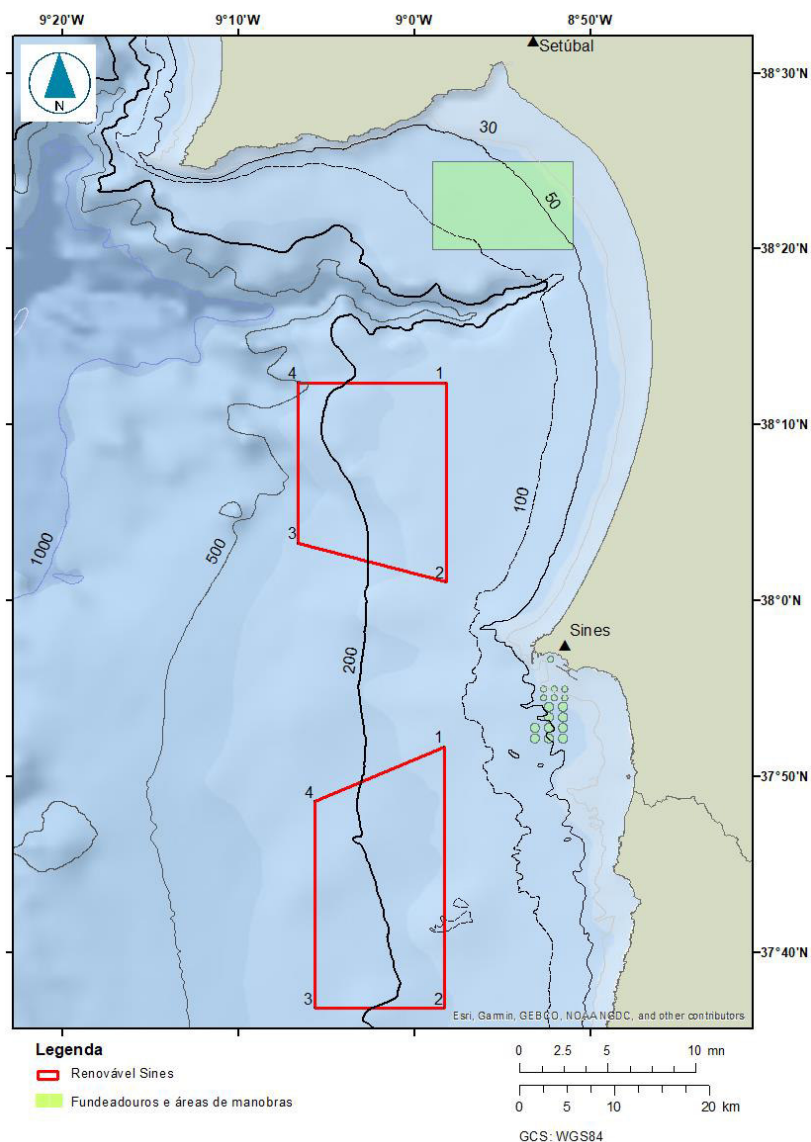
Área (km ²)	Potência (GW)
83,75	0,2

Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	38 53 45.50271108	009 36 45.31598435
2	38 42 09.22497156	009 36 30.93590570
3	38 42 07.32554064	009 39 12.28525297
4	38 53 43.42125048	009 39 27.09817168
Sistema de Coordendas GCS WGS84		

Distância à linha de costa *	mn
mínima	5,7
máxima	7,8

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos

Sines (Norte e Sul)



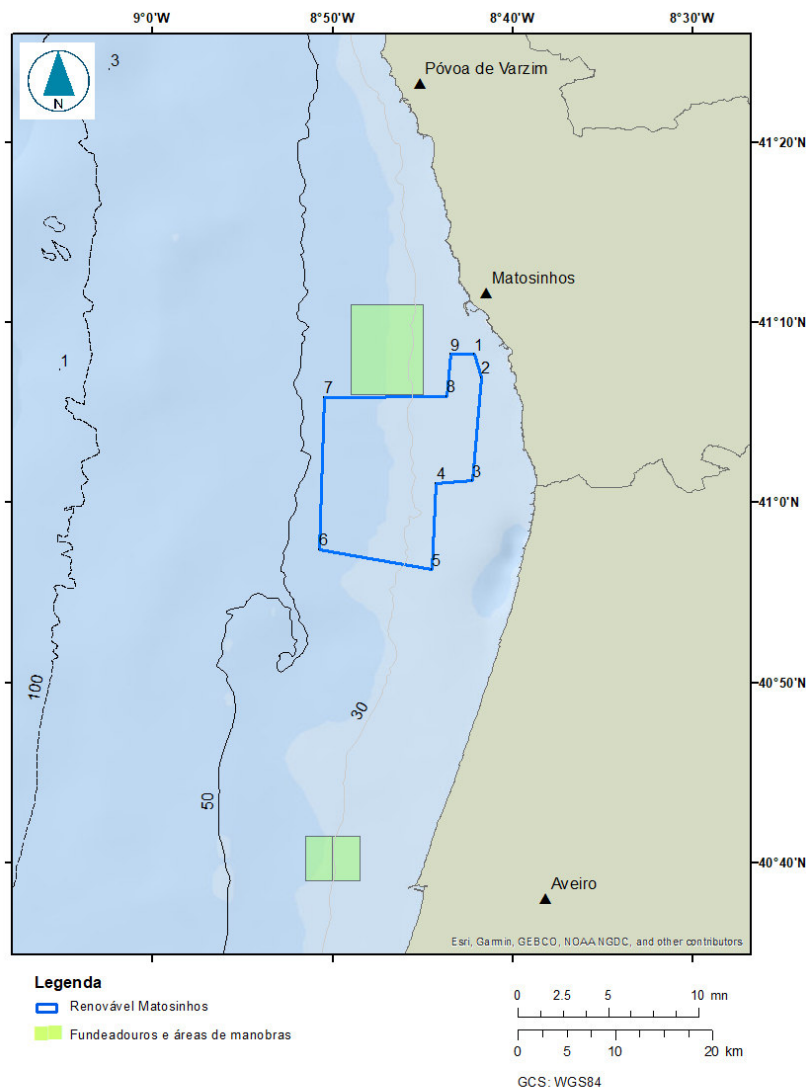
Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	38 12 24.60600000	008 58 13.64400001
2	38 01 04.24082424	008 58 13.64400001
3	38 03 17.40600000	009 06 37.64400001
4	38 12 24.60600000	009 06 37.64400001
1	37 51 43.44907248	008 58 20.33646020
2	37 36 50.64907248	008 58 20.33646020
3	37 36 50.64907248	009 05 43.13646020
4	37 48 35.36897076	009 05 40.79970600
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Área (km2)	Potência (GW)
498,66	1,5

Distância à linha de costa * (mn)	área norte	área sul
mínima	8,34	8,88
máxima	13,04	13,6

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos

Matosinhos



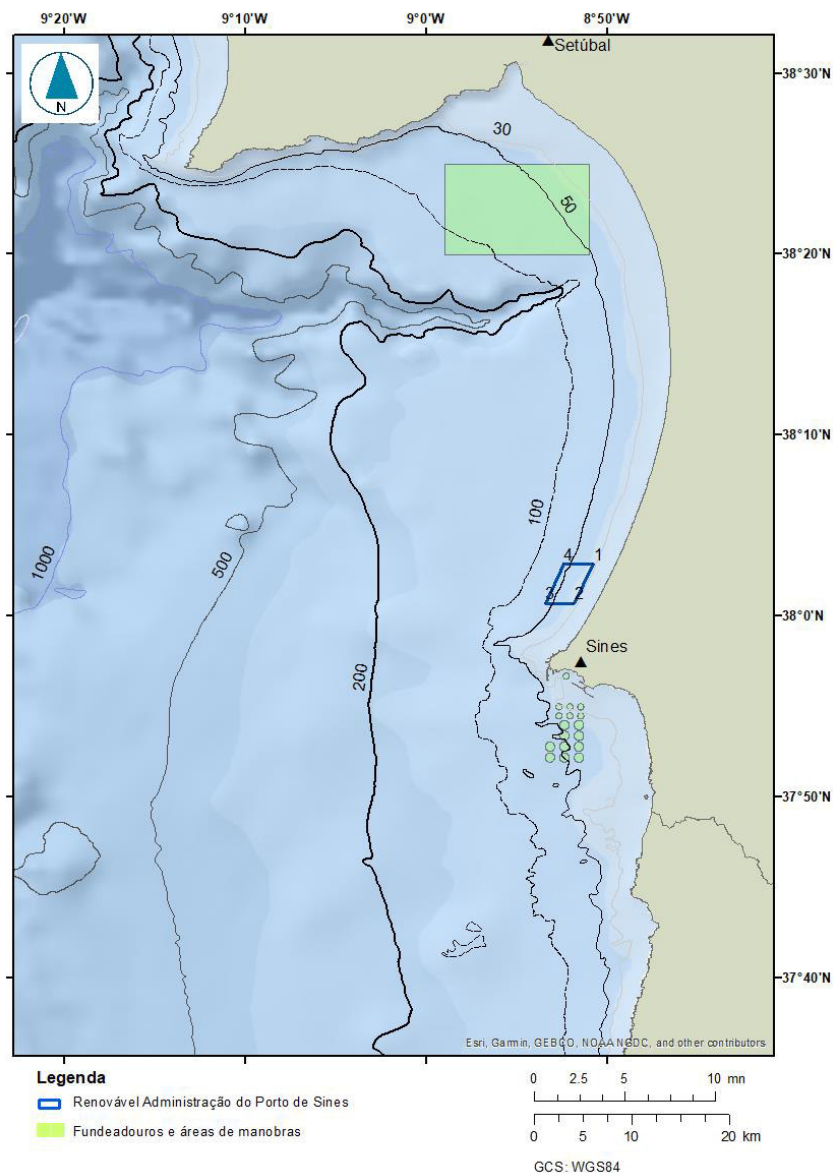
Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	41 08 12.95954628	008 42 08.45590122
2	41 06 55.88658144	008 41 45.10789030
3	41 01 11.82202428	008 42 14.72651507
4	41 01 04.82918772	008 44 14.91635058
5	40 56 16.21338360	008 44 30.61507088
6	40 57 22.56954012	008 50 44.38538642
7	41 05 50.92111680	008 50 29.28747912
8	41 05 53.34916020	008 43 39.54286693
9	41 08 12.55873632	008 43 27.86032398
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Área (km2)	Potência (MW)
180,9	994,95

Distância à linha de costa *	mn
mínima	1,86
máxima	8,98

* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos

Sines (área portuária)

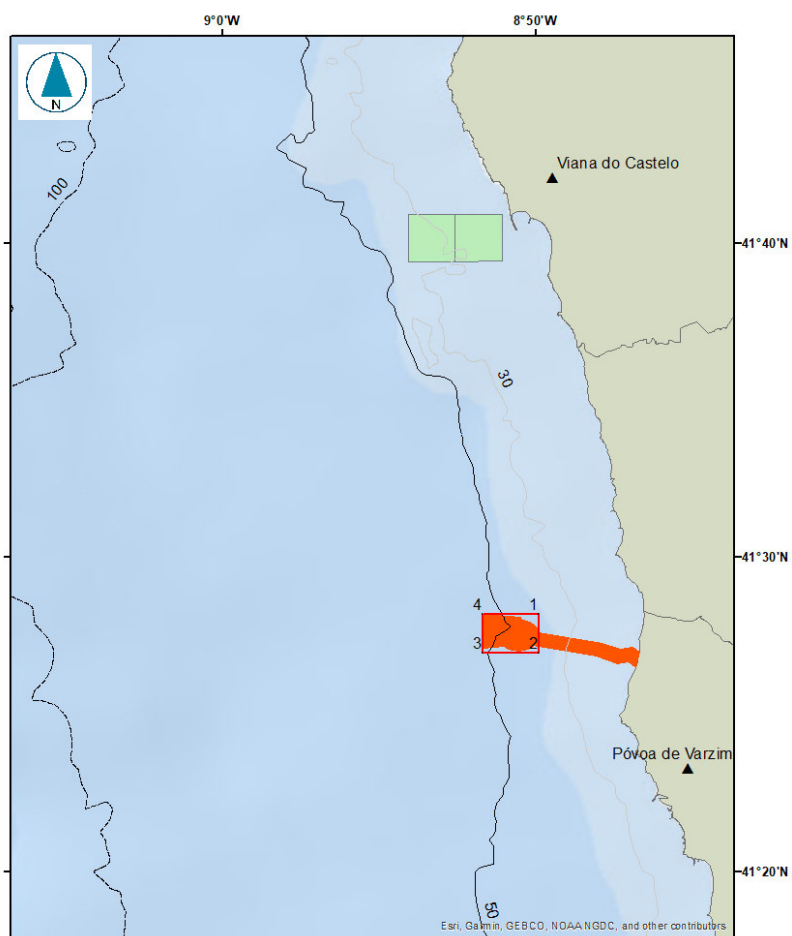


Área (km2)	Potência (MW)
9,64	53,02

Vértice	LAT (N)	LONG (O)	Distância à linha de costa *	mn
1	38 02 52.47979224	008 50 46.32571792	mínima	0,96
2	38 00 42.31839456	008 51 50.69422127	máxima	2,26
3	38 00 41.81583888	008 53 27.12208319		
4	38 02 52.11045888	008 52 27.23198671		
Sistema de Coordenadas GCS WGS84				

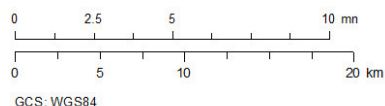
* Distância, na perpendicular, entre a linha de costa e o ponto médio da linha proximal e distal dos polígonos

Aguçadoura



Legenda

- ▭ Energias renováveis existentes (PSOEM)
- ▭ Fundeadouros e áreas de manobras



Vértice	LAT (N)	LONG (O)
1	41 28 10.8948	008 49 54.9948
2	41 26 57.4908	008 49 54.9948
3	41 26 57.4908	008 51 41.796
4	41 28 10.8948	008 51 41.796
Sistema de Coordenadas GCS WGS84		

Anexo IV - Camadas de Informação do Geoportal do PAER

Transcrição da denominação das camadas de informação do Geoportal (Inclui as camadas do Geoportal do PSOEM)

Renováveis

Áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m

Áreas com uma profundidade máxima de 50 m

Fundeadouros e Áreas de Manobras (Fonte: Editais das capitanias)

PSOEM - Base Esri RCM-PAEOLICAS_1

Acessos portuários

Cones de aproximação aos portos

APSinesPF_limite

APSPF_AreaProtecao

APSS_AreasAproximacao

APL_ConosAproximacao

APA_Áreas_Enfiamento de entrada da barra

Esquema Separação Tráfego

Corredores habituais de tráfego marítimo

Esquemas Separacao Tráfego

OFFSHOREPLAN

Atlas do Recurso Eólico (h=100 m)

Velocidade horizontal do vento (m/s)

Fluxo de potência incidente do vento (W/m²)

NEPS (h/ano)

NEPS sistema flutuantes (h/ano)

NEPS sistema fixo jacket (h/ano)

NEPS sistema fixo monopilar (h/ano)

Recurso eólico offshore combinado (h/ano)

Atlas do Recurso das Ondas (h=0m)

Recurso energético das ondas (kW/m)

Conversor coluna água oscilante (kW/m)

Conversor dois corpos em arfagem kW/m)

Conversor pala oscilante fundo mar (kW/m)

||||| ZLT e outros

ZLT_VianaCastelo_proposta1

ZLT_VianaCastelo_proposta2

BoiaOndografoLisboa

FaroisFarolins

AreasExerciciosMilitares

GEOPORTAL DO PSOEM

||||| OBRAS DE DEFESA COSTEIRA (Fonte: APA, 2001)

||||| INSTRUMENTOS DE ORDENAMENTO DO TERRITÓRIO EM EMN

POOC Plano de Ordenamento da Orla Costeira (Fonte: APA)

POC Alcobaça Cabo Espichel / Em elaboração (Fonte: APA)

POC Ovar Marinha Grande (Fonte: APA)

Planos de Ordenamento das Áreas Protegidas (Fonte: ICNF)

Regiões Hidrográficas (Fonte: APA)

||||| SERVIDÕES, RESTRIÇÕES ADMINISTRATIVAS E ÁREAS CONDICIONADAS

--- CABOS SUBMARINOS (Fonte: EMODNET)

Telecommunication Cables (schematic routes)

Landing Stations

Telecommunication Cables (actual route locations)

--- DEFESA NACIONAL

Áreas de Exercícios Militares Nacionais (Fonte: DGAM/IH)

--- EROÇÃO ---

Manchas de empréstimo para alimentação artificial da zona costeira (Fonte: APA)

--- FAIXA DE PROTEÇÃO AOS USOS COMUNS (Fonte: DGRM)

Faixa de Proteção Costeira (1,5 MN)

--- INFRAESTRUTURAS PORTUÁRIAS E ACESSOS MARÍTIMOS

Ancoradouros e fundeadouros (Fonte: DGAM e AP Aveiro, SA)

Áreas de pilotagem obrigatória (Fonte: IH)

Boias e sistema de assinalamento marítimo

Canais de navegação (Fonte: DGAM e Administrações Portuárias)

Limites de Jurisdição (Fonte: DOCAPESCA)

Portos da Doca Pesca

--- ZONAS DE DEPOSIÇÃO DE MUNIÇÕES E DE MATÉRIAS PERIGOSAS (Fonte: IH)

--- ZONAS DE TOMADA DE ÁGUA

--- ÁREAS RELEVANTES PARA A CONSERVAÇÃO DA NATUREZA

Áreas Marinhas Protegidas (Fonte: DGRM)

Rede OSPAR

AMP Josephine

AMP MARNA

AMP Antialtair

AMP Altair

Programa de Medidas DQEM

AMP Great Meteor

AMP Madeira Tore

AMP Canhão Submarino da Nazaré

AMP Cabo Espichel

AMP Cabo de S. Vicente

Municipal (CM de Cascais) - AMP Avencas

AMP PROPOSTAS (Fonte: DGRM)

AMP_Ampere_Coral_Patch (Fonte: GT AMP)

AMP_Banco_de_Vigo_e_Banco_Vasco_da_Gama (Fonte: GT AMP)

AMP Vulcões de Lama (Fonte: GT AMP)

Fractura_Hayes_e_Kings_Trough (Fonte: GT AMP)

Áreas Protegidas Marinhas e Costeiras (Fonte: ICNF)

RN 2000 - Sítios de Importância Comunitária marinhos e costeiras (Fonte: ICNF)

RN 2000 - Zonas de Proteção Especial marinhas e costeiras (Fonte: ICNF)

Proteção da VME (Portaria da Pesca do Fundo)

AMPS - Áreas Marinhas Particularmente Sensíveis (Fonte: IMO)

USOS PRIVATIVOS DE ESPAÇO MARÍTIMO NACIONAL

Afundamento de navios e estruturas análogas

Áreas existentes para afundamento de navios - Ocean Revival

Áreas potenciais para o afundamento de navios

Aquicultura

Áreas existentes de produção aquícola

Áreas potenciais de produção aquícola

Cabos Submarinos

Cabos de transporte de telecomunicações existentes

Cabos de transporte de energia existentes

Áreas de exclusão à instalação de cabos submarinos

Complexos Recifais

Áreas existentes de complexos recifais

Áreas potenciais de complexos recifais

Emissários Submarinos

Área existente de emissário submarino

Área existente - pontos de descarga/captação de emissários submarinos (Fonte: APA)

Energias Renováveis

Áreas existentes de instalação de energias renováveis

Áreas potenciais para instalação de energias renováveis

Imersão de Dragados

Áreas existentes de imersão de dragados

Áreas potenciais de imersão de dragados

Património Cultural Subaquático

Cascais (Fonte: DGPC)

Lagos (Fonte: DGPC)

Achados Fortuitos

Âncoras

Anomalias Magnéticas Lagos

Despojos

Despojos Algarve

Despojos Lagos

Despojos Vila do Bispo

Naufrágios por Nacionalidade (Fonte: DGPC)

Outros

Portugal

França

Itália

UK

Plataformas Multiusos

Plataformas Multiusos potencial

Recreio, Desporto e Turismo

Área existente de recreio, desporto e turismo

Área potencial para recreio, desporto e turismo

Recursos Minerais Metálicos

Ocorrências (Fonte: EMEPC, IPMA, ISA, InterRidge)

Glossário

Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional

Águas costeiras - as águas de superfície situadas entre terra e uma linha cujos pontos se encontram a uma distância de uma milha náutica, na direção do mar, a partir do ponto mais próximo da linha de base a partir da qual é medida a delimitação das águas territoriais, estendendo-se, quando aplicável, até ao limite exterior das águas de transição (alínea b) do artigo 4.º da Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, na sua redação atual).

Águas interiores marítimas – águas situadas no interior da linha de base do mar territorial (n.º 1 do artigo 8.º da UNCLOS).

Águas marinhas – as do estado ambiental do meio marinho não cobertos pela referida lei ou legislação complementar águas, os fundos e os solos marinhos situados entre a linha de base a partir da qual são medidas as águas territoriais e o limite exterior da zona sob soberania ou jurisdição do Estado português (em conformidade com a UNCLOS e as águas costeiras, definidas na Lei da Água, aprovada pela Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, na sua redação atual), os seus fundos e solos marinhos, nos aspetos (alíneas a) e b) do n.º 2 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 108/2010, de 13 de outubro).

Águas territoriais - as águas marítimas situadas entre a linha de base e uma linha distando 12 milhas náuticas da linha de base (alínea h) do artigo 4.º da Lei n.º 58/2005, de 29 de dezembro, na sua redação atual).

Domínio Público Marítimo - as águas costeiras e territoriais, as águas interiores sujeitas à influência das marés, nos rios, lagos e lagoas, o leito das águas costeiras e territoriais e das águas interiores sujeitas à influência das marés, os fundos marinhos contíguos da plataforma continental, abrangendo toda a ZEE e as margens das águas costeiras e das águas interiores sujeitas à influência das marés. (artigo 3.º da Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro).

Espaço Marítimo Nacional - estende-se desde as linhas de base até ao limite exterior da plataforma continental para além das 200 milhas marítimas. (Lei n.º 17/2014, de 10 de abril).

Geoportal do Plano de Situação (PSOEM) - Infraestrutura SIG (Sistema de Informação Geográfica) composta por conjuntos de dados geográficos e serviços de mapas integrados de suporte à pesquisa e visualização de dados espaciais, que visa integrar e disponibilizar, em ambiente web, a informação georreferenciada do Plano de Situação, em cumprimento do estabelecido no Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março.

Limite exterior da ZEE - O limite exterior da ZEE é a linha cujos pontos distam 200 milhas náuticas do ponto mais próximo das linhas de base (artigo 8.º da Lei n.º 34/2006, de 28 de julho).

Limite exterior do mar territorial - linha cujos pontos distam 12 milhas náuticas do ponto mais próximo das linhas de base (artigo 6.º da Lei n.º 34/2006, de 28 de julho).

Linhas de base – a linha de baixa-mar ao longo da costa, representada nas cartas náuticas oficiais de maior escala. Nas fozes dos rios que desaguam diretamente no mar, nas rias e nas lagoas

costeiras abertas ao mar, a linha reta traçada entre os pontos limites das linhas de baixa-mar das suas margens. Nos portos e instalações portuárias, a linha de base é a linha de contorno, constituída pela linha de baixa-mar exterior ao longo dos molhes de proteção e pela linha de fecho na entrada do porto ou instalação portuária (n.º 2 do artigo 2.º da Lei n.º 17/2014, de 10 de abril).

Linha de base reta – linhas definidas no Decreto-Lei n.º 495/85 de 29 novembro, que resulta da união dos pontos apropriados para traçar a linha de base a partir da qual se mede a largura do mar territorial (Lei n.º 34/2006, de 28 julho e artigo 7.º da CNUDM).

Linha de costa - a fronteira entre a terra e o mar, assumindo-se como referencial a linha da máxima preia-mar de águas vivas equinociais, nos termos da Lei n.º 54/2005, de 15 de novembro (alínea d) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 159/2012, de 24 de julho).

Litoral - o termo genérico que descreve as porções de território influenciadas diretamente e indiretamente pela proximidade do mar (alínea e) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 159/2012, de 24 de julho).

Mar territorial – zona que se estende desde a linha de base e as 12 milhas náuticas, e no qual o Estado costeiro exerce a sua soberania. A soberania do Estado costeiro estende-se ao espaço aéreo sobrejacente ao mar territorial, bem como ao seu leito e subsolo (artigo 2.º da UNCLOS).

Milha náutica ou milha marítima (mn) - a distância correspondente a 1852 m (Lei n.º 34/2006, de 28 julho).

Orla costeira - a porção do território onde o mar, coadjuvado pela ação eólica, exerce diretamente a sua ação e que se estende, a partir da margem até 500 m, para o lado de terra e, para o lado de mar, até à batimétrica dos 30 m (alínea g) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 159/2012, de 24 de julho).

Planos de afetação (PA) – de acordo com o n.º 1 e do n.º 2 do Art.º 19.º do Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março, os planos de afetação procedem à afetação de áreas e/ou volumes do espaço marítimo nacional a usos e atividades não identificados no plano de situação, estabelecendo, quando aplicável, os respetivos parâmetros de utilização e assim que aprovados, ficam integrados no plano de situação, o qual é automaticamente alterado.

Plano de Afetação de Energias Renováveis (PAER), atualmente em elaboração (Despacho n.º 12020/2021, de 7 de dezembro) - estabelece as regras de funcionamento da CC que apoia e acompanha o desenvolvimento do plano de afetação com o objetivo de identificar novos locais para a exploração de energias renováveis oceânicas e de rever os locais definidos no Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional para a subdivisão do Continente (PSOEM).

Plano de Situação do Ordenamento do Espaço Marítimo Nacional (PSOEM) – de acordo com o n.º 1 do art.º 9.º do Decreto-Lei n.º 38/2015, representa e identifica a distribuição espacial e temporal dos usos e das atividades existentes e potenciais, procedendo também à identificação dos valores naturais e culturais com relevância estratégica para a sustentabilidade ambiental e

a solidariedade intergeracional, foi aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 203-A/2019, de 30 de dezembro.

Plataforma continental - a plataforma continental de um Estado costeiro compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural do seu território terrestre, até ao bordo exterior da margem continental ou até uma distância de 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância (n.º 1 do artigo 76.º da CNUDM).

Título de Utilização Privativa do Espaço Marítimo (TUPEM) – Título que confere ao titular o direito de utilização privativa do espaço marítimo nacional (por concessão, licença ou autorização), assim como o dever de utilização efetiva, a adoção das medidas necessárias para a obtenção e manutenção do bom estado ambiental do meio marinho e do bom estado das águas costeiras e de transição e a obrigação de observar as normas e princípios previstos na Lei de Bases do Ordenamento do Espaço Marítimo (Lei n.º 17/2014, de 10 de abril) e ao cumprimento do disposto nos instrumentos de ordenamento do espaço marítimo nacional (n.º 1, 2 e 3 do Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março)

Zero hidrográfico – o nível de referência da linha de baixa-mar das cartas náuticas oficiais portuguesas. (alínea d) do artigo 4.º da Lei n.º 34/2006, de 28 julho).

Zona costeira - a porção de território influenciada direta e indiretamente, em termos biofísicos, pelo mar, designadamente por ondas, marés, ventos, biota ou salinidade, e que, sem prejuízo das adaptações aos territórios específicos, tem, para o lado da terra, a largura de 2 km medida a partir da linha da máxima preia-mar de águas vivas equinociais e se estende, para o lado do mar, até ao limite das águas territoriais, incluindo o leito (alínea l) do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 159/2012, de 24 de julho).

Zona Económica Exclusiva (ZEE) – zona situada além do mar territorial e a este adjacente, que não se estende além de 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial, sujeita a regime jurídico específico estabelecido na parte V da CNUDM (artigos 55.º e 57.º da CNUDM).

Zona Marítima de Proteção - faixa compreendida entre a linha limite do leito das águas do mar e a batimétrica dos 30 m referenciada ao zero hidrográfico (n.º 1 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 159/2012, de 24 de julho).

Zonas marítimas sob soberania ou jurisdição nacional – as águas interiores, o mar territorial, a zona contígua, a ZEE e a plataforma continental (artigo 2.º da Lei n.º 34/2006, de 28 de julho).

Sector Elétrico Nacional

Corrente alternada (AC) – corrente elétrica que varia o seu sentido de circulação dentro do circuito durante o tempo (<https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas->

[frequentes/pt/solucoes-sustentaveis/mobilidade-eletrica/mobilidade-eletrica-duvidas-e-conceitos/faq-19050/](https://www.dre.pt/pt/solucoes-sustentaveis/mobilidade-eletrica/mobilidade-eletrica-duvidas-e-conceitos/faq-19050/), acedido em 2022.12.26).

Corrente contínua (DC) - todo tipo de corrente que, quando percorrida num circuito, não altera o seu sentido de circulação (todos os circuitos DC possuem polaridade positiva (+) e negativa (-)).

Ligação à rede - (alínea ss) do artigo 3.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro) - os elementos da rede que permitem que um determinado centro electroprodutor, IU, UPAC ou instalação de armazenamento se ligue fisicamente às infraestruturas de transporte ou distribuição de eletricidade da RESP.

Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) - (art.º 3.º iii) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) - é o conjunto das instalações de serviço público destinadas ao transporte e à distribuição de eletricidade que integram a Rede Nacional de Transporte (RNT), a Rede Nacional de distribuição (RND) e as redes de distribuição em Baixa Tensão.

Rede Nacional de transporte de eletricidade (RNT) - (art.º 3.º jjj) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), a rede nacional de transporte de eletricidade, no continente, incluindo o solo e o espaço marítimo nacional, conforme definido nas bases da concessão de RNT, constantes no anexo ii do referido decreto-lei e respetivo contrato de concessão da RNT, com exclusão da concessão atribuída nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro.

Sistema Elétrico Nacional (SEN) - alínea qqq) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) - o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionados com as atividades abrangidas pelo presente decreto-lei, no território nacional.

Recursos Naturais

Recursos naturais - os componentes ambientais naturais com utilidade para o ser humano e geradores de bens e serviços, incluindo a fauna, a flora, o ar, a água, os minerais e o solo (alínea p) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho na redação, na sua redação atual).

Rede Natura 2000 - é uma rede ecológica para o espaço comunitário da União Europeia resultante da aplicação da Diretiva 79/409/CEE do Conselho, de 2 de abril de 1979 (Diretiva Aves) - revogada pela Diretiva 2009/147/CE, de 30 de novembro (Diretivas Aves) - e da Diretiva 92/43/CEE (Diretiva Habitats), que tem como finalidade assegurar a conservação a longo prazo das espécies e dos habitats mais ameaçados da Europa, contribuindo para parar a perda de biodiversidade (<https://www.icnf.pt/biodiversidade/natura2000/redenatura>, acedido em 2022.12.26).

Sítios de Importância Comunitária (SIC) - Sítios que, na ou nas regiões biogeográficas atlântica, mediterrânica ou macaronésica, contribuam de forma significativa para manter ou restabelecer um tipo de habitat natural do anexo B-I, ou de uma espécie do anexo B-II, num estado de conservação favorável, e possa também contribuir de forma significativa para a coerência da Rede Natura 2000 ou para, de forma significativa, manter a diversidade biológica na ou nas

referidas regiões biogeográficas. (<https://geocatalogo.icnf.pt/metadados/sic.html>, acedido em 2022.12.26).

Valores naturais - os elementos da biodiversidade, paisagens, territórios, habitats ou geossítios (alínea r) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho, na sua redação atual).

Zonas de Proteção Especial (ZPE) – estabelecidas ao abrigo da Diretiva Aves, que se destinam essencialmente a garantir a conservação das espécies de aves, e seus habitats, listadas no seu Anexo I, e das espécies de aves migratórias não referidas no Anexo I e cuja ocorrência seja regular (<https://www.icnf.pt/biodiversidade/natura2000/redenatura>, acedido em 2022.12.26).

Recursos Energéticos

Densidade de capacidade - a densidade de capacidade de um parque eólico é definida como a razão entre a capacidade instalada do parque e a área ocupada, sendo expressa em MW/km² (in European MSP Platform, Capacity Densities of European Offshore Wind Farms, <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>, acedido em 05.12.2022).

Energia eólica - energia cinética do vento, a qual constitui uma forma de energia renovável convertida em energia mecânica (moinhos de vento) e elétrica, mediante tecnologias das quais a mais amplamente difundida é a turbina eólica de eixo horizontal associada a um gerador reservatórios (in DGEG (2022), <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-eolica/>, acedido em 06.12.2022).

Energia das ondas - corresponde à energia cinética das oscilações verticais e horizontais produzidas nas ondas, ou à energia potencial gravítica de colunas de água formadas por galgamento e/ou subida de nível em reservatórios (in DGEG (2022), <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/energia-dos-oceanos/>, acedido em 06.12.2022).

Fontes de energia renováveis - (alínea hh) do artigo 3.º do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro) - as fontes de energia não fósseis renováveis, nomeadamente eólica, solar, aerotérmica, geotérmica, hidrotérmica, oceânica, hídrica, biomassa e gases renováveis.

Potência instalada – potência nominal do dispositivo ou a soma das potências nominais dos dispositivos existentes num parque, medida em Watt (W).

Referências Bibliográficas

- Bessa Pacheco, M. (2013). *Medidas da Terra e do Mar*. Instituto Hidrográfico. Lisboa.
- Borrmann R., Dr. K. Rehfeldt, A. Wallasch, S. Lüers (2018), *Capacity Densities of European Offshore Winds Farms*, Deutsche Windguard GmbH Report, 86pp, https://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINes_CapacityDensityStudy_June2018-1.pdf, acedido em 20.12.2022.
- Costa P., T. Simões, A. Estanqueiro (2010), *Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal*, LNEG/INETI – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, https://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1171/1/Artigo_offshoreLNEG_VF.pdf, acedido em 13.12.2022.
- Couto A., P. Costa, J. Silva, D. Santos, T. Simões, A. Estanqueiro (2019) *Validação do Potencial Energético Offshore. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D2.2, LNEG/POSEUR, 38 pp, maio 2019.
- Duque J., A. Couto A., D. Santos (2019) *Cenarização do escoamento de energia produzida pela conversão de energia renovável offshore. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D4.2, LNEG/POSEUR, 48 pp, setembro 2019.
- Duque J., A. Couto A., D. Santos (2019), Relatório *Definição de cenários de otimização. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D4.1, LNEG/POSEUR, 25 pp, fevereiro 2019.
- European Commission (2018), *Demonstration of the WindFloat Technology, FP7*, <https://cordis.europa.eu/project/id/296050>, acedido em 19.12.2022.
- European MSP Platform, *Capacity Densities of European Offshore Wind Farms*, <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>, acedido em 05.12.2022.
- Garcia G., T. Simões, D. Santos, H. Rybchynska, A. Estanqueiro (2018) *Definição e implementação das metodologias de identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore*. Relatório D3.1, LNEG/POSEUR, 49 pp, junho 2018.
- Geoportal Energia e Geologia (2020-2022), <https://geoportal.lneg.pt/>, acedido em 19.12.2022.
- Geoportal do PSOEM (2019), <https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=15c32cf0500c43148f97270db0c1f584>, acedido em 22.12.2022.
- Hywind Scotland Pilot Park Project, *Plan for Construction Activities 2017*, Statoil <https://marine.gov.scot/sites/default/files/00516548.pdf>, acedido em 16.12.2022.

OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal (POSEUR-01-1001-FC-000007) (2020), <https://offshoreplan.ineg.pt/>, acedido em 19.12.2022.

Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 (February 2020), Report 44 pp, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>, acedido em 30.11.2022.

Z. Jiang (2021), *Installation of offshore wind turbines: A technical review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, abril 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308601>, acedido em 12.12.2022.

Anexo III

Relatório da Audição Pública

“Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade”

Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro

Relatório da Audição Pública

Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro

Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à
Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Abril 2023

Conteúdo

I.	Introdução	1
II.	Caracterização das participações	1
II.1.	Tipologia das participações.....	1
II.2.	Perfil dos participantes	1
II.3.	Enquadramento das participações.....	2
III.	Participações	3
IV.	Resumo dos comentários.....	6
	Pesca - resumo dos comentários	7
	Pesca - propostas de mitigação.....	8
	Energia - resumo dos comentários	9
	Áreas propostas	9
	Critérios técnicos.....	10
	Quadro regulamentar.....	11
	Tecnologia fixa.....	12
	Subestações offshore	12
	Lotes.....	13
	Coexistência de usos.....	14
	Recurso eólico	15
	Batimetria	16
	Declives	16
	Fundos marinhos	17
	Condições metoceânicas	17
	Distância à linha de Costa.....	17
	SEN	18
	Ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	19
	Modelo de atribuição de áreas.....	21
	Stakeholders.....	23
	Ambiente, património cultural subaquático.....	23
	Pesca.....	24
	Servidões militares e aéreas, navegação, cabos submarinos	24
	Novas áreas	25

ZLT	26
Viana do Castelo	26
Matosinhos	28
Leixões	29
Figueira da Foz	30
Ericeira, Sintra/Cascais	31
Sines.....	32
Energia - propostas de mitigação	34
AMBIENTE, património cultural subaquático, ordenamento do território, paisagem - resumo dos comentários	35
Energia	35
Dinâmica dos oceanos.....	35
Biodiversidade	35
Aves marinhas	36
Cetáceos.....	37
Distância à linha de costa	37
Pesca.....	37
Paisagem	38
Critérios para seleção dos projetos	38
Critérios para seleção das áreas.....	38
Licenciamento.....	39
Viana do Castelo	39
Matosinhos	40
Leixões	41
Figueira da Foz	41
Ericeira.....	42
Sintra-Cascais	42
Sines.....	44
Estudos	45
Ligações em terra.....	45
Ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade	45
Stakeholders.....	46
Coexistência de usos.....	46
AMBIENTE - boas práticas.....	46

Áreas portuárias, navegação	48
Cabos telecomunicações, emissários.....	49
ANEXO I	51
Associações, cooperativas de pesca, empresas e grupos de cidadãos.....	51
Associações e empresas, setor energia	52
Academia e organismos científicos	53
Municípios	53
Outras entidades públicas	53
Administração portuária	53
Empresas cabos telecomunicações, emissários.....	53
Outras empresas.....	54
ANEXO II - Mapas.....	55

I. Introdução

Nos termos do Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro, foi realizada a Audição Pública do relatório produzido no âmbito do grupo de trabalho, criado pelo Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, relativo à proposta preliminar das áreas especializadas para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica.

A Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos promoveu a referida Audição Pública, por um prazo de 30 dias úteis, entre 30 de janeiro e 10 de março, com vista a formulação de sugestões e recolha de contributos.

Durante o período de Audição Pública foram rececionadas 164 participações, sendo que três foram realizadas por email e as restantes na plataforma Participa. Foram ainda rececionadas quatro participações fora de prazo, três via Participa e uma por email.

II. Caracterização das participações

II.1. Tipologia das participações

A plataforma Participa, disponibiliza a seleção da “Tipologia da participação”, que pode ser: Concordância, Discordância, Geral, Proposta concorrente, Reclamação ou Sugestão. A análise das participações permitiu concluir que a classificação atribuída acaba por ser pouco rigorosa, uma vez que está sujeita à arbitrariedade dos utilizadores, não permitindo retirar conclusões adequadas quanto à tipologia das participações.

II.2. Perfil dos participantes

Os participantes foram agrupados de acordo com o “Perfil”. No anexo I consta uma lista com a identificação, não individualizada, dos vários perfis. Considerando o solicitado por parte de alguns participantes na consulta pública deverá o teor das participações ser tratado com a devida reserva.

- Academia e organismos científicos
- Administração Portuária
- Associação/Cooperativa Pesca/Grupo cidadãos
- Empresa
(diversos setores: consultoria, engenharia, alimentar/aquacultura/pesca, cabos telecomunicações, energia)
- Município
- Outras entidades públicas
Marinha, Águas de Santo André, S.A. (AdSA)
- ONGs
- Particular

A Tabela 1 apresenta o número de participações em função da tipologia da participação e do perfil dos participantes. Não obstante o erro associado à seleção da tipologia, verifica-se que a “Discordância” e o perfil do tipo “Particular” representam o maior número de participações.

Tabela 1- Número de participações por tipologia e perfil.

Tipologia	Academia e organismos científicos	Administração Portuária	Associação/ Cooperativa Pesca/Grupo cidadãos	Empresa	Município	ONG	Outras entidades públicas	Particular	Total Geral
Concordância				3				3	6
Discordância	2		24	3	3	5	2	66	105
Geral	2	1	3	9	2	3		2	22
Proposta concorrente				1					1
Reclamação				1				7	8
Sugestão				13	1			8	22
Total Geral	4	1	27	30	6	8	2	86	164

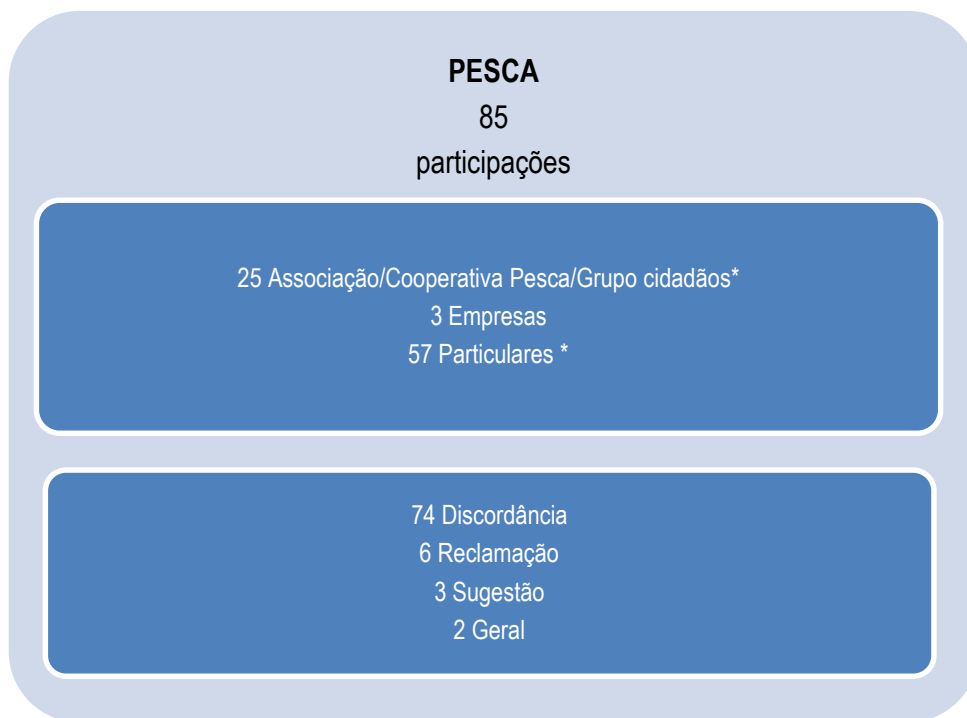
II.3. Enquadramento das participações

Os conteúdos das participações foram analisados e caracterizados por grupos de assuntos, “Enquadramento”. A maioria das participações abordou mais do que um assunto, no entanto optou-se por incluir num determinado Enquadramento as participações que colocavam mais ênfase na temática desse enquadramento.

Foram criados grupos de assuntos “Enquadramento”:

- Pesca
- Energia
- Ambiente, património cultural subaquático, ordenamento do território e paisagem.
- Áreas portuárias, navegação
- Cabos telecomunicações, emissários
- Outros assuntos

III. Participações



AMBIENTE,

património cultural subaquático, ordenamento do território, paisagem

37

participações

4 Academia e organismos científicos *

1 Associação

1 Empresa

8 ONGA *

17 Particulares

6 Município

26 Discordância

8 Geral

1 Reclamação

2 Sugestões

ÁREAS PORTUÁRIAS, NAVEGAÇÃO

3

participações

1 Administração portuária

1 Outras entidades públicas

1 Particular

1 Discordância

1 Geral

1 Sugestão

CABOS DE TELECOMUNICAÇÕES, EMISSÁRIOS

5
participações

4 Empresas
1 Outras entidades públicas

1 Discordância
1 Geral
1 Sugestão
1 Reclamação
1 Proposta concorrente

OUTROS ASSUNTOS

12
participações

3 Empresas
9 Particulares

3 Concordância
3 Discordância
2 Geral
4 Sugestão

IV. Resumo dos comentários

Pesca - resumo dos comentários

1. Setor não foi consultado.
2. Processo realizado à margem da Lei de Bases do Ordenamento do Espaço Marítimo.
3. Áreas muito extensas.
4. As áreas propostas são apenas para os parques de produção, e não tiveram em conta o espaço ocupado pelos cabos de ligação à rede elétrica nacional, as zonas de segurança de navegação em torno delas e dos parques.
5. Os diários de pesca não foram utilizados para identificar as áreas utilizadas pelas embarcações de pesca.
6. Grande parte das embarcações (Locais e Costeiras) com menos de 15 metros CFF, não possuem AIS, nem são obrigados ao preenchimento do diário de pesca em suporte de papel, o que não permite à DGRM saber onde essas embarcações exercem a sua atividade.
7. Não foi realizado estudo sobre o impacto da ocupação das áreas na balança comercial dos produtos da pesca.
8. Não foi feito qualquer estudo sobre o impacto da inviabilização de enormes zonas de produção de alimento, pondo em causa a autonomia e a segurança alimentar da população.
9. Não foi feito nenhum estudo de impacto socioeconómico do encerramento das áreas nas comunidades dependentes da pesca.
10. Para além da pesca ficam em causa as atividades conexas (estaleiros, artes, formação, transformação de pescado, e comercialização).
11. A pesca do arrasto já está proibida em diversas áreas e com estas novas áreas interditas, fundo areia, não restam mais para a atividade ser viável.
12. Os pescadores de Viana do Castelo reportam que as zonas em redor do projeto Windfloat e do cabo, se tornaram desertos marítimos evitados por peixes e cetáceos.
13. Desvios de navegação da pesca acrescentariam horas de navegação a cada dia de pesca, aumentando o ruído e a pegada de carbono, dependendo do pesqueiro e do porto de partida, aumentando custos e tornando a atividade, mesmo onde tecnicamente possível, economicamente ainda mais difícil.
14. Nas áreas de intervenção da DOCAPESCA – Portos e Lotas (Norte e Matosinhos) em Viana do Castelo e Matosinhos (Leixões) irão afetar centenas de pescadores e pequenos armadores da pesca do cerco.
15. A instalação das energias renováveis na zona da Póvoa, Aguçadoura. Apúlia. Vai acabar com a maior comunidade piscatória do país que é a zona das Caxinas.
16. Seja considerada a diminuição da área proposta para Viana do Castelo. Uma vez que os parâmetros espaciais desta área, pela sua grande dimensão, tenderão à destruição das pequenas e médias empresas que trabalham no setor da pesca costeira (polivalente). (ID 51082)

17. A zona prevista área de Sines/Norte é o local onde as embarcações de pesca de Setúbal, Sesimbra e Sines, exercem a sua atividade diária. A mesma área a norte, com longitude de 7000 metros de costa, é o local onde a pesca não pode exercer a sua atividade, em média 30 dias por ano devido às manobras militares, carreira de tiro, do Comando Naval do Continente.
18. No nosso entendimento, as áreas estão sobredimensionadas para as necessidades e início do processo, para acautelar o futuro poder-se-ia inicialmente ocupar apenas 2 mn de Leste-Oeste, das 4 mn às 6 mn da costa, para que depois se pudesse verificar as consequências (todas) e manter as áreas de Norte a Sul. (SmartDocs E-5676/2023-26-03-2023).

Pesca - propostas de mitigação

1. Inserção dos pescadores nos projetos, de forma a que sejam compensados dos prejuízos que venham a sofrer e desde que o impacto económico na atividade empresarial seja minorado. Os pescadores detêm um profundo conhecimento da zona de implantação do projeto e da atividade lá desenvolvida, propondo que um representante destas embarcações a designar entre eles, venha a integrar o grupo de trabalho de acompanhamento da implantação do projeto. (ID 51074).
2. Compensação monetária por alegadas perdas de rendimento devido à impossibilidade de exercer a atividade.
3. Implementação de um programa onde se avaliem outros serviços que poderão ser realizados por pescadores, incluindo a sua formação e adaptação das embarcações.
4. Considerar a realização de ações de sensibilização para os ganhos possíveis e os benefícios para as comunidades locais.
5. As áreas identificadas não se destinem em exclusivo à atividade de exploração de energias renováveis, e que mesmo durante a operação dos parques os projetos podem ser articulados com outras alternativas, como por exemplo, aquacultura, captura de carbono, produção de hidrogénio.
6. Melhoria das condições em terra e no mar do portinho da Ericeira, para assegurar as operações de instalação e manutenção do parque eólico e a potencial riqueza gerada nestas atividades constituirá receita para outros municípios (ID 51054).

Energia - resumo dos comentários

Áreas propostas

1. Da análise geral dos polígonos propostos verifica-se que a maioria tem uma forma retangular com orientação Norte/Sul. Ou seja, estão alinhados com os ventos predominantes, dos quais se faz aproveitamento energético eólico offshore. Esta disposição implica um layout dos parques mais alongado, não ideal para o aproveitamento eficiente do recurso que a costa portuguesa tem, dado que se vai traduzir num aumento do efeito esteira crescente a cada turbina eólica a Sul. Idealmente o design das áreas deveria ter uma orientação Este/Oeste, por forma a reduzir o efeito esteira e também de maneira a capitalizar o recurso eólico que é mais forte à medida que se avança para Oeste, isto naturalmente sem desconsiderar as particulares do fundo do mar, como a respetiva profundidade e declive. (IID 51058)
2. Considera-se que, em geral, as áreas propostas respondem às necessidades de implantação de parques eólicos offshore em Portugal. (ID 50962)
3. Definição do alargamento de todas as áreas propostas, de forma sustentada e tendo em conta as características específicas de cada uma, por forma a precaver eventuais restrições e reduções dessas mesmas áreas que possam resultar de avaliações ambientais desfavoráveis, parcialmente desfavoráveis, condicionadas ou restritivas (decorrentes dos futuros estudos de impacto Ambiental necessários para o efeito). (ID 51009)
4. Felicitamos a iniciativa de propor uma área adicional de 2 km² na Aguçadoura para teste de tecnologias energéticas oceânicas. (ID 51013)
5. Recomenda-se incrementar as áreas preliminares identificadas para poder alcançar o objetivo de 10 GW, dado que o cenário mais provável é que algumas zonas tenham de ser eliminadas à medida que avançam os estudos de impacto social e ambiental devido a riscos inerentes que não se assumem. (ID 51031)
6. Consideramos relevante que tivesse sido dada uma margem de erro ligeiramente superior, por forma a assegurar que a área final será suficiente para comportar os 10 GW. Parece-nos que dever-se-ia ter tido tempo para realizar mais trabalho focado na procura de mais áreas com potencial eólico offshore ou uma tentativa de alargamento das áreas predefinidas. (ID 51066)
7. Como se referiu, as áreas que a WAM Horizon tem vindo a estudar desde 2021 apresentam uma sobreposição significativa com algumas das áreas definidas no documento sob consulta, nomeadamente as definidas como Matosinhos, Leixões e Viana do Castelo. (ID 51068)
8. Com base nas informações que reuniu até ao momento, a WAM Horizon não tem a destacar nenhum ponto relevante que possa condicionar significativamente a exploração de energia eólica offshore com base em solução flutuante nas áreas de Leixões e Viana do Castelo, reconhecendo o potencial de recurso existente nas áreas. (ID 51068)

Critérios técnicos

9. Consideramos que os critérios tidos em conta na definição das áreas propostas (recurso eólico, batimetria e profundidade, distâncias às costas) foram adequadamente ajustados às necessidades e limitações tecnológicas atuais. (ID 50970)
10. O promotor deve ter a possibilidade de escolher a tecnologia mais adequada de acordo com o estado da arte e tendo em conta todas as restrições impostas pelas autoridades ambientais e condições marítimas. Nomeadamente, os promotores devem ser os responsáveis pela definição das características técnicas de um projeto e da sua adaptação dentro de uma área espacial mais ampla e predefinida, fornecendo indicadores sobre a área ocupada, potência, tecnologia, bem como os critérios, dados ou estudos considerados para a definição do projeto, e as condições de segurança e compatibilidade com outros usos do mar. (ID 51039)
11. Localização: a área deve ter recursos eólicos suficientes, deve estar a uma distância razoável da costa (uma vez que a mesma impacta diretamente a viabilidade dos projetos devido ao desenvolvimento de subestações offshore e das linhas elétricas com as suas perdas implícitas quando a distância aumenta; a infraestrutura de exportação representa uma grande parte do CAPEX global do projeto que impacta o tamanho do parque eólico para atingir viabilidade comercial, bem como a sua otimização para maximizar a produção de energia) e considerar a visibilidade das turbinas a partir da costa e o impacto nas comunidades locais. (ID 51039)
12. Servidões: deve considerar o impacto das áreas ambientalmente restritas, contemplar os impactos nos setores comerciais (pesca, portos, aeroportos, tráfego marítimo, património cultural, turismo, surf, etc.) e respeitar as restrições criadas pelas infraestruturas existentes no local (cabos submarinos, infraestrutura de petróleo e gás, oleodutos e redes de transmissão) e zonas militares. (ID 51039)
13. O LNEG utilizou o modelo de mesoescala MM5, modelo numérico de previsão atmosférica, para gerar o atlas de recurso eólico offshore (isto é, aperfeiçoar o atlas já existente de inferior resolução). Existem modelos mais recentes como o WRF (Weather Research and Forecasting Model) e a metodologia usada pelo LNEG poderá estar um pouco desatualizada (no modelo, na limitação aos 100 m e nas restrições). Sugere-se, uma vez que o sector das energias renováveis offshore se encontra em constante evolução, assim como a dimensão das turbinas (180 m), a altura da torre, o aumento da profundidade a que as novas turbinas terão de ser colocadas, que a metodologia seja atualizada para inferir maior grau de confiança aos promotores de energias renováveis offshore. (ID 51066)
14. Sugere-se também que o tipo de tecnologia eólica (eólica flutuante e/ou eólica fixa) a usar numa determinada área seja uma decisão do promotor, obviamente de acordo com os constrangimentos, restrições e especificações técnicas dessa área, sendo certo que a escolha da tecnologia estará eventualmente condicionada à batimetria das áreas especializadas. Ainda relativamente às áreas, é importante lembrar que as que apresentam um potencial de capacidade muito reduzida, podem vir a demonstrar uma viabilidade comercial bastante desafiante, com as implicações diretas na dimensão de um eventual apoio estatal. (ID 51066)
15. Boa parte dos equipamentos, unidades industriais, condições logísticas, *know-how* e mão de obra necessárias para o sucesso desta iniciativa não existem neste momento no mercado ou já estão comprometidos para os próximos anos, mormente em iniciativas similares em curso ao nível global. Ciente disso, o Grupo a que pertence a QEnergy está a dar os passos necessários para dispor de todas as condições que garantam o sucesso da iniciativa do Governo português, caso

seja chamado a participar, estando disponível para colaborar de forma construtiva em qualquer fase da iniciativa. (ID 51009)

16. A velocidade média do vento é um dos aspetos mais críticos no Custo Nivelado de Energia (Levelized electricity cost - LEC), uma vez que define a produção anual de energia (com o número de horas que a central está a fornecer a sua potência nominal). (ID 51073)
17. Como a) fatores limitantes, considerámos: baixos fatores de capacidade, profundidades superiores a 1000 m, áreas Natura2000 na zona das turbinas, principais vias de tráfego marítimo, vias de tráfego marítimo bem definidas, distância mínima até à costa, inclinação acentuada do fundo do mar e características geomorfológicas críticas, tais como os barrancos submarinos. (ID 51073)
18. Como b) fatores complexos, considerámos: vias de tráfego marítimo secundário, profundidades superiores a 500m, áreas propostas para classificação ambiental (AMP-DQEM), património cultural subaquático, áreas marcadas de maior intensidade de pesca e exercícios militares. (ID 51073)

Quadro regulamentar

19. Frisar a necessidade para os promotores de que as suas decisões possam ser fundadas com a expectativa de que existirá um quadro de estabilidade legislativa/regulatória/fiscal ao longo do período de construção e operação das instalações, devendo esta premissa ser considerada nas concessões a outorgar. (ID 51039)
20. Necessário quadro regulamentar que defina e estabeleça a forma como o processamento, construção e arranque deste tipo de instalações deve ser realizado, bem como a concessão de acesso à rede, o sistema de remuneração e a reserva de área, entre outros. (ID 50962)
21. Sugerir que o Governo considere encontrar mecanismos que permitam uma maior facilidade no licenciamento dos projetos que venham a ser instalados na Aguçadoura, permitindo à CEO atribuir licenças a projetos que estejam dentro de perfis previamente identificados e genericamente licenciados. (ID 51013)
22. Definir o procedimento administrativo de tramitação das solicitações de autorização de instalações de geração elétrica no mar, que incorpore o conceito de balcão único para a redução de prazos. (ID 51031)
23. Projetos com elevada exigência nos estudos de impacto ambiental e que assegurem a coexistência com outros setores ligados ao mar. Projetos que impulsionem a cadeia de valor local, sobretudo no que se refere a estaleiros e portos, para além de toda a indústria auxiliar associada. (ID 51031)
24. Considere promover um mecanismo que facilite a instalação na Aguçadoura de projetos de teste e demonstração nesta infraestrutura, atribuindo algum tipo de poder à entidade gestora desta infraestrutura, a Companhia de Energia Oceânica (CEO S.A.), atualmente na posse maioritária do INESC TEC e WavEC. (ID 51033)
25. O desenvolvimento de projetos de renováveis offshore ficará limitado às zonas que vierem a integrar o PSOEM ou os promotores interessados poderão fazer pedidos de TUPEM para outras zonas que considerem tecnicamente adequadas? (ID 50944)

Tecnologia fixa

26. Deve ser dado maior foco ou dinamização da tecnologia de eólico fixo, a qual deve, na medida do possível, ser maximizada e priorizada, pois contribuirá para um maior desenvolvimento industrial, acima de tudo ao nível local, na medida em que facilitará e contribuirá para acelerar a maturidade no setor da energia eólica offshore; criação de um cluster de energias renováveis offshore em prazo inferior ao que será expectável para a utilização das tecnologias flutuantes; permitirá, também, a construção e instalação dos projetos de forma faseada o que, em consequência, permitirá a injeção gradual de energia no sistema elétrico nacional, aumentando, assim, a capacidade de ajustamento às necessidades concretas de cada momento. (ID 51009)
27. Tecnologia fixa, permitir, de acordo com os estudos mais recentes relativos à sua aplicação tecnológica, a implementação de projetos competitivos até uma profundidade máxima de 100m até 2030. (ID 51009)
28. Tecnologia que do ponto de vista sustentabilidade, considerando a parte social, económica e ambiental esta possa ser superior do que a tecnologia flutuante, considerando os efeitos cumulativos ambientais a nível mundial de todo o ciclo de vida do projeto, desde a cadeia de abastecimento até ao seu desmantelamento. (ID 51009)
29. Maior e mais credível acesso a financiamento bancário ou investimento financeiro em razão da sua maturidade tecnológica e menor grau de risco em termos comerciais e logísticos. (ID 51009)
30. Sugere-se, considerando as orientações do próprio relatório, uma área alargada para análise de viabilidade dedicada a soluções de eólico fixo que seja genericamente definida uma área com os seguintes limites, compatibilizada com restrições existentes no PSOEM: Norte - limite do território sob jurisdição portuguesa; Sul - limite da zona ZPE (Zona de Proteção Especial) de Aveiro e Áreas de Exercícios Nacionais; Este - zona buffer com afastamento da linha de costa variável e dependente de requisitos locais específicos (em média 6 milhas náuticas); Oeste - pela curva batimétrica de 100m de profundidade. (ID 51009)
31. No relatório as áreas definidas para utilização de fundações fixas não são tidas em consideração na Figura 3 e devem também ser representadas, com as respetivas implicações, na sua análise. (ID 51039)

Subestações offshore

32. Localização das subestações, dentro ou fora das áreas e respetiva distância à linha de costa. O conhecimento da localização é particularmente importante se o cabo de exportação e da subestação for da responsabilidade do promotor.
33. Seria importante compreender se o âmbito do cabo de exportação e da subestação será contemplado como parte do PDIRT (como estabelecido no PDIRT 2022-2031 para a área de Viana do Castelo) ou se este âmbito será da responsabilidade do promotor. Neste caso, a necessidade de voltar a sublinhar a necessidade de definir, juntamente com as áreas adequadas para o desenvolvimento de parques offshore, áreas próximas destas com profundidades inferiores a 60m adequadas para a instalação de subestações offshore com fundações fixas. (ID 50970)
34. As subestações não têm partes móveis externas, pelo que os impactos na avifauna não são significativos. Também apresentam a uma altura inferior à do que as turbinas eólicas (aproximadamente 20m acima do nível do mar), pelo que são menos visíveis do que estas últimas a curtas distâncias. Por estas razões, pede-se que se considere a possibilidade de instalar os OSS de alguns projetos fora das áreas preliminares propostas ou, em alternativa, que se considere a possibilidade de alargar as áreas com o objetivo de utilizar fundações fixas para os OSS em águas

menos profundas do que as propostas para a instalação de turbinas eólicas. Isto reduzirá os riscos técnicos do e os excessos de custos associados às subestações flutuantes. (ID 50970)

35. Consideramos relevante compreender o âmbito dos limites das áreas propostas, por exemplo, se o limite da zona é estabelecido apenas para a instalação de turbinas eólicas, ou se a pegada de todas as linhas de atracação e ancoragens de turbinas também seria afetada por esta limitação. Do mesmo modo, se uma subestação offshore (OSS) for necessária para a injeção de energia, deve ficar claro se tal subestação deve ser instalada dentro das zonas propostas, ou se a instalação de um OSS mais próximo da costa seria uma possibilidade, onde as profundidades permitem a sua instalação com uma fundação fixa em vez de flutuante, e assim reduzir a complexidade técnica do projeto. (ID 50970)
36. Questiona-se se a ligação à rede será realizada numa subestação offshore da RNT (a construir pela RNT) ou numa subestação onshore da RNT. Seria importante as áreas espacializadas preverem corredores para a passagem dos cabos submarinos até à costa ou até à subestação da RNT
37. Consideramos que seria positivo para o SEN criar um modelo flexível para a instalação das subestações elétricas offshore. Que poderiam ser instaladas fora das áreas propostas por forma a minimizar os custos de instalação. (ID 51035)

Lotes

38. É expectável que as áreas marítimas sejam divididas em lotes, pelo que sugerimos a definição de lotes correspondentes a uma potência de 1GW. (ID 50962)
39. Os lotes não deverão ser inferiores a 500 MW (ID 50989).
40. Seguindo as boas práticas internacionais, uma margem de segurança de 5km deverá ser implementada para evitar efeitos de esteira. (ID 50962)
41. Projetos com dimensão comercial que realmente forcem a tão desejada escalabilidade e arrastem a cadeia de valor (no caso particular de Portugal, de mais de 500 MW). (ID 51031)
42. Deve ser definida a distância mínima entre as turbinas eólicas nos diferentes parques eólicos offshore. É necessário garantir uma separação mínima para evitar impactes do efeito de esteira entre projetos vizinhos. A proximidade excessiva entre parques eólicos pode causar perdas de produção significativas, devido ao efeito de barreira gerado por alguns parques nos restantes. Sugere-se, portanto, a definição de zonas de exclusão ou corredores de segurança em torno de cada parque eólico offshore. De modo geral, deve-se considerar que a elaboração dos projetos é da responsabilidade do promotor e que o mesmo deve utilizar a tecnologia mais adequada de acordo com o estado de arte atual e tem a flexibilidade necessária para definir a localização dos aerogeradores. Logo, a densidade considerada neste relatório deve ser considerada flexível e indicativa, criando uma margem de manobra para o promotor ajustar a densidade à área. A ligação à rede nacional de transporte de eletricidade também deve ter isso em conta no seu dimensionamento. (ID 51039)
43. O relatório deve considerar as áreas que as infraestruturas de exportação para terra irão ocupar, incluindo as restrições técnicas, ambientais e de servidão, com as respetivas implicações para a sua definição. Devem ser considerados também os impactos de ligação à subestação onshore. (ID 51039)
44. Além disso, caso cada área offshore venha a ser partilhada por vários projetos, será importante salvaguardar que as subáreas se distanciam o suficiente para garantir a segurança marítima e a

minimização do efeito esteira, que impacta quer a produção, quer a fadiga dos equipamentos instalados. (ID 51058)

Coexistência de usos

45. Consideramos importante definir as compatibilidades e incompatibilidades com cada atividade (pesca, aquacultura, turismo, etc.) ou entre diferentes explorações na mesma área (o efeito das esteiras de outro parque eólico próximo tem efeitos significativos na produção) e que, na proposta final para as áreas validadas, deve ser claramente definido quais as utilizações que podem e não podem ser compatibilizadas nestas áreas especializadas para o desenvolvimento de centros electroprodutores de energia de origem oceânico. (ID 50970)
46. Estabelecer a possível compatibilidade da utilização de atividades como a aquicultura, uso militar, uso da pesca com projetos eólicos offshore, sem a necessidade de as áreas serem exclusivamente para vento offshore. (ID 50970).
47. Definir as zonas de segurança ("safety zones") na envolvente das infraestruturas de forma a limitar pouco a utilização por outras atividades ligadas ao mar, permitindo desta forma a coexistência entre setores (ID 51031)
48. Estarão previstas áreas específicas para a produção de hidrogénio verde.(ID 50989)
49. Sugerimos como vantajosa a criação de projetos de natureza híbrida relativamente à tecnologia de exploração, ou seja, que, sempre que possível, dadas as características e localização de cada projeto, os mesmos possam conter as tecnologias fixa e flutuante, por forma a acelerar a implementação dos centros electroprodutores e antecipar a injeção de energia na rede elétrica para a segunda metade da presente década. (ID 51009)
50. Entende a Seawind que deverá ser assegurada e, outrossim, expressamente garantida a possibilidade de estabelecimento de usos distintos, mas compatíveis, nas áreas propostas, devendo o mesmo ser ponderado enquanto fator preferencial, aquando da atribuição das referidas áreas. Atividades como aquacultura sustentável (que não implique presença frequente e possa beneficiar de tecnologias inteligentes de acompanhamento à distância, por exemplo no caso de algas ou bivalves), projetos de sequestro de carbono na coluna de água e/ou fundos subjacentes ou o estacionamento de pontos de apoio à investigação científica são alguns exemplos. (ID 51028)
51. À data, existem vários estudos que sugerem que a combinação de diferentes fontes de energias marinhas (nomeadamente eólico offshore, energia das ondas ou solar offshore) em parques híbridos, poderá contribuir para um sistema elétrico mais estável e resiliente, tal como reduzir os custos de produção de energia. (ID 51033)
52. Avaliação da possibilidade de co-localizar as atividades de pesca com recurso a artes de pesca passiva (fixas) em áreas de segurança menos restritiva nos parques eólicos. (ID 51033)
53. O potencial de produção de energia elétrica proveniente das ondas e do vento em simultâneo representa um constrangimento na definição das áreas onde turbinas eólicas offshore podem ser implantadas. As restrições de densidade de energia proveniente das ondas podem excluir possíveis áreas eólicas de serem consideradas nesta fase inicial da avaliação. Esta restrição pode limitar a otimização do parque eólico offshore se forem considerados os recursos eólicos e a direccionalidade das ondas. Adicionalmente, as restrições criadas pela densidade de ondas desafiam a viabilidade técnica e comercial de projetos offshore. (ID 51039)
54. Consideramos importante que se promovam outras atividades económicas nestes espaços, que sejam compatíveis com a atividade principal de produção energética (e.g. aquacultura, sensores

para vigilância ou monitorização ambiental). Assim, a seleção final das áreas a concessionar deve ter em consideração também a viabilidade de se estabelecerem outras atividades económicas, em paralelo, favorecendo áreas em que esta coexistência seja possível. (ID 50853) (ID 50854)

Recurso eólico

55. Considerar recurso eólico acima dos 100m, dado que atualmente as turbinas estão a ser projetadas para os 150m (ID 51037).
56. Atualmente, considera-se que são necessárias velocidades do vento superiores ou iguais a 7,5 m/s a uma altura de 150 m para justificar a viabilidade económica de um projeto de vento flutuante offshore. (ID 50970)
57. Considera-se que o limite inferior de recurso eólico de 6 m/s é inadequado, e no mínimo deveria considerar-se 7 m/s a 100 m.(ID 51031)
58. A avaliação do recurso eólico indica que este melhora à medida que nos deslocamos para oeste, condicionante que irá também beneficiar os diversos projetos. Este aspeto é particularmente relevante para as zonas propostas de Leixões, Figueira da Foz e Sines Sul. (ID 50988)
59. Numa fase de procedimento concorrencial o governo vai apresentar dados de vento reais nessas áreas, resultantes de uma campanha de medição de pelo menos um ano, medidos com LIDAR ou outra tecnologia semelhante? (ID 50994)
60. A utilização da referência de 100 metros do hub height para determinar o recurso eólico pode levar a uma subestimação do potencial de rendimento energético. A medição da velocidade do vento considerando o hub height em alturas superiores normalmente produz um resultado superior, uma vez que as turbinas têm acesso a uma velocidade de vento maior (o vento aumenta com a altitude), o que pode aumentar sua produção de energia. O hub height (150 metros para turbinas de 15 MW) deve ser combinado com a velocidade mínima do vento (aos respetivos 150m de altura) de forma a alcançar previsões precisas de produção de energia. (ID 51039)
61. A indústria de eólica offshore considera que, para assegurar um fator de capacidade mínimo para o desenvolvimento de parques eólicos offshore, são necessárias velocidades do vento de cerca de 7,5-8m/s. No entanto, a direccionalidade e a estacionariedade dos recursos eólicos também têm impacto na produção de energia, as cargas estruturais e os custos de projeto e construção. Para velocidades de ventos de 6,01m/s, conforme considerado neste relatório, o fator de capacidade diminui consideravelmente e impacta o LCOE do projeto em geral. (ID 51039)
62. Este relatório considera o Número de horas equivalente à potência nominal como critério para a delimitação das áreas propostas. A estimativa do NEPS para as áreas propostas requer a explicação dos pressupostos subjacentes que foram considerados para o cálculo destes valores. (ID 51039)
63. A distância mínima entre os parques eólicos e a linha costeira não está identificada no relatório. Ao invés de referir que o objetivo é "reduzir ao mínimo a interferência com os usos comuns do espaço marítimo", este relatório deveria estabelecer uma distância mínima da costa definida para a avaliação das áreas. Se existirem áreas definidas que não cumpram os critérios de distância mínima até à costa, as autoridades públicas devem assegurar que os eventuais constrangimentos existentes foram preliminarmente considerados e são possíveis de ultrapassar. (ID 51039)

Batimetria

64. As zonas identificadas devem ser expandidas na direção oeste até atingirem a linha as zonas identificadas devem ser expandidas na direção oeste até atingirem a linha batimétrica dos 500 metros de profundidade (ID 50988).
65. offshore windfarms areas are usually studied up to 700-1000 m of depth (ID 51037)
66. A priorização de zonas flutuantes entre 75 e 200 m considera-se adequada, ainda que não seja de excluir a consideração de zonas mais profundas abaixo dos 200 m. (ID 51031)
67. Batimetria dos 1000 m é o limite tecnológico da eólica marinha. (ID 51031).
68. A tecnologia atual para parques eólicos offshore com fundações fixas já é compatível com profundidades de 60 a 65m. Consideramos vantajoso que as duas áreas previstas para tecnologia fixa sejam aumentadas, pressupondo a alteração do parâmetro de profundidade máxima de 50 m para 65 m.(ID 50994)
69. O limite de 200 metros de profundidade parece ser baseado em limitações atuais da tecnologia, que poderão ser vencidas num curto espaço de tempo, pelo que poderia ser de considerar ampliar este limite para um valor superior (p.e. 300 metros). (ID 51033)
70. Technology to place floater in water depths of up to 1000 m already exists. (ID 51036)
71. In our view and from our experience, fixed bottom foundations can be installed in water depths of up to 75-100 m (ID 51036)
72. For the areas with a depth between 75 and 200 m, the awarding entity should consider that the offshore windfarms areas are usually studied up to 700-1000 m of depth. (ID 51037)
73. For the areas with a maximum depth of 50 m (currently destined for wind turbines with fixed foundations and using waves energy), the awarding entity should consider that (i) fixed foundations are currently being installed in water depths of up to 60 if the conditions permit; (ii) various bottom-fixed technologies can be deployed based on water depth, seabed and geotechnical conditions; (iii) increasing the bottom fixed area implies a reduction in LCOE and time-to-market of projects in the correspondent areas. (ID 51037)
74. Considera-se genericamente que, em áreas em que a profundidade máxima é de 65-70 m, se alcança o limite técnico-económico para uma instalação fixa no fundo. Para profundidades superiores, a tecnologia flutuante torna-se necessária. Em Portugal, a tecnologia eólica flutuante aumenta a flexibilidade na seleção do sítio, incluindo a possibilidade de escolher áreas com maior velocidade de vento, e aquelas com menor impacto social e ambiental. (ID 51073)

Declives

75. Os declives do fundo do mar são também propícios à instalação de parques eólicos offshore até à batimetria dos 500 metros. (ID 50988).
76. Incluir áreas com declives na ordem dos 4° (ID 51033).
77. 15° for floating technology and 2° to 4° for bottom fixed depending on the water depth (higher water depth, lower seabed slope) (ID 51037).
78. No que se refere à inclinação do leito marinho não se considera que os 4 graus definidos sejam um parâmetro limitante para a tecnologia flutuante. Para a tecnologia flutuante pode-se considerar como parâmetro limitante um valor de 10-12 graus (principalmente ligados à instalação e às cimentações e colocação/enterramento de cabos). (ID 51031)

79. O limite de declive para a implementação das âncoras que sustentam as plataformas na sua posição depende de diversos fatores, nomeadamente do tipo de amarração e âncora escolhidas, das características do solo marinho na região, do tipo de plataforma flutuante utilizada, etc. Na verdade, diferentes tecnologias e diferentes tipos de solo permitem a implementação de estruturas flutuantes para uma vasta gama de declives do solo marinho (que podem atingir, tanto quanto sabemos, valores superiores a 8 graus). Por este motivo, parece-nos que o critério do declive poderia ser mais alargado, até declives da ordem dos 4 graus, e que o peso deste critério deveria ser ajustado à incerteza associada aos aspetos atrás referidos, assim como ao facto de as batimetrias registadas nas cartas batimétricas poderem diferir significativamente da batimetria real. (ID 51033)
80. The awarding entity should consider a max seabed slope of to 15° for floating technology and 2° to 4° for bottom fixed depending on the water depth (higher water depth, lower seabed slope). (ID 51037)
81. Atualmente, a viabilidade de fundações flutuantes está a ser estudada para profundidades de água até 700 - 1000 metros. Neste contexto, poderiam ser contempladas áreas mais vastas para tecnologias flutuantes, o que aumentaria a flexibilidade para a definição/escolha de zonas viáveis dentro da respetiva área. As fundações fixas podem ser instaladas em profundidades de água até 70 metros, se as condições técnicas permitirem. Diferentes tecnologias de fixação podem ser implementadas considerando a profundidade da água, as características do fundo do mar e as condições geotécnicas (gravity based, jacket ou monopile). O aumento do limite de profundidade das fundações fixas pode resultar numa redução no LCOE e no time-to-market dos projetos nas respetivas áreas. (ID 51039)

Fundos marinhos

82. os fundos marinhos rochosos aumentam a dificuldade técnica do projeto e podem mesmo tornar impossível a instalação dos sistemas de ancoragem para plataformas flutuantes. Por estas razões, solicitamos que seja considerada a possibilidade de alargar as áreas ou deslocá-las para outras coordenadas especificadas abaixo, onde a composição do subsolo/base é mais aceitável para a projeção de um parque eólico offshore. (ID 50970).
83. As restrições relativas aos fundos marinhos devem dispor de uma caracterização mais detalhada e precisa. Neste relatório deve ser considerada mais e melhor informação, para que os promotores, consigam avaliar melhor as condições dos fundos marinhos, uma vez que as características específicas podem afetar os custos de desenvolvimento. (ID 51039)

Condições metoceanicas

84. A acessibilidade a uma instalação offshore é condicionada pelo estado do mar. As condições metoceanicas, como a altura das ondas ou o período afetam as condições de operação e manutenção dos parques. As condições desfavoráveis aumentam a taxa de indisponibilidade das turbinas, porque eventuais avarias não podem ser resolvidas devido à impossibilidade de aceder a ao equipamento para manutenção corretiva, aumentando o tempo durante o qual o parque eólico não gera nem exporta energia. A distância das áreas da costa pode também significar condições metoceanicas mais desfavoráveis (ID 50970)

Distância à linha de Costa

85. A proximidade à linha de costa, cria mais conflitos de usos, o que impacta negativamente o desenvolvimento dos projetos, aumentando o risco da sua execução.

86. Aumento da distância à costa acarreta dificuldades na operação e manutenção.
87. Sugere a Seawind a ponderação da realocização da totalidade (ou, pelo menos, da maioria) das mencionadas áreas para uma distância que permita acautelar os interesses económicos das populações locais, do turismo e, outrossim, da própria atividade piscatória. um parque de larga escala poderá vir a produzir, e desejavelmente virá a produzir, eletricidade e hidrogénio. Neste caso, para além do encaminhamento para terra através de ductos, é expectável o interesse em usá-lo localmente para o abastecimento de navios. Esta possibilidade não é prejudicada pela distância à costa, é, ao invés, mais um argumento para uma localização afastada de vistas. (ID 51028)
88. Distâncias à costa superior a 30 km, embora minimizem o impacto paisagístico e, consequentemente, a oposição da sociedade civil, pode afetar a viabilidade económica do parque ao exigir infraestruturas de descarga mais caras. (ID 51031)

SEN

89. Quais as quantidades expectáveis e tipo qualitativo do contributo elétrico para o SEN (ID 50942).
90. Repercussões socioeconómicas (parcela do investimento que passará pela importação face à real possibilidade de incorporação de produção nacional (socioeconomia local/regional e nacional) e, por outro lado, que reflexo nos preços/tarifas para os consumidores de eletricidade. (ID 50942).
91. É de grande importância que, para além da definição das áreas da rede de transmissão que se propõem reforçar, sejam estabelecidos pontos de ligação específicos para instalações offshore e seja garantida a disponibilidade de acesso e ligação à rede nessas áreas. Seria importante compreender se o âmbito do cabo de exportação e da subestação será contemplado como parte do PDIRT (como estabelecido no PDIRT 2022-2031 para a área de Viana do Castelo) ou se este âmbito será da responsabilidade do promotor. (ID 50970)
92. O conhecimento atempado dos pontos de ligação à rede com a respetiva capacidade será útil para garantir aos developers a segurança necessária planear e desenvolver os projetos.(ID 50989)
93. Na fase concorrencial será importante estabelecer as datas em que a RNT concluirá as infraestruturas necessárias à ligação à RESP dos centros electroprodutores, sendo relevante que sejam previstas compensações aos promotores caso a RNT não cumpra os prazos de conclusão das obras, impedindo a ligação dos parques eólicos offshore. (ID 50994)
94. Entendemos que os 2 km² adicionais que são propostos na Aguçadoura, permitem atingir o limite de capacidade de injeção de potência elétrica e que são uma importante medida para posicionar a Aguçadoura na rede de infraestruturas de teste oceânicas em preparação a nível europeu. (ID 51013)
95. Capacidade de acesso e ligação à rede nos nós da rede de transporte ligados ao desenvolvimento marinho: Mecanismo de garantia de direitos de acesso e ligação à rede para os projetos de eólica marinha, e adequação do quadro normativo para tal. (ID 51031)
96. Modelo de desenvolvimento de infraestruturas elétricas no mar e em terra, bem como a entidade que as vai executar, e garantias de cumprimento de prazos. (ID 51031)
97. Não se considera necessário que a existência de cabos submarinos implique a exclusão de uma zona. Um safety buffer deve ser suficiente. (ID 51031)
98. Ainda que se tenham apresentado os possíveis pontos de ligação, o documento esclarece que não se estudaram eventuais passagens para a colocação de cabos offshore. Falta concretizar se

- é expectável que o promotor desenvolva a infraestrutura de descarga offshore e quem deve encarregar-se da recolha de dados do leito marinho da rota de descarga e o processo de autorizações pertinente. (ID 51031)
99. Nos países europeus que já têm implementados diversos parques eólicos offshore diferem entre si. Apesar disto, é praticamente transversal que grande parte desta infraestrutura offshore é implementada, ou a sua propriedade posteriormente transferida, para o operador do sistema de transmissão (TSO) (ID 51033)
100. Upgrades will be made to the grid to support the extra renewable energy addition and that relevant studies will be completed for a more precise definition of the connection points. Is there a timeline for when these studies will be performed, and will the developers have access to such studies and the plans for these upgrades? (ID 51036)
101. The awarding entity should (i) define who will be the responsible for building, financing, and maintaining assets such as the export cables and the offshore substations, and (ii) identify/map the bottom-fixed areas connection points. (ID 51037)
102. Working under the assumption that the National TSO (REN) will construct, own, and operate the grid infrastructure and that one substation is envisaged per project area to connect various projects, e.g., various developers, we believe tender timing to be take into consideration. we suggest clarifying the timing of the tender launch and award in relation with the dates at which the TSO/DSO receives all permits necessary for offshore and onshore infrastructure necessary for the projects to inject its production on the grid. It is critical for the bidders to establish whether the Tender will be launched prior to the TSO/DSO securing all permits or not. Similarly, the obligation of COD of the wind farm should be extended if a delay is caused by a delay in the grid connection availability. In addition, a penalty system for the TSO/DSO should be considered in case grid supply is delayed. The costs to be borne by the promoters with the pre-reservation and mobilization of suppliers necessary to this kind of projects, are not compatible with uncertainties concerning the date of availability of the interconnection infrastructure. (ID 51037).
103. Este relatório deve considerar quem será o responsável pela construção, financiamento e manutenção de ativos, como os cabos de exportação e as subestações offshore, além da rede nacional de transmissão de eletricidade. (ID 51039)
104. Seria importante definir um prazo para a realização e partilha de estudos relevantes, com os promotores, e quais os planos para o referido upgrade. Relativamente à ligação entre as subestações offshore e a rede onshore deverá ser mapeada aquando da definição das áreas, pois pode envolver mais restrições.
105. Urge definir o modelo de financiamento da ligação dos centros eletroprodutores offshore, isto é, se serão suportados pelo operador da rede nacional de transporte ou se pelos promotores dos projetos. (ID 51035)

Ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

Zona A – Ponte de Lima e Vila Nova de Famalicão

106. Os principais constrangimentos terrestres da área de Ponte de Lima e Famalicão correspondem à faixa do Parque Natural do Litoral Norte, às áreas protegidas em redor do estuário do Lima e a várias zonas de imersão de dragados. Adicionalmente, observa-se que esta faixa Ponte de Lima e Vila Nova de Famalicão, identificada na Proposta Preliminar, não incluiu a subestação de Vila Fria (150kV), que é a mais próxima da linha de costa. (ID 51058) (ID 51076)

Zona B – Santa Maria da Feira e Lavos-Feira/Paraimo-Recarei

107. A faixa Santa Maria da Feira e Lavos-Feira/Paraimo-Recarei não inclui nenhuma subestação já existente (nem Canelas, nem Estarreja), ficando por esclarecer se a solução será instalar uma nova subestação. Por outro lado, a faixa proposta deixa de fora a subestação de Custóias (220 kV; a Norte da faixa proposta), que é a que se localiza mais próximo da linha de costa e a partir da qual se poderia definir uma rota de passagem do cabo com menos constrangimentos ambientais. No entanto, a área existente entre a linha de costa e as áreas marinhas propostas Leixões e Matosinhos corresponde, na sua grande maioria, ao SIC de Maceda – Praia da Vieira, que afeta uma potencial ligação às subestações de Canelas e Estarreja. Neste SIC está indicada a presença de habitats protegidos ao abrigo da Diretiva Habitats: habitat 1110, bancos de areia permanentemente cobertos por água do mar pouco profunda e habitat 1170 recifes. (ID 51058) (ID 51076)
108. Para realizar a injeção eléctrica, a colocação do cabo teria de ser feita através de uma área Natura Vermelha. Alternativamente, a injeção poderia ser efetuada através do norte da área, mas isto dificultaria o aproveitamento da parte central e sul da área proposta. (ID 50970)

Zona C – Lavos (Figueira da Foz) e Leiria

109. Na faixa Lavos (Figueira da Foz) e Leiria, aplicam-se os constrangimentos terrestres e marinhos já referidos para a faixa de ligação anterior (Santa Maria da Feira e Lavos-Feira/Paraimo-Recarei), uma vez que o SIC de Maceda referido se prolonga até ao limite sul desta faixa terrestre. Assim, a zona terrestre a evitar para a passagem do corredor de cabos corresponde parcialmente à zona Norte desta faixa e a localização dos habitats referidos é importante para definir a rota de passagem do corredor no leito marinho. A subestação mais próxima da linha de costa para a ligação do cabo é a de Lavos (400 kV). (ID 51058) (ID 51076)
110. A injeção eléctrica da área não poderia ser realizada sem atravessar uma das 2 áreas Natura 2000 adjacentes à área proposta. Entende-se que como a área Natura 2000 em redor da costa está classificada como ZPE - PTZPE0061, a colocação do cabo de exportação não deverá apresentar um impacto importante para as aves protegidas nesta área. Assim sendo, entendemos que a melhor alternativa para a injeção de eletricidade seria fazer a ligação a terra na parte sul da área proposta através desta ZPE. (ID 50970)

Zona D – Carvoeira (Torres Vedras) Alto da Mira (Amadora)

111. A faixa de ligação Carvoeira (Torres Vedras) Alto da Mira (Amadora) pretende servir a área proposta para a Ericeira e a área proposta para Sintra/Cascais. Verifica-se que grande parte da linha de costa e área adjacente tanto em terra como no mar se encontra classificada como SIC ou ZEC. Esta área apresenta ainda uma linha de costa com um declive bastante acentuado associada a uma ocupação terrestre bastante densa. Na ligação a terra na zona de Lisboa Norte é importante referir o Parque Natural de Sintra-Cascais (criado pelo Decreto Regulamentar n.º 8/94, de 11 de março), mas também a Paisagem Cultural de Sintra, incluída na Lista do Património Mundial, e a sua zona especial de proteção definida pelo Aviso n.º 15169/2010, de 30 de julho. Portanto, um dos aspetos críticos a considerar é o enquadramento visual desta paisagem cultural classificada como património mundial. (ID 51058) (ID 51076)

Zona E – Sines (Santiago do Cacém)

112. Na faixa de ligação Sines (Santiago do Cacém) existe apenas um ponto de ligação em terra, correspondente à subestação existente a Norte de Sines. A fim de evitar em terra as áreas protegidas já classificadas (ZEC Comporta/Galé, Parque Natural do Sudoeste Alentejano, ZPE

Costa Sudoeste) será necessário que a rota de passagem do corredor de cabos no leito marinho se faça entre a área marinha proposta a Norte de Sines e a área proposta a Sul de Sines. Existe uma única subestação em terra, a Norte de Sines, que deverá receber em simultâneo os cabos submarinos de transmissão de energia das três áreas marinhas propostas. (ID 51058) (ID 51076)

Modelo de atribuição de áreas

113. Deverá haver um pipeline de projetos e o faseamento dos leilões, em vez de um único leilão para os 10 GW, em linha com a disponibilidade da ligação à rede e dando tempo para a adaptação das infraestruturas necessárias assim como dos portos. Sugere-se leilão de 2 a 3 GW. (ID 50989)
114. É importante minimizar os riscos, promovendo a medição local do recurso eólico e uma caracterização ambiental e geofísica detalhada, garantindo assim um leilão equilibrado que permita participar com riscos controlados e garanta a implementação dos projetos. (ID 50994)
115. Cenário A – Leilão destinado numa primeira fase exclusivamente à atribuição de áreas de estudo aos adjudicatários, que ficam encarregues de avaliar a viabilidade dos projetos, num intervalo de tempo suficiente para recolha de dados e elaboração de estudos de detalhe. Só numa segunda fase, é feita a licitação da tarifa em função dos resultados obtidos. Cenário B – Leilão para atribuição de tarifa, zona de implementação e ponto de ligação à rede, devendo neste cenário o Executivo realizar e divulgar previamente todos os estudos necessários à mitigação de risco, verificação de viabilidade e tornando os projetos bancáveis. (ID 50994)
116. Considerando a complexidade do desenvolvimento técnico de um projeto de energias renováveis offshore, questiona-se se a meta de 2030 é relativa à entrada em exploração dos projetos, à atribuição da potência ou ao desenvolvimento até à fase ready-to-build. (ID 50994)
117. Poderá ser importante para o procedimento concorrencial privilegiar as zonas com maior recurso e/ou definir tarifas ou outros apoios para os lotes de menor recurso, evitando que o leilão termine com lotes desertos. (ID 50994)
118. Na fase concorrencial quais os estudos ambientais que o governo pretende incluir nas peças do concurso? O concurso deverá prever mecanismos que salvaguardem os promotores, caso em fase posterior à do leilão os projetos se verifiquem inviáveis devido a restrições ambientais ou outras causas não imputáveis ao promotor. (ID 50994)
119. No momento da realização do leilão as áreas do espaço marítimo português adstritas à exploração, bem como os pontos de injeção da rede elétrica nacional já estejam devidamente identificados e concretizados. (ID 51009)
120. Definir o modelo de concurso, que a Naturgy propõe que seja do tipo un-bundled ou “lease + grid”, TUPEM e TRC, de forma a garantir uma concorrência leal, eficaz e transparente, e no qual se defina uma fase de pré-qualificação que avalie a solvência técnica e financeira dos promotores de forma a minimizar os riscos em projetos de grande complexidade e uma fase de avaliação das propostas que esteja em linha com as diretrizes europeias, com pelo menos 70% da pontuação ligada ao custo para garantir o melhor preço possível para o sistema e o consumidor final e 30% de critérios de não-preço que avaliem a sustentabilidade dos projetos de uma perspetiva ambiental e social. (ID 51031)
121. Definir o calendário de leilões por zonas, que confira previsibilidade. (ID 51031)
122. Definir o esquema retributivo, que propomos que seja do tipo Contrato por Diferenças – CfD – por ser um modelo implementado com sucesso no desenvolvimento da eólica marinha em diversos países europeus. (ID 51031)

123. Entendemos ser de vital urgência que o Governo português clarifique se a atribuição de TUPEM para as áreas propostas será realizado apenas por leilão ou se as mesmas podem ser atribuídas por TUPEM por um preceito diferente (e.g. pedido à DRGM). (ID 51035)
124. Consideramos da maior importância que nos termos dos concursos de atribuição de potência aos promotores dos parques eólicos oceânicos se estimule o máximo de incorporação nacional na respetiva cadeia de valor, incluindo serviços de consultoria de engenharia, project management, serviços marítimos e serviços de manutenção, para além da construção dos aerogeradores flutuantes e demais infraestruturas dos parques eólicos, sob pena da maior parte do valor destes investimentos não chegar a Portugal. (ID 50853)
125. É essencial mobilizarem-se empresas, universidades, centros de investigação, administração pública e o setor financeiro para que o desenvolvimento das energias renováveis oceânicas em Portugal gerem sinergias entre diferentes áreas da economia do mar, como a aquacultura, a robótica e sistemas de monitorização e vigilância marítima. Para se garantir o máximo de integração nacional dos investimentos a realizar nestas áreas marítimas importa, também, estruturar a cadeia de valor para uma fileira exportadora na produção metalomecânica, serviços de construção, manutenção e reparação naval, instalação e operações offshore, de consultoria e estudos e ciência de dados (ID 50854)
126. Dúvidas existem também sobre se, uma vez aprovado o Plano de Afetação para Energias Renováveis Offshore, o lançamento de um Leilão cobrirá todas as áreas integradas no PSOEM, i.e., admitindo propostas para qualquer zona dentro das mesmas, ou se – considerando as manifestações públicas de privados interessados no desenvolvimento de projetos eólicos offshore sem remuneração garantida – o Leilão não cobrirá todas aquelas áreas, admitindo, portanto, pedidos de TUPEM para as mesmas (ID 51068)
127. E ainda se, cobrindo o Leilão todas as áreas integradas no PSOEM, serão admitidas iniciativas privadas através da proposta de contratos de ordenamento com a finalidade de aprovar a afetação de novas áreas. (ID 51068)
128. Ainda, não é claro e existem dúvidas sobre que modalidades de remuneração estão pensadas para o Leilão, sobre se serão previstos requisitos de qualificação de candidatos, designadamente experiência técnica e capacidade financeira, e quais os demais termos em que se desenvolverá este procedimento concursal. (ID 51068)
129. A eventual prévia validação e qualificação dos promotores (conforme questão acima), deve ter critérios claros e facilmente mensuráveis e não deve descurar, de modo algum, a experiência do promotor, que deve ter um relevante conhecimento da realidade portuguesa, dos diferentes stakeholders, comunidades locais, além do conhecimento técnico da indústria e da tecnologia, de modo a garantir a melhor e mais eficaz comunicação e iteração com todas as partes envolvidas. O desenvolvimento de um projeto de energia eólica offshore contempla muitas mais etapas e envolvimento prévio até à fase de construção, quando comparando com outros projetos de energia renovável (como o caso da energia eólica onshore e solar). (ID 51068)
130. A Bluefloat Energy e a Greenvolt acreditam fortemente que a disponibilização de um maior número de áreas disponíveis se tornará crucial para o sucesso da tecnologia eólica *offshore* em Portugal, especialmente se o leilão consistir num modelo de licitação descentralizado em que, numa primeira fase, a obtenção de direitos sobre áreas de leito marinho seja um requisito expresso. (ID 51073)

Stakeholders

131. Will the Portuguese relevant authorities coordinate with other stakeholders (like military, environmental agencies, other third parties) or are the developers expected to be responsible for the stakeholder management? It should be noted that in case Portugal wants to develop renewable energy "fast", potential constraints in the proposed areas should be minimized as much as possible at this stage, to avoid delays to the projects in terms of permitting, needed proximity & crossing agreements and interactions with other stakeholders. A one-stop shop approach is recommended for stakeholder management. (ID 51036)
132. Deveria ter havido, previamente à publicação da proposta preliminar das áreas especializadas, uma consulta às partes interessadas, nomeadamente aos representantes das entidades e agentes económicos que serão afetadas diretamente pela mútua utilização destas áreas, em particular, o sector das pescas, da marinha, dos transportes e do turismo, entre outros. Só posteriormente e após um alinhamento entre os representantes das referidas partes interessadas e afetadas, deveria ser aberta uma consulta pública, para recolha de opiniões e sugestões da restante população. (ID 51066)
133. Salientamos que uma eventual maior comunicação entre o Estado Português e as partes interessadas permitirão igualmente dirimir eventuais incorreções sobre o impacto das energias renováveis com localização oceânica nas atividades marinhas existentes, evitando atrasos futuros no desenvolvimento dos projetos ao largo da costa portuguesa. (ID 51035)
134. Os projetos de produção de energia através de fontes renováveis oceânicas devem envolver precocemente as comunidades locais mais afetadas pela instalação dos parques eletroprodutores, e contribuir para o seu desenvolvimento, gerando emprego e integrando na sua cadeia de valor o máximo de atores locais. (ID 50854)

Ambiente, património cultural subaquático

135. A sobreposição ou proximidade a estas áreas (ambiente) aumenta a insegurança e o risco do investimento, com constrangimentos a nível das companhias de seguros.
136. it would be necessary to be more precise in this section (Cultural heritage). In addition, some specifications should be made regarding the potential distance or other criteria to respect these cultural properties. (ID 51037)
137. Potencial conflito com a SIC Maceda - Praia da Vieira da Rede Natura 2000 para a colocação dos cabos de evacuação dos parques nas áreas de Leixões e Figueira da Foz.
138. Impacto das infraestruturas, dos cabos submarinos e dos equipamentos sobre o meio natural envolvente, tendo em consideração a Rede Natura e os Sítios de Importância Comunitária. (ID 50942)
139. Seria importante compreender se estas zonas da Rede Natura 2000 foram consideradas ou concluídas como sendo compatíveis com a implementação de energias renováveis marinhas nestas áreas, de modo a que, se estas áreas forem finalmente consideradas como sendo adequadas para a utilização de vento offshore, não terão problemas futuros de processamento devido a conflitos com áreas protegidas. (ID 50970)
140. Gostaríamos que esclarecessem se foram considerados eventuais corredores de migração de aves, espécies marinhas e outras espécies de forma a garantir a compatibilidade entre essas espécies e as unidades de produção de energia eólica offshore. (ID 50994)

141. É importante destacar que num projeto eólico offshore não se pode aplicar em caso algum um processo de licenciamento ambiental e social simplificado. Este ponto não está claro no Despacho. Um processo de avaliação de impacto ambiental e social em linha com os padrões internacionais é crucial para a obtenção de financiamento junto de instituições de crédito. (ID 51031)
142. Estudos de avaliação de impactos ambientais da implementação de parques eólicos flutuantes offshore nas comunidades de peixe demersais e pelágicos. Vários estudos no mar do Norte identificaram o incremento de biomassa em parques eólicos fixos offshore e alterações ao nível da cadeia trófica [7], [8] por parte das espécies demersais, mas não por parte das espécies pelágicas. Estes aspetos deveriam ser clarificados para a plataforma continental ibérica. (ID 51033)
143. The areas should preferably be located outside of environmental sensitive areas. As such, the awarding entity should give certain assurance for the developers that the effective available area will not be significantly reduced after the Strategic Environmental Assessment and that the production losses linked to the possible flanges put in place are limited. (ID 51037)
144. Adotar níveis de Segurança e Saúde em linha com as normas internacionais (Environmental, Health, and Safety EHS Guidelines, World Bank Group) é crucial para a obtenção de financiamento junto de instituições de crédito. (ID 51031)
145. Afirma-se que a localização do património cultural será determinada em devido tempo, pelo que é importante entender o que se considera ser o devido tempo, ou seja, se será quando as áreas finais são definidas ou quando o participante é adjudicado o contrato. Caso a área afetada não seja divulgada, é relevante entender se foi considerada a forma como a presença do património cultural nessas áreas pode afetar a conceção do projeto eólico offshore (ID 51066)
146. Apesar de existirem áreas sobrepostas com a Rede Natura 2000, recorrendo a medidas de mitigação é possível minimizar os impactos da construção de centrais eólicas offshore nessas áreas, tal como indica a Comissão Europeia: Management of Natura 2000 sites - Environment - European Commission (europa.eu); (ID 51066)

Pesca

147. Impacto das infraestruturas, dos cabos submarinos e dos equipamentos produtores sobre a atividade piscatória e outras que envolvam deslocação de embarcações. (ID 50942)
148. Relativamente à pesca local, é público que as associações de pescadores já se estão a manifestar contra os projetos. Gostaríamos de confirmar que as áreas propostas não consistem um problema para a indústria pesqueira. (ID 50994)
149. Em qualquer caso, a GV e a BFE propõem que a DGRM publique orientações a serem consideradas pelos promotores quanto às áreas e partes envolvidas na pesca a serem consideradas no planeamento de parques eólicos offshore. (ID 51073)

Servidões militares e aéreas, navegação, cabos submarinos

150. As restrições relativas às limitações das áreas dos cabos submarinos devem ser mapeadas com maior precisão, de acordo com informações atualizadas a nível das autoridades públicas. (ID 51039)
151. Considerar como critério de exclusão as serventias de defesa que sejam incompatíveis com o desenvolvimento da eólica marinha sempre que não exista um potencial acordo para compatibilizar a sua utilização. (Naturgy)

152. As áreas reservadas para uso militar ocupam grandes áreas do mar e tem-se observado que nas áreas propostas da Figueira da Foz, Ericeira, Sintra/Cascais e Sines, os polígonos se cruzam com estas áreas. Seria interessante compreender a compatibilidade de ambas as atividades e, caso não sejam compatíveis, compreendemos que seria importante para a proposta final das áreas modificar ou excluir as áreas reservadas para uso militar, para que as áreas reservadas para uso eólico offshore não tenham problemas futuros de licenciamento devido a conflitos com o uso militar. (ID 50970)
153. Marine security: consider leaving more space/corridors for marine traffic at all sites. (ID 51036)
154. the awarding entity should (i) better identify/map any potential restriction, and (ii) give certain assurance for the developers that the area will not be impacted by military activities. (ID 51037).
155. As restrições relativas às limitações das zonas de Defesa Nacional devem ser mapeadas com maior precisão do que "na medida do possível" ao nível das autoridades públicas. Deve ser concedido aos promotores um nível de garantia de que as áreas definidas não serão afetadas por atividades militares. (ID 51039)
156. Na secção sobre cabos submarinos afirma-se que não deve haver cabos de telecomunicações ou de transmissão de energia pré-existent nas zonas propostas. Importa entender, de que forma isto afeta as zonas Sintra/Cascais que são atravessadas a sudoeste por dois cabos de telecomunicações e se serão relocados para outra zona que não seja afetada ou qual será a coexistência entre estas utilizações. (ID 51066)
157. Não se considera necessário que a existência de cabos submarinos implique a exclusão de uma zona. Um safety buffer deve ser suficiente. (ID 51031)
158. O corredor que define o traçado do cabo submarino Ellalink, na área de jurisdição marítima do Porto de Sines, encontra-se fora das áreas propostas para a implantação das unidades produtoras de energias renováveis offshore, não constituindo assim uma condicionante. (ID 51067)

Novas áreas

159. Inclusão da área de Sagres enquanto área potencial para a implementação de um parque de energia eólica offshore, considerado um novo ajuste ao corredor marítimo de Sagres, que foi aliás alvo de uma correção em 2005. Devido ao elevado recurso eólico existente nessa região, esse parque poderia servir o Alentejo, o Algarve, e eventualmente contribuir para o saldo exportador do nosso país. (ID 51033)
160. Inclusão da área de Estarreja enquanto área potencial para a implementação de tecnologia eólica offshore. Devido ao recurso eólico existente nessa região, esta tecnologia poderia servir zonas com elevado nível de eletroconsumo industrial, dada a sua proximidade a complexos industriais químicos. A área reúne condições adequadas à implementação de tecnologias de fundação de baixa profundidade, mais maduras tecnologicamente e, por isso mesmo, mais baratas. . (ID 51033)
161. De acordo com a nossa avaliação preliminar de possíveis áreas para desenvolver parques eólicos offshore, foi definida uma área alternativa onde tecnologias com fundações fixas poderiam ser desenvolvidas. Esta área cumpre todos os requisitos técnicos, ambientais e de servidão para o desenvolvimento de um projeto comercialmente viável. A área está localizada na extremidade a noroeste da área de fundação fixa em "Matosinhos" considerada neste relatório, estendendo-se ainda mais para Noroeste, a uma distância mínima de aproximadamente 15 km da costa. É uma

área de aproximadamente 100km² que poderia criar uma capacidade instalada em torno de 500MW. (ID 51039)

ZLT

- 162.Exclude from possible commercial developments and expand the overall Proposed Area to maintain the same potential installed capacity; Our suggestion: Move the ZLT to another area with more adequate (and moderate) wind speeds and proximity to demand centers, to avoid such overlap and keep the windiest area for commercial projects; and Grid connection capacity availability must exist for commercial developments and the pilot area. (ID 51037)
- 163.Deslocação da Zona Livre Tecnológica (ZLT) para o sul da zona proposta de Viana do Castelo, ou movê-la para um outro local com recurso energético menor e mais próximo da costa, evitando ao mesmo tempo um possível impacto como resultado do rasto entre um futuro parque comercial e os dispositivos a serem instalados na ZLT.(ID 50970)
- 164.Alterar a proposta de localização das ZLT Viana 1 e Viana 2 previstas no Anexo III – “Mapas individualizados com as características de cada área proposta” do Relatório, relativo a Viana do Castelo (página 17), para Sul da “Zona Piloto”, ainda que inserida na área renovável proposta para Viana do Castelo. (ID 51057)
- 165.Será importante estabelecer se a zona denominada como ZLT1-ZLT2 vai ser reduzida conforme a delimitação da ZLT atualmente em consulta Pública e se a restante área definida no atual PSOEM vai ficar disponível para instalações comerciais offshore. (ID 51035)
- 166.

Viana do Castelo

- 167.Consider expanding area to the west and leaving space for marine traffic.(ID 51036)
- 168.A zona de Viana do Castelo apresenta fator de capacidade superior a 38%, tem dimensões que permitem o desenvolvimento de parques eólicos comerciais de determinadas dimensões, tem distâncias razoáveis da costa e não se sobrepõe a espaços protegidos. Considera-se que esta zona é uma das que tem maior potencial, pelo que se recomenda aumentar a superfície desta área para dar uma maior flexibilidade aos promotores para poder desenvolver com sucesso os projetos. (ID 51031)
- 169.A área proposta de Viana do Castelo tem áreas rochosas que irão dificultar a ancoragem das plataformas flutuantes. Outra desvantagem que existe devido à existência de rochas nesta área é a dificuldade de instalar a linha de evacuação para a costa e envolve riscos na ancoragem das plataformas flutuantes. Propõe-se estender ou modificar a área a norte e/ou a sul, ocupando áreas de batimetria inferior e com melhores características geológicas do fundo marinho. (ID 50970 lberdrola).
- 170.Nesta zona identifica-se uma rota a partir do porto do Porto em direção a NW que atravessa o parque. (ID 51031)
- 171.Tendo em conta tudo o que fica dito atrás, esta zona apresenta características que a tornam muito interessante embora, tendo em conta a sua proximidade a um espaço protegido bem como outras interferências potenciais (presença de rochas, habitats protegidos, etc.) se proponha alargar a zona para Norte e para Oeste. (ID 51031)
- 172.Uma vez que a orientação do vento vem principalmente do Norte e Noroeste, e atendendo à orientação da área marítima proposta, a atribuição de TUPEM na zona mais a sul da Área de

- Viana do Castelo poderia deparar-se com constrangimentos resultantes de efeitos de esteira causados pelo desenvolvimento de projetos na zona mais a norte desta área. (ID 50962)
- 173.A expansão para Oeste da Área de Viana do Castelo permitira um incremento da produção renovável e uma captura de ventos marítimos com maiores velocidades. (ID 50962)
- 174.A maior proximidade com a fronteira com Espanha, permitiria o desenvolvimento de projetos transfronteiriços com o Norte da Espanha, o que permitiria um efeito multiplicador desta expansão uma vez que existiria uma frente fronteira de maior dimensão. (ID 50962)
- 175.O projeto COMET, cofinanciado pela UE no qual se procurava definir uma infraestrutura integrada de transporte e armazenamento em Portugal, Espanha e Marrocos, identifica nesta área e algumas mais a Oeste, estruturas adequadas ao armazenamento de CO² que podem permitir sinergias ou potenciar o desenvolvimento de combustíveis verdes como E-fuels verdes. (ID 50962)
- 176.Adicionalmente, a expansão desta área conforme descrito nos anteriores pontos permitiria potenciar sinergias com múltiplos usos económicos do espaço marítimo. (ID 50962)
- 177.Os fundos desta área são compostos por uma variedade de classes de sedimentos, areia, lama, sedimentos mistos e rocha e pedregulho. Ainda que os mesmos não sejam impeditivos, é provável que causem a necessidade de diferentes tecnologias de ancoragem, criando divisões adicionais nesta área. Em particular, a identificação de zonas rochosas de grande dimensão que atravessa a zona central desta área pode causar dificuldades técnicas. A expansão da Área de Viana do Castelo permitiria uma maior flexibilidade e facilitaria uma homogeneidade dos diferentes lotes a considerar para atribuição de TUPEM, aumentando a atratividade para os promotores. (ID 50962)
- 178.A expansão desta área, tal poderia facilitar a instalação de projetos em zonas mais longe da costa, diminuindo assim o impacto visual do mesmo. (ID 50962) e permitira nesta fase preliminar uma maior flexibilidade para uma reavaliação posterior do ecossistema marinho, assim como um menor impacto sobre os stakeholders marítimos, em especial nas atividades piscatórias. (ID 50962)
- 179.Esta área encontra-se sobreposta a Norte com a Zona Livre Tecnológica de Viana do Castelo e com o projeto WindFloat Atlantic (“Projeto WFA”) para o qual existe um título de utilização privativa do espaço marítimo (“TUPEM”) que permite a exploração do mesmo, instalado ao largo de Viana do Castelo, em vigor até 2045, detido pela Windplus, S.A. (sociedade maioritariamente detida pela OW Offshore, S.L.). É, pois, extremamente relevante salvaguardar os usos permitidos pelo referido TUPEM, articulando os projetos comerciais futuros com este, sem prejudicar a respetiva produção. (ID 51076)
- 180.A ACCIONA Energía, sugerir a exclusão da Zona Piloto de Viana do Castelo da poligonal considerada para a área especializada, mantendo-se assim a afetação da Zona Piloto (incluindo a ZLT Viana do Castelo (1) e ZLT Viana do Castelos (2) conforme ilustrado no Anexo III da proposta preliminar) apenas para a demonstração de tecnologias que procuram entrar em fase de pré-comercialização. (ID 51065)
- 181.A área-piloto dedicada à exploração de energias renováveis identificada no presente relatório sobrepõe-se parcialmente à área “Viana de Castelo” proposta para o desenvolvimento de parques eólicos offshore para fins comerciais. Dadas as características não comerciais desta área-piloto, sugere-se que o relatório identifique e exclua a área-piloto de Viana de Castelo e a substitua por uma área com aproximadamente as mesmas dimensões e que permita instalar a mesma capacidade. Nestas circunstâncias, a capacidade de ligação à rede deve estar disponível para acomodar tanto os projetos-piloto como os projetos comerciais. Em alternativa, a área-piloto poderia ser deslocada para uma geografia diferente, com velocidades de vento mais adequadas

e moderadas, que melhor acomodassem projetos de investigação e desenvolvimento, permitindo que a área com maior potencial eólico fosse destinada a projetos comerciais. (ID 51039)

Matosinhos

1. Na zona de Matosinhos foram detetadas potenciais interferências com serventias aéreas que podem condicionar a viabilidade do desenvolvimento destes parques. A área de Matosinhos assenta grande parte (118 km²) dentro de um espaço protegido como o de Maceda – Praia de Vieira. A proposta da Naturgy consiste em verificar as potenciais interferências com as serventias aéreas e espaços protegidos. Se estas interferências forem confirmadas, recomenda-se que as zonas e as capacidades alvo das zonas em favor de outras zonas. Tendo em conta o acima exposto e mantendo os rácios propostos pelo governo português, as áreas seriam reduzidas de 3.393 km² e 11 GW para 2.705 km² e 8,6 GW. (ID 51031)
2. Deslocar a área de Matosinhos para Noroeste (ID 51037) (Ver mapa “Participação Total Energies”, em anexo).
3. Esta zona é considerada uma das zonas de menor potencial de todas as propostas. O seu reduzido recurso eólico, as suas afetações a espaços protegidos, as suas potenciais interferências com as serventias de defesa bem como o limitado tamanho das áreas resultantes tornam-na preliminarmente uma zona pouco viável para o desenvolvimento da eólica offshore. (ID 51031).
4. A uma distância tão curta da costa, não são de desprezar potenciais consequências nefastas ao nível do impacto visual (ID 51033).
5. Para além disso, devem ser compreendidos e estudados (por exemplo, através de simulações computacionais) eventuais impactos de um parque com as estas características nos padrões predominantes de dinâmica sedimentar no litoral costeiro da costa NW portuguesa, dado que a área definida se encontra a baixa profundidade, entre os 18 e 50 metros de profundidade. Como exemplo, o parque de Scroby Sands, instalado no Reino Unido, a uma distância da costa de 2,5 km e a uma profundidade entre 12 e 20 metros, tem registado a formação de bancos de areia nas redondezas das fundações – pelo que a ocorrência de efeitos similares nas nossas águas deverá ser acautelada. (ID 51033)
6. Is this because the plan is to place wave energy generators or floating solar here? (ID 51036).
7. Very close to Rio Douro entrance; Important visual impact, so degradation of the living environment for local people, and tourism activities; Artisanal fishing area overlapping the potential windfarm area; Overlapping a ZEC, Rede Natura 2000 which is one of the most constrained protected areas; Conflict with Aquiculture zone and installation; Potential conflict with airport easement. In order to mitigate these risks, we propose to the awarding entity to replace the above-mentioned areas, for a place that is off the shore of Matosinhos as well, further on the shoreline (see pictures below). (ID 51037)
8. A proximidade à linha costeira da zona de Matosinhos poderá suscitar alguns constrangimentos, nomeadamente: (i) proximidade à entrada do rio Douro (impacto hidrodinâmico, riscos de navegação, transporte de sedimentos e potencial impacto ambiental), (ii) sobreposição com ZEC RN2000, (iii) sobreposição com zonas de pesca artesanal e zonas aquícolas, (iv) possíveis impactos visuais e estéticos (com influência nas atividades turísticas e na população local). (ID 51039)
9. A área de Matosinhos próxima da costa apresenta um conjunto de constrangimentos com outros usos ou atividades que devem ser previamente considerados. Sobreposição com um dos alvos de património subaquático identificado pela Direção-Geral do Património Cultural

(DGPC); Sobreposição parcial com uma das manchas de empréstimo localizadas ao largo da costa; Sobreposição com uma área potencial de imersão de dragados e uma área potencial para plataformas polivalentes; Sobreposição com uma das áreas potenciais para a instalação de complexos de recifes artificiais; Sobreposição parcial a Norte com a área de servidão aeronáutica do aeroporto Francisco Sá Carneiro (ID 51058) (ID 51076)

10. Dada a sua proximidade à costa, esta é, de entre todas, a área onde se registam maiores valores de tráfego marítimo e densidade de embarcações de pesca numa maior extensão de área definida, aspeto que também deverá ser conciliado com os usos a permitir nesta área (ID 51058) (ID 51076)
11. Determinados aspetos condicionam a área de Matosinhos, nomeadamente quanto ao impacto visual, em particular na zona balnear de Vila Nova de Gaia/Espinho; à localização de áreas de atividade dos sectores de transporte marítimo de mercadorias e pesqueiro; e à intersecção com a ZEC Maceda/Praia da Vieira. (ID 51068)
12. Expansão de área Matosinhos para profundidades até 55m, crescimento para a zona sul e oeste. (ID 51068)

Leixões

1. A zona de Leixões apresenta fator de capacidade superior a 38%, tem dimensões que permitem o desenvolvimento de parques eólicos comerciais de determinadas dimensões, tem distâncias razoáveis da costa e não se sobrepõe a espaços protegidos. Considera-se que esta zona é uma das que tem maior potencial, pelo que se recomenda aumentar a superfície desta área para dar uma maior flexibilidade aos promotores para poder desenvolver com sucesso os projetos. (ID 51031)
2. Para realizar a injeção elétrica da área, a colocação do cabo teria de ser feita através de uma Rede Natura 2000. Alternativamente, a injeção poderia ser efetuada através do norte da área, mas isto dificultaria o aproveitamento da parte central e sul da área proposta. Área proposta de Leixões: extensão desta área em 9-10 mn para norte, onde existe um recurso melhor do que na parte sul da área proposta. A extensão é proposta para manter uma profundidade máxima de 175m e a área da extensão seria de aproximadamente 160km². (ID 50970 Iberdrola)
3. Esta zona começa onde termina a proteção de um espaço Rede Natura 2000 como é o PTCON0063 – Maceda – Praia de Vieira. É considerado o principal núcleo de reprodução de Portugal, onde se encontra 32% da população nacional de *Phocoena phocoena*. Também está classificado como um habitat crítico para cetáceos. De igual modo é frequente encontrar espécies como *Delphinus delphis* e *Tursiops truncatus*. Apesar de estar fora de espaços protegidos, o facto de estar adjacente pode complicar o desenvolvimento do projeto. Tendo em conta a sua proximidade a um espaço protegido bem como outras interferências potenciais (presença de rochas, habitats protegidos, etc.), propõe-se alargar a zona para norte, para oeste e para sul. (ID 51031)
4. Consider moving area towards the west into slightly deeper waters to further limit visual impact. (ID 51036)
5. O limite Este da área proposta é adjacente ao limite Oeste do Sítio de Interesse Comunitário ("SIC") PTCON0063 Maceda – Praia da Vieira (classificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 17/2019, de 23 de janeiro), pelo que será relevante avaliar previamente se essa proximidade terá um impacto no futuro licenciamento ambiental e, em caso afirmativo, rever o referido limite Este, de modo a evitar constrangimentos e atrasos na implementação dos projetos. (ID 51058) (ID 51076).

Figueira da Foz

6. A zona de Figueira da Foz apresenta fator de capacidade superior a 38%, tem dimensões que permitem o desenvolvimento de parques eólicos comerciais de determinadas dimensões, tem distâncias razoáveis da costa e não se sobrepõe a espaços protegidos. As interferências com serventias aéreas apenas são detetadas na Figueira da Foz e a afetação é limitada à superfície. Considera-se que esta zona é uma das que tem maior potencial, pelo que se recomenda aumentar a superfície desta área para dar uma maior flexibilidade aos promotores para poder desenvolver com sucesso os projetos. (ID 51031)
7. A injeção elétrica da área não poderia ser realizada sem atravessar uma das 2 áreas Natura 2000 adjacentes à área proposta. Entende-se que como a área Natura 2000 em redor da costa está classificada como ZPE - PTZPE0061, a colocação do cabo de exportação não deverá apresentar um impacto importante para as aves protegidas nesta área. Assim sendo, entendemos que a melhor alternativa para a injeção de eletricidade seria fazer a ligação a terra na parte sul da área proposta através desta ZPE. Alargamento desta área para sul até 20mn da costa com batimetria inferior à das áreas propostas. Esta área potencial tem um elevado recurso eólico e as características geológicas do fundo marinho são melhores do que na área proposta, o que facilitaria consideravelmente a instalação do parque eólico. (Iberdrola).
8. Esta zona é potencialmente afetada por uma rota de tráfego marítimo que parte do porto do Porto e que se dirige para o SW até se juntar ao dispositivo de separação de tráfego que se localiza paralelo à costa portuguesa. Esta área é ainda afetada pela a servidão LPD37 SEA NNW OF MONTE REAL que apresenta uma limitação entre o nível do mar e FL 500. Esta servidão sobrepõe-se 255 km² com a área proposta (ID 51031).
9. Esta área faz fronteira com o espaço protegido Rede Natura 2.000 PTCON0063 – Maceda – Praia de Vieira que é considerada um território altamente produtivo onde se pode observar abundante flora e fauna marinha. É considerado o principal local de reprodução em Portugal, onde se encontra 32% da população nacional Phoeceana phoceana, sendo também classificado como um habitat crítico para os cetáceos. É também, comum encontrar espécies como os Delphinus delphis e Tursiups truncatus. Na zona sul da área faz fronteira com a zona protegida PTZPE0060 – Aveiro / Nazaré que é utilizada durante os períodos de migração como zona de trânsito, zona que adquire importância devido à localização do cagarro balear Puffinus mauritanicus. Apesar de estar localizado fora dos espaços protegidos, a sua proximidade pode complicar o desenvolvimento do projeto. (ID 51031)
10. Esta zona seria potencialmente afetada pela servidãLPD37 SEA NNW OF MONTE REAL, pela rota de tráfego marítimo que liga o porto do Porto com o dispositivo de separação de tráfego, bem como outras potenciais interferências (presença de rocha, habitats protegidos, etc.). (ID 51031)
11. Propõe-se alargar a zona para o oeste e para o sul. Nesta alteração foram tidos em conta os seguintes fatores: Manter um canal de 10 milhas náuticas entre a zona de Leixões alargada e a zona da Figueira da Foz para garantir a passagem do tráfego marítimo; área tem profundidades entre 100 e 900 m. (ID 51031)
12. Do mesmo modo, foi observado um potencial conflito com a SIC Maceda - Praia da Vieira da Rede Natura 2000 para a colocação dos cabos de evacuação dos parques nas áreas de Leixões e Figueira da Foz, uma vez que estes teriam de atravessar esta área da Rede Natura, ou em alternativa, evitá-la a norte no caso de Leixões ou a sul no caso de Figueira da Foz. No caso da Figueira da Foz, a entrada do cabo proveniente do Sul deve ser efetuada através da ZEPA

PTZPE0060, embora se entenda que o impacto/afetação na avifauna da zona seria mínimo ou inexistente, uma vez que apenas a entrada do cabo submarino seria necessária. (ID 50970)

13. Area overlaps with Military area (exercise area). If the area is moved further west, it is possible to avoid this area, e.g. extend out to 300 m water depth and still have more or less same acreage. (ID 51036)
14. O limite Este da área da Figueira da Foz é adjacente ao limite Oeste do SIC PTCON0063 Maceda – Praia da Vieira (classificado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 17/2019, de 23 de janeiro), pelo que será relevante avaliar previamente se essa proximidade terá um impacto no futuro licenciamento ambiental e, em caso afirmativo, rever o referido limite Este. Acresce ainda que cerca de metade desta área, correspondente ao lado ESTE do polígono, encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, assumindo-se que todas as eventuais implicações desta sobreposição serão tidas em consideração e previamente acauteladas. (ID 51058) (ID 51076).

Ericeira, Sintra/Cascais

15. As zonas da Ericeira e Sintra/Cascais são as melhores em termos de recursos eólicos (fatores de capacidade superiores a 41%) embora sejam as zonas onde foram identificadas as maiores dificuldades para o seu desenvolvimento. A sua reduzida distância da costa com o consequente maior impacto paisagístico, o seu potencial impacto nos desportos náuticos e a sua proximidade ou sobreposição com espaços naturais (sobreposição no caso da zona de Sintra/Cascais) podem constituir um obstáculo à superação com sucesso dos estudos socioeconómicos e impacto ambiental. A proposta da Naturgy consiste em manter as zonas da Ericeira e Sintra/Cascais como no documento original. Pelas dimensões da área e pelo facto de não afetar os espaços protegidos, recomenda-se dar prioridade à zona da Ericeira, se necessário. (ID 51031)
16. Propõe-se a expansão da área Ericeira para sul devido às abundantes formações rochosas existentes a norte da área proposta, desta forma a instalação do parque eólico offshore seria significativamente facilitada, podendo assim situar-se em zonas com melhores características geológicas, não ultrapassando os limites da zona da Rede Natura 2000 localizada a sudeste da área da Ericeira. (ID 50970)
17. Governo que considere a alteração dos corredores de navegação junto a Lisboa, permitindo o aumento das áreas de Ericeira e Sintra-Cascais.
18. A proposta da Naturgy é manter as zonas da Ericeira e Sintra/Cascais como no documento original. Estas zonas são as melhores em termos de recurso eólico, embora sejam as zonas onde se identifica uma maior dificuldade para o seu desenvolvimento. A sua reduzida distância da costa com o consequente maior impacto paisagístico, o seu potencial impacto nos desportos náuticos e a sua proximidade ou sobreposição com espaços protegidos e espaços naturais podem constituir um obstáculo para a superação com sucesso dos estudos socioeconómicos e impacto ambiental. Pelas dimensões da área e a não afetação direta a espaços protegidos, recomenda-se priorizar a zona da Ericeira, se necessário. (ID 51031)
19. Both parts of the area overlap with Military area (exercise area). Southern part (Sintra/Cascais overlaps with a protected area PTZPE0061 –Cabo Raso - NATURA 2000 area (Birds Directive). Both areas are close to shore - 9-10 km offshore. The projects will have a visual impact.

Southern area (Sintra/Cascais area is also crossed southwest by two telecommunication cables (TAGIDE 2 and TGN Western Europe).

20. Note-se que o corredor se encontra, à distância mínima, a cerca de 8 mn da costa portuguesa na região de Lisboa; como comparação, na região da Galiza, a distância mínima à costa espanhola desse mesmo corredor é de 19 mn. Como exemplo, se o corredor fosse afastado para as 15 mn de distância mínima à costa na região de Lisboa, a área da Ericeira poderia ser estendida em cerca de 160 km², o que acrescentaria uma capacidade potencial adicional de 500 MW (aprox. 1.3 GW totais). Paralelamente, para a zona de Sintra/Cascais, a área poderia ser estendida em cerca de 260 km², o que acrescentaria uma capacidade adicional de 630 MW (aprox. 830 MW totais). O afastamento dos corredores de navegação permitiria também aumentar a distância mínima à costa nas áreas de Cascais e Ericeira, reduzindo-se assim os impactos sociais e ambientais resultantes destes parques e incrementando a segurança marítima. (ID 51033)
21. As características geométricas da área Sintra-Cascais proposta não permitem uma utilização eficiente do recurso. A disposição das turbinas na área seria orientada na mesma direção do vento, o que não permitiria uma utilização adequada do recurso. Apresenta muitas condicionantes. Foi notada a existência de um cabo submarino de telecomunicações Tagide2 que atravessa a área proposta pelo centro. Foi identificado um potencial conflito de compatibilidade com a Natura 2000 SPA PTZPE0061. (ID 50970)
22. Finalmente, a totalidade da área da Ericeira encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, pelo que as potenciais implicações desta sobreposição devem ser avaliadas e acauteladas. (51058) (ID 51076)
23. Como identificado pelo grupo de trabalho, a área Sintra-Cascais é atravessada a Sudoeste por dois cabos de telecomunicações (TAGIDE 2 e TGN Western Europe), sendo, pois, necessário disponibilizar informação exata sobre a localização destes cabos aos proponentes pré-qualificados no âmbito de futuro procedimento concorrencial. A área proposta encontra-se sobre a área de aproximação e saída do Esquema de Separação de Tráfego ("EST") do Cabo da Roca. A implementação de um parque nesta localização poderá condicionar a aproximação e saída dos navios na zona interior deste EST, aspeto que deve ser previamente considerado e acautelado. Para além disso, a totalidade da área encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, aspeto que deve também ser considerado e previamente acautelado. Finalmente, destaca-se que esta área, pela sua configuração, é a que mais fica sujeita ao efeito esteira decorrente da orientação Norte/Sul acima referida. (ID 51058) (ID 51076)
24. Por outro lado, esta área encontra-se a menos de 9km de distância da costa, o que significa, para além do mais, que o impacto visual em terra de um parque eólico não é negligenciável. Finalmente, a totalidade da área da Ericeira encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, pelo que, as potenciais implicações desta sobreposição devem ser avaliadas e acauteladas.(ID 51076)

Sines

1. As zonas de Sines Norte e Sul têm um recurso eólico limitado (fatores de capacidade incluídos abaixo de 35%). Apresentam também potenciais interferências com as serventias de defesa que podem condicionar uma diminuição significativa das áreas resultantes. Tudo isto torna-as preliminarmente como as menos interessantes para o desenvolvimento da eólica offshore flutuante. A proposta da Naturgy consiste em verificar as potenciais interferências de Sines Norte e Sines Sul com as zonas de servidão de defesa. Se estas interferências forem confirmadas,

- recomenda-se que as zonas e as capacidades alvo das zonas sejam reduzidas em favor de outras zonas. (ID 51031)
2. Na Área de jurisdição portuária do Porto de Sines, foram detetadas potenciais interferências com serventias aéreas que podem condicionar a viabilidade do desenvolvimento destes parques. (ID 51031)
 3. Foi notada a existência de um cabo de telecomunicações submarino EllaLink que atravessa a área sul proposta em Sines. A existência de cabos submarinos em áreas para o desenvolvimento do parque pode acrescentar complexidade técnica ao desenvolvimento do parque.
 4. Identifica-se a potencial afetação à servidão SEA NW OF SANTIAGO DO CACEM SR-SS bem como à SEA W OF SAGRES H24, sobrepondo-se 299 km² com as áreas propostas para o desenvolvimento da eólica offshore na área de Sines. Verificar as potenciais interferências de Sines Norte e Sines Sul com as serventias de defesa. Se estas interferências forem confirmadas, recomenda-se a redução das zonas e das capacidades alvo das zonas. (51031).
 5. As zonas de Sines são consideradas como tendo o potencial mais baixo entre as propostas de vento flutuante offshore. O seu reduzido recurso eólico, as suas potenciais interferências com as serventias de defesa, interferência com espaço protegidos, bem como a limitada dimensão das áreas resultantes, tornam-nas preliminarmente as menos interessante para o desenvolvimento da eólica offshore (51031).
 6. Sines Norte: Area is close to shore - ~8,5 km. The project will have a visual impact. Suggest moving further west to reduce visual impact. Overlap with Military area (exercise area) is seen. Sines Sul: Area is close to shore - ~9 km. The project will have a visual impact. Suggest moving further west to reduce visual impact. Overlap with Military area (exercise area) is seen. (ID 51036)
 7. Relativamente à área de Sines portuária, verificar as potenciais interferências com a superfície de aproximação do aeroporto de Sines. Se esta interferência for confirmada, recomenda-se a redução ou mesmo a eliminação da zona e da capacidade alvo. Esta zona é considerada uma das zonas com menor potencial de todas as propostas. O seu reduzido recurso eólico, a sua potencial afetação à superfície de aproximação do aeroporto de Sines, a sua interferência em espaços protegidos bem como a dimensão limitada da área e a sua proximidade da costa tornam-na preliminarmente uma zona pouco viável para o desenvolvimento da eólica offshore. (ID 51031)
 8. Possible conflict with military activities; Size of the project doesn't allow a commercial and viable project since it's limited to about three wind turbine and some building and developing costs are not linked to the scale of the project. This would lead to a high cost of the project and need of high subsidies financed by the government to ensure its viability. (ID 51037)
 9. A capacidade prevista a desenvolver em Sines poderá levantar alguns constrangimentos à sua viabilidade comercial, nomeadamente de atratividade para fornecedores e empreiteiros, por exemplo, dos custos de construção que são desafiantes e não necessariamente proporcionais à escala de um projeto. A pequena capacidade instalada poderá traduzir-se num aumento dos custos do projeto e, por conseguinte, muito provavelmente num regime de apoio mais dispendioso. (ID 51039)
 10. O lado Norte da área de Sines encontra-se totalmente sobreposto à ZLT Infante D. Henrique, criada pela Portaria n.º 189/2022 de 25 de julho, sendo relevante compatibilizar previamente os respetivos usos. (ID 51058) (ID 51076)

11. De acordo com os dados do Geoportal do Mar português, a área Sul proposta para Sines apresenta uma sobreposição a Norte com o cabo de telecomunicação EllaLink proveniente de Fortaleza no Brasil (cujas âncoras interferem com o fundo marítimo), aspeto que deve ser especialmente avaliado e articulado. Informação sobre a localização exata deste cabo deverá ser disponibilizada aos proponentes pré-qualificados no âmbito de futuro procedimento concorrencial. (ID 51058) (ID 51076)
12. A batimetria na zona Oeste da área Norte de Sines é técnica e operacionalmente complexa, uma vez que se atingem declives até 15%, o que exige que os elementos flutuantes (plataformas) sejam ancorados a diferentes quotas submarinas (de momento, o declive razoável seria até 5%). Entendemos, por isso, que esta área deve ser revista e realocada. (ID 51058). (ID 51076)
13. Finalmente, a totalidade da área Norte encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, aspeto que deve ser previamente compatibilizado. (ID 51058) (ID 51076)
14. A área proposta para Sines (área portuária) está parcialmente sobreposta com a área de usos comuns e é adjacente à Reserva Natural das Lagoas da Sancha e de Sto. André (criada pelo Decreto Regulamentar n.º 10/2000, de 22 de agosto). Esta condicionante, bem como a proximidade de uma Important Bird Area (IBA) na costa, devem ser avaliados previamente ao nível do seu potencial impacto no futuro licenciamento ambiental. Esta área também se encontra totalmente sobreposta à ZLT Infante D. Henrique, criada pela Portaria n.º 189/2022 de 25 de julho, sendo relevante compatibilizar previamente os respetivos usos. Finalmente, a totalidade da área encontra-se sobreposta com a área dedicada a exercícios militares, o que cumpre também compatibilizar. (ID 51058)(ID 51076)

Energia - propostas de mitigação

1. Implementar e otimizar corredores de navegação nos parques eólicos que permitam às embarcações de pesca manter acesso aos mais importantes pesqueiros – pesqueiros estes devidamente confirmados pela DGRM – evitando assim custos económicos acrescidos, i.e., combustível, esforço de pesca. (ID 51033)
2. Definir e implantar planos de formação e de re-skilling para poder dispor da mão-de obra necessária com as qualificações adequadas a médio e longo prazo; neste sentido, existem já normas certificadas pela Global Offshore Wind Organization, e há linhas de trabalho na União Europeia para identificar as necessidades. (ID 51031)
3. Ativar campanhas antecipadas de consciencialização sobre a eólica marinha que evitem situações de desinformação e rejeição desta tecnologia. (ID 51031)
4. Para reduzir futuras potenciais rejeições sociais e riscos de desenvolvimento em fase pós-leilão, propõe-se a criação de um período de tempo ao longo do processo para complementar o processo de consulta pública com a realização de um processo específico de stakeholder engagement (reuniões, seminários, etc.) com todas as comunidades potencialmente afetadas. (ID 51031)

AMBIENTE, património cultural subaquático, ordenamento do território, paisagem - resumo dos comentários

Energia

1. A proposta preliminar tem que ser analisada face a um panorama abrangente de transição energética que não poderá assentar exclusivamente numa lógica de expandir a produção e implantação de projetos massivos de energias renováveis, sem uma reflexão aprofundada sobre a verdadeira necessidade dos mesmos, sobretudo face à importância da redução e eficiência no consumo final de energia. (ID 51014)
2. O GEOTA considera que as áreas propostas nesta fase são demasiado vastas e refletem o desconhecimento das entidades públicas da realidade e das condicionantes no território.(ID 51023)
3. O GEOTA apoia a implementação de energias renováveis oceânicas, mas, no âmbito da presente consulta pública, apresenta vários alertas, questões e sugestões relativos à (falta de) estratégia que o Governo parece querer implementar. .(ID 51023)

Dinâmica dos oceanos

4. Análise à potencial interferência da dinâmica sedimentar, aferindo potenciais impactos em matéria de erosão costeira. Impactos na biodiversidade e nos ecossistemas, tanto a construção como a própria presença e manutenção dos aerogeradores e estruturas associadas (ID 50929)
5. Avaliação do impacto das estruturas na dinâmica da ondulação e o seu potencial impacto nas principais praias de surfing entre Matosinhos e Espinho (ID 50929)

Biodiversidade

6. O pressuposto para a seleção de locais não pode ser “as áreas deverão situar-se preferencialmente fora destas servidões”, mas sim “as áreas deverão situar-se fora destas servidões”. (ID 51023)
7. A expansão dos parques eólicos offshore deve simultaneamente antecipar e priorizar a necessidade de expandir a proteção de ecossistemas marinhos essenciais. Esta foi a abordagem adotada em, por exemplo, Espanha. (ID 51023)
8. Perceber os impactes deste tipo de energia na vida selvagem e habitats com base na melhor informação disponível. (ID 51014)
9. A designação de áreas deve fazer parte de um processo de ordenamento do espaço marítimo abrangente, baseado no ecossistema, tendo em consideração os outros usos, nomeadamente a pesca e a proteção ambiental.(ID 51014)
10. A Directiva Habitats (92/43/ECC) não exclui o desenvolvimento de parques eólicos em, ou adjacentes a, sítios NATURA 2000. No entanto, o artigo 6º desta mesma Directiva define o procedimento passo-a-passo a ter em conta para planos/projectos que possam afectar áreas NATURA 2000 (localizados dentro de sítios NATURA 2000 ou localizados fora, mas com um potencial efeito significativo). (ID 51064)

11. Os impactos cumulativos e os impactos combinados das atividades humanas no meio marinho devem ser considerados na ponderação dada à biodiversidade para efeitos de designação destas áreas. (ID 51030)
12. A espacialização das áreas propostas deverá ser alterada para, de facto, ter em conta as áreas marinhas protegidas e a conectividade entre elas, dando particular atenção às áreas que aumentarão a velocidade do processo de extinção do boto em Portugal (Viana do Castelo, Matosinhos, Figueira da Foz e Leixões). (ID 51064)
13. Deverão ser repensadas as localizações das áreas que se sobrepõem a áreas marinhas protegidas e as que se encontram em áreas limítrofes de áreas marinhas protegidas, já definidas ou em vias de definição (incluindo em zonas contíguas da Galiza) (ID 51064)
14. Transporte de eletricidade do mar para terra da forma energeticamente mais eficiente e com o mais baixo impacto possível sobre os ecossistemas marinhos, até ao transporte de eletricidade em terra que deve evitar percorrer longas distâncias ou atravessar áreas sensíveis. (ID 51014)
15. Este parecer incide apenas sobre as aves marinhas e costeiras, mas é fundamental acautelar os riscos para outros grupos biológicos (e.g. outros migradores marinhos, como cetáceos, mas também aves terrestres que podem sobrevoar o mar nas suas migrações) e para o ecossistema no seu todo. (ID 51078)
16. Risco de introdução de espécies exóticas com o movimento das pessoas, equipamentos, embarcações e com a deposição do substrato usado para as fundações.

Aves marinhas

17. Alertamos para que nesta fase de planeamento sejam tidos em conta os potenciais impactos cumulativos do conjunto e extensão das áreas propostas, não só em Portugal como ao longo corredor migratório Atlântico Este (por exemplo as áreas propostas para a Galiza), já que as aves marinhas não conhecem fronteiras. (ID 51030)
18. Afastamento e perturbação, Mortalidade por colisão, Destruição e alteração do habitat, Efeitos de barreira nas áreas de descanso, nidificação e rotas migratórias, Perturbação e danos no habitat, Campos eletromagnéticos e radiação térmica. (ID 51014) (ID 51015) (ID 51017)
19. A localização de parques eólicos em zonas mais perto da costa pode ser particularmente grave para aves em migração, uma vez que muitas destas voam nos primeiros quilómetros junto à costa, (Mateos and Arroyo, 2011), possivelmente como forma de facilitar a sua orientação. Esta tendência é particularmente notória em condições muito adversas de clima, que potenciam também o risco de colisão com turbinas eólicas. Uma localização mais costeira potencia também o efeito barreira, uma vez que limita as opções de desvio pelas aves marinhas (que não sobrevoam ambientes terrestres durante a migração). (ID 51078)
20. A ZPE Aveiro-Nazaré, na ZPE Cabo Raso e na ZPE Ilhas Berlengas são de especial importância para a Pardela-Balear (*Puffinus mauretanicus*) e Ganso-patola (*Morus bassanus*). A Pardela Balear é a ave marinha mais ameaçada da Europa. A OSPAR considera, para a costa ibérica, que: “Uma potencial ameaça emergente é representada pelo desenvolvimento de parques eólicos offshore, o que pode afetar negativamente a já baixa taxa de sobrevivência da espécie, causando perda de habitat e, mais severamente, colisões” (BDC2022/Balearic shearwater *Puffinus mauretanicus*). Assim, a proposta de áreas potenciais para Energias Renováveis Offshore deverá excluir as áreas já designadas para proteção das aves marinhas (ZPEs) e avaliar a utilização de

zonas contíguas a estas para que áreas importantes para a conservação da biodiversidade não venham a ser consideradas no PAER. (ID 51064)

21. Elevada probabilidade de ocorrência de algumas espécies particularmente vulneráveis num grande número de áreas propostas, como é o caso da Cagarra *Calonectris borealis*, o Alcatraz *Morus bassanus*, as várias espécies de moleiros (família *Stercorariidae*) e a Gaivota-de-sabine *Xema sabini*. (ID 51078)

Cetáceos

22. Particular atenção deverá ser dada às áreas que aumentarão a velocidade do processo de extinção do boto em Portugal (Viana do Castelo, Matosinhos, Figueira da Foz e Leixões). Os cabos elétricos submarinos e embarcações associadas à fase de construção e manutenção também não deverão estar localizados dentro de áreas marinhas protegidas, especialmente nas áreas propostas da Figueira da Foz (principal núcleo da população de Boto). (ID 51064)

Distância à linha de costa

23. A distância à linha de costa é um dos fatores mais importantes na distribuição e abundância das aves marinhas (e não só). Zonas muito próximas da linha de costa, poderá coincidir com as zonas onde existe maior probabilidade de abundância e diversidade de aves marinhas migratórias. Para além das aves marinhas, as aves limícolas e aquáticas também utilizam o corredor migratório do Atlântico Este, sendo potencialmente afetadas por estruturas em zonas costeiras (ID 51030)
24. Deve ser evitada a delimitação de áreas a uma curta distância da costa (p.e. menos de 10 milhas náuticas), devendo preferencialmente ser planeadas a uma distância superior às 15 milhas náuticas da costa. Os corredores migratórios e os impactos cumulativos não foram considerados. (ID 51030)
25. A proximidade à costa deveria ser evitada a todo o custo, pelo maior potencial impacte sobre aves marinhas e costeiras que se movimentam preferencialmente junto à linha de costa. (ID 51014)

Pesca

26. Também é importante notar que a presença de infraestruturas de energia renovável pode deslocar outras atividades marinhas, como a pesca. Isto poderá ter impactos subsequentes, por ex. na disponibilidade de presas, estendendo os impactos de um desenvolvimento muito além da sua pegada inicial. (ID 51030)
27. A zona proposta na área de jurisdição do Porto de Sines, a norte do cabo de Sines, constitui uma zona de grande atividade de pesca, atividade esta cuja regulação se encontra na esfera de competências de outra autoridade, configurando uma potencial condicionante. Assim, a definição desta área, que interligará à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade, deverá ser objeto de estudo específico em estreita coordenação com a autoridade competente do setor das pescas. (ID 51067)
28. Fraca consideração das atividades pesqueiras e dos recursos das quais elas dependem na seleção dos locais para implementação dos projetos energéticos, e certamente deficiente explicação da metodologia empregue para a realizar. (ID 51075)

Paisagem

29. Dada a importância, nomeadamente turística, da paisagem marinha em Portugal, importa, assim, integrar a sensibilidade da paisagem marinha na presente análise, sobretudo onde as áreas propostas se aproximam mais da costa, como acontece nas faixas entre a Ericeira e Sintra-Cascais e de Sines. (ID 51075)
30. Relativamente ao impacto visual, é tipicamente considerado um buffer conceptual de 6 milhas náuticas (~11km) – cfr. Figura 3, infra; Com efeito, estudos nesta matéria indicam que para distâncias entre 8-13 km os impactos se podem considerar moderados (cfr. Offshore Wind Turbine Visibility and Visual Impact Threshold Distances). (ID 51068)

Critérios para seleção dos projetos

31. No processo de seleção de projetos, pelo menos $\frac{1}{3}$ dos critérios devem ser relacionados com aspetos não-financeiros. (ID 51014)
32. Os leilões deverão incluir critérios não financeiros na avaliação dos projetos, de forma a alavancar bons projetos que sejam viáveis e que promovam benefícios múltiplos para o território. Estes critérios podem incluir experiência e idoneidade do promotor, qualidade técnica do projeto, inovação tecnológica, proteção da biodiversidade, participação dos cidadãos e entidades locais como parceiros. nos Países Baixos apenas atribuiu um peso de 10% da avaliação das propostas aos critérios financeiros. (ID 51023)
33. Recomenda-se fasear os leilões para as áreas identificadas de forma a garantir que as condições acordadas são as mais interessantes para Portugal. (ID 51023)
34. Devem ser aprendidas as lições dos leilões solares de 2019 e 2020, onde a escolha cega e orgulhosa “do mais barato” - anunciado com pompa e circunstância como sendo os “preços mais baixos do mundo” - tem levado a atrasos na execução dos projetos. (ID 51023)

Critérios para seleção das áreas

35. A designação das go-to areas deve ser feita em consulta com as partes interessadas, com base na melhor informação disponível, usando mapas de sensibilidade para fauna e flora e segundo uma abordagem ecossistémica e precaucionária que considere os impactes socio-económicos nas comunidades locais.(ID 51014)
36. Matosinhos, Sintra-Cascais e Sines devem ser liminarmente excluídas das go-to areas. Na Ericeira, a zona definida é contígua a duas ZPE e, por não respeitar as zonas tampão, deve ver a sua localização redefinida. (ID 51014)
37. As áreas propostas nas regiões entre a Ericeira e o Cabo Raso e desde o norte de Sines até Vila Nova de Milfontes devem ser excluídas, à partida, das possibilidades de implementação deste tipo de projetos devido à sua comprovada importância em termos de Conservação da Natureza e Paisagem e relevância para outras atividades económicas, nomeadamente pesca e turismo. (ID 51075)
38. As áreas mais próximas da costa em Sines e em Matosinhos devem também ser retiradas do rol de possibilidades devido aos seus potenciais elevados impactos negativos para a avifauna marinha. (ID 51075)
39. É de extrema importância rever a localização da área de Matosinhos (bem como da Figueira da Foz e Leixões), de forma a enquadrar este processo com os desafios da Estratégia da UE para a

Biodiversidade 2030, e especificamente com a meta “não deterioração do estado de conservação das espécies e habitats”. A reavaliação destas áreas é particularmente relevante, considerando que afetarão o núcleo mais importante da população portuguesa de boto, que apresenta uma população reduzida e isolada na Península Ibérica, levando a uma extinção da espécie ainda mais iminente em águas portuguesas. (ID 51064)

40. Seleção não deve estar focada apenas em questões de natureza energética (onde há recursos energéticos mais favoráveis), como na atual versão, mas considerar também as questões ambientais, nomeadamente relacionadas com a Conservação da Natureza, paisagem e ambiente sonoro, e socioeconómicas, como a navegação, a atividade turística e a pesca, incluindo os recursos piscícolas dos quais esta última depende. (ID 51075)

Licenciamento

41. Evitar invocar questões de interesse público para acelerar o licenciamento para a instalação de energia eólica offshore e promover o alinhamento e harmonização com políticas ambientais (ID 51014)
42. Não devem ser permitidas instalações individuais ou isoladas de energia renovável ou de infraestruturas de rede elétrica devido a “Razões imperativas de interesse público”, onde sejam possível projetos alternativos menos prejudiciais ao meio ambiente. (ID 51030)
43. É totalmente desadequada a simplificação dos processos de licenciamento dos projetos para produção de energia a partir de fontes renováveis. (ID 51075)

Viana do Castelo

44. Terá potencialmente um impacto significativo para espécies migradoras ou invernantes, sendo de destacar a sua importância como uma zona de elevada concentração de alcatraz e de alcídeos. Sugerimos que os limites Norte/Este desta área possam ser redesenhados evitando a aproximação à costa e o afunilamento do corredor migratório. (ID 51014)
45. Sugerimos que os limites Norte/Este desta área possam ser redesenhados evitando a aproximação da área proposta à costa e o afunilamento do corredor migratório. (ID 51030)
46. Devem ser tidos em conta os impactos cumulativos a nível transnacional, como no caso da área de Viana do Castelo, anexa a uma área de mesma índole do lado Espanhol e próxima da ZPE das Rias Baixas. (ID 51030)
47. Propõe-se que a área de afetação a centros electroprodutores de Viana do Castelo seja revista e avaliada uma vez que 1) se sobrepõe, em parte, a uma área de elevada importância para o boto; 2) que a espécie boto está atualmente classificada como “ Criticamente em Perigo” em Portugal e 3) existem zonas críticas de habitat na zona transfronteiriça entre Vila do Conde (Portugal) e Malpica (Espanha) fundamentais para a conectividade dos núcleos da população de boto ibérico. (ID 51064)
48. Probabilidade de ocorrência de aves marinhas bem acima da média estimada da zona costeira. (ID 51078)
49. A ligação desta infraestrutura à RNT, dada a sua natureza e dimensão, irá ter um natural impacto sobre o território e as ocupações existentes, designadamente a atividade habitacional dominante, que não está esclarecido ou acautelado. Impacte nas atividades piscatórias e as suas comunidades, particularmente afetadas pela dimensão da área afeta a esta instalação, impacte ambiente, paisagístico (ID 51063)

Matosinhos

50. Delimitada em zonas relativamente próximas das ZPE Ria de Aveiro e Aveiro/Nazaré e sobreposta na sua quase totalidade ao Sítio de Importância Comunitária (SIC) Maceda/Praia da Vieira. A sua proximidade à costa poderá afetar uma maior diversidade e abundância de aves marinhas. A área de Matosinhos é particularmente preocupante para espécies de características mais costeiras como a negrola, a pardela-balear, a garajau-de-bico-preto ou o airo. (ID 51014)
51. Pela proximidade à costa e consequente relevância dos impactes potenciais causados a espécies de aves marinhas, nomeadamente negrola e pardela-balear, sugerimos retirar esta área da proposta de delimitação de áreas a afetar. . (ID 51014)
52. Situada a pouca distância da costa (menos de 5 milhas), numa faixa onde se concentra a passagem migratória de inúmeras espécies de aves marinhas e costeiras (nomeadamente a negrola, a pardela-balear e espécies de alcídeos) e que se sobrepõe quase na totalidade com área de Rede Natura 2000 existente (SIC Maceda - Praia da Vieira) (ID 51030)
53. Pela proximidade à costa e consequente relevância dos impactos potenciais causados a espécies de aves marinhas, nomeadamente negrola e pardela-balear, sugerimos retirar esta área da proposta de delimitação de áreas a afetar. (ID 51030)
54. Probabilidade de ocorrência de aves marinhas bem acima da média estimada da zona costeira. Particularmente preocupante pela sua importância para várias das espécies consideradas prioritárias, nomeadamente para o Alcatraz, a Negrola, o Garajau-de-bico-preto e a Cagarra e pela proximidade a zonas húmidas costeiras (ID 51078)
55. A área de Matosinhos destaca-se pelo elevado número de espécies cuja probabilidade de ocorrência é alta sendo algumas particularmente vulneráveis aos impactos de parques eólicos. (ID 51078)
56. O Município do Porto considera que a localização das torres eólicas, a cerca de 3 km da linha da costa da cidade do Porto, em frente ao Conjunto Classificado de Interesse Público da Foz Velha, terá um forte impacto visual e paisagístico, que interferirá com a integridade patrimonial deste conjunto e da relação que este estabelece com a paisagem que o conforma, delimitada pelo rio Douro e pelo mar. De referir, ainda, que dada a proximidade à linha de costa dos referidos equipamentos, estes irão impactar negativamente com a leitura do molhe e respetivo farolim da barra do Douro. (ID 51050).
57. Acresce que no relatório são identificados outros fatores limitantes sem que seja efetuada uma apreciação subsumida à proposta para a área de Matosinhos, como a existência de património cultural subaquático e de condicionantes de segurança marítima específicas que devem ser atendidas. (ID 51061)
58. A área azul em Matosinhos fica muito próximo a dois naufrágios regularmente visitados por mergulhadores locais e estrangeiros. Fazem parte de um roteiro de naufrágios disponíveis nesta zona e contribuem para o desenvolvimento turístico da atividade. Coordenadas naufrágios 41°05'942"N 008°41'363''W; 41°07'889"N 008°43'839"W. Estes pontos deveriam ser mantidos fora da área proposta de modo a não ficarem interditos ao mergulho recreativo. A interdição do mergulho e visita aos naufrágios levariam a uma perda substancial de rendimento para as escolas e centros de mergulho locais. (ID 51084) (ID 51083)

59. O projeto das energias renováveis no Mar a sul de Matosinhos , é relevante, mas poderá inutilizar dois importantes locais de mergulho recreativo - o Batelão e a Draga da Madalena. O mergulho tem conhecido um importante desenvolvimento na zona do Porto, e a inutilização destes pontos, seria um forte revés para essa atividade desportiva e, por essa via, para a economia local. (ID 51090)

Leixões

60. A área de Leixões encontra-se adjacente aos limites do SIC Maceda/Praia da Vieira. (ID 51030)
61. Esta é uma zona mais pelágica que, à partida, não parece ser tão problemática. No entanto, é adjacente ao SIC Maceda-Praia da Vieira e pode ter relevância numa lógica de impactes cumulativos. A área é potencialmente problemática para a migração e/ou invernada de espécies com características mais pelágicas como a pardela-de-barrete ou a gaivota-tridáctila, bem como de outras como o alcaide. (ID 51014)
62. Esta é uma zona mais pelágica que à partida não parece ser tão problemática. No entanto é adjacente ao SIC Maceda-Praia da Vieira, e pode ter relevância numa lógica de impactos cumulativos. (ID 51030)
63. Devem ser considerados os impactos cumulativos na delimitação de todas as áreas ao longo da costa, e tendo especial atenção a áreas de grande extensão, como é o caso da área de Leixões. (ID 51030)
64. Na zona de Leixões, existem duas alternativas para a ligação a terra: a primeira centra-se a sul da praia de Esmoriz em direção a Maceda e até Santa Maria da Feira. A norte, terão que ser assegurados os cruzamentos com as áreas urbanas, sendo mais indicado fazer a ligação a sul de Perafita (próximo à área da antiga refinaria de Matosinhos). (ID 51014)
65. Sou manifestamente contra a colocação de qualquer estrutura associada a energias renováveis que possa ser visível da costa, que afete o enquadramento paisagístico que existe entre Leixões e Espinho. As áreas demarcadas para esse efeito devem ser relocizadas para Sul da Cidade de Ovar/Furadouro, onde existe uma vasta área florestal, com praias sem uso turístico/balnear, salvaguardando-se desta forma a imagem natural do espaço marítimo e o enquadramento paisagístico que existe atualmente em toda a região do grande Porto. (ID 51016)

Figueira da Foz

66. A área não se encontra sobreposta a áreas de Rede Natura 2000, ainda que esteja ao largo da ZPE Aveiro/Nazaré e adjacente ao SIC Maceda-Praia da Vieira. Pela sua extensão e proximidade à zona de Leixões, o efeito de barreira ou afastamento destas conjugações de áreas poderá ter implicações relevantes no corredor migratório do Atlântico Este, pelo que os seus efeitos cumulativos devem ser considerados. (ID 51014)
67. Na zona da Figueira da Foz, a ligação a terra terá que passar necessariamente por uma AMP. Desta forma, exige-se um grande nível de precaução nesta ligação, que deverá ser feita através do fundo marinho para evitar impactes na biodiversidade marinha. A entrada deverá ser feita a sul da praia da Leirosa, aproveitando a proximidade com a ferrovia, com a fábrica de produção de pasta de papel e com a central de biomassa. (ID 51014)
68. A área de Figueira da Foz encontra-se adjacente aos limites do SIC Maceda/Praia da Vieira. (ID 51030)

69. Pela sua extensão e proximidade à zona de Leixões, o efeito de barreira ou afastamento destas conjugações de áreas poderá ter implicações relevantes no corredor migratório do Atlântico Este, pelo que os seus efeitos cumulativos devem ser considerados. (ID 51030)
70. Devem ser considerados os impactos cumulativos na delimitação de todas as áreas ao longo da costa, e tendo especial atenção a áreas de grande extensão, como é o caso da área da Figueira da Foz. (ID 51030)
71. Importa ainda referir que a produção de energia eólica foi categorizada como uma ameaça no Plano de Gestão do SIC Maceda-Praia da Vieira (Portaria 201/2019), tendo sido recomendada a avaliação da vulnerabilidade das populações de cetáceos à instalação de fontes de energia renováveis. (ID 51064).

Ericeira

1. Encaixada entre duas ZPE, Ilhas Berlengas e Cabo Raso, seria aconselhável a consideração de uma área tampão. Embora a delimitação desta área tenha sido elaborada para não se sobrepor à Rede Natura 2000, devem procurar-se alternativas de áreas de menor sensibilidade que possam trazer menos impactes sobre a única população nidificante de cagarra no continente. A sua delimitação pode interferir numa fase crucial do ciclo de vida das cagaras nidificantes no arquipélago das Berlengas que, a cruzam frequentemente durante a fase de alimentação das crias. Para além disto, esta área poderá sobrepor-se a uma potencial área protegida que atualmente está em fase de estudo prévio à elaboração de proposta para classificação como Área Marinha Protegida de Interesse Comunitário, uma parceria entre a Fundação Oceano Azul e os Municípios de Sintra, Cascais e Mafra. (ID 51014) (ID 51015) (ID 51017) (ID 51030)
2. Na zona da Ericeira, a ligação a terra terá que ser feita a sul da Vila de Santa Cruz e a norte de uma área protegida terrestre em Sintra-Cascais (PTCON 0008) e a sul de outra área protegida em Peniche/Santa Cruz (PTCON 0056). (ID 51014) (ID 51015) (ID 51017)
3. É uma área adjacente à ZPE Ilhas Berlengas, e que é utilizada pela única população nidificante de cagarra em Portugal continental, nomeadamente numa fase fulcral do seu ciclo de vida. (ID 51030)
4. Pelo potencial impacto na população nidificante de cagarra, e por não respeitar zonas “buffer” de duas ZPE, sugerimos retirar esta área da proposta ou redefinir os seus limites para Oeste do limite da ZPE Ilhas Berlengas. (ID 51014) (ID 51015) (ID 51017) (ID 51030)
5. Probabilidade de ocorrência de aves marinhas bem acima da média estimada da zona costeira. (ID 51078)
6. Estando a apenas 5.6mn e estando também identificada a produção de energia pelas ondas, qual o impacto nas nossas ondas deste parque e principalmente na preservação da Reserva Mundial de Surf da Ericeira, a segunda a ser consignada a nível mundial e a primeira da Europa? (ID 51054)

Sintra-Cascais

7. Encontra-se totalmente sobreposta com a ZPE do Cabo Raso, uma área classificada da Rede Natura 2000. Não é aceitável a sobreposição de uma área proposta para exploração de energia eólica com sobreposição total a uma área classificada da Rede Natura 2000 para a proteção das

- aves. Trata-se de uma das zonas mais importantes para a migração de aves marinhas a nível nacional. (ID 510014)
8. Com base na sua sobreposição com a ZPE Cabo Raso e potencial impacto sobre espécies de aves marinhas, algumas delas ameaçadas, como a pardela-balear, sugerimos retirar esta área da proposta. (ID 51014)
 9. A área Sintra-Cascais encontra-se totalmente sobreposta à ZPE Cabo Raso (ID 51030)
 10. Com base na sua sobreposição com a ZPE Cabo Raso, e potencial impacto sobre espécies de aves marinhas, algumas delas ameaçadas, como a pardela-balear, sugerimos retirar esta área da proposta. (ID 51030)
 11. A grande relevância ecológica desta área pode ser aquilatada pelo facto de se encontrar em curso um processo liderado pelos municípios de Mafra, Sintra e Cascais e pela Fundação Oceano Azul, que visa a classificação da área costeira entre Mafra e Cascais como Área Marinha Protegida de Interesse Comunitário (AMPIC) (ID 51075)
 12. A Câmara Municipal de Sintra vem manifestar a sua oposição, baseada nas escassas informações que dispomos, à localização prevista de instalação de uma unidade de produção de energia offshore frente ao Cabo da Roca, na área Sintra- Cascais, dado que a mesma colide frontalmente com o desenvolvimento da Área Marítima Protegida de Interesse Comunitário de Cascais, Sintra e Mafra, para além de colocar em causa os compromissos do Estado Português para com os três municípios e com as instituições europeias e internacionais. (ID 50997)
 13. Existe um conflito ambiental claro onde o GEOTA será intransigente - a área de Sintra/Cascais sobrepõe-se a uma área protegida (Zona de Proteção Especial do Cabo Raso PTZPE0061). A justificação dada para a utilização desta área não é suficiente, sendo que deve ser removida de um futuro concurso ou reduzida de forma a eliminar sobreposições com áreas protegidas (ID 51023)
 14. Encontra totalmente sobreposta com uma área classificada da Rede Natura 2000 (ZPE Cabo Raso), que concentra grandes números de aves no período de migração (incluindo a criticamente ameaçada pardela-balear) (ID 51030)
 15. Probabilidade de ocorrência de aves marinhas bem acima da média estimada da zona costeira. (ID 51078).
 16. A área marinha adjacente aos Municípios de Cascais, Mafra e Sintra tem uma importância reconhecida para as comunidades da avifauna e de mamíferos marinhos, não só pela diversidade de biótopos e características climáticas que a região alberga, mas também pela posição da costa continental portuguesa no corredor migratório do Atlântico Este (faixa migratória que conecta a região do Ártico, mar do Norte e Nordeste Atlântico e a costa Africana) (ID 50929).
 17. Por outro lado, numa expedição científica promovida pela Fundação Oceano Azul na zona de Cascais, Mafra e Sintra, e que visa a fundamentação de uma proposta para designação de uma Área Marinha Protegida de Iniciativa Comunitária permitiu identificar a existência de cinco habitats prioritários em termos de protecção atendendo à Diretiva Europeia Habitats, Convenção OSPAR e legislação portuguesa (DL n° 38/2021): “Recifes de Sabellaria”, “Florestas de Laminárias”, “Comunidades mistas de esponjas e corais”, “Comunidades mistas de esponjas e gorgónias” e “Jardim de gorgónias”. (ID 51014)
 18. Cascais considera que a proposta preliminar de área para projetos comerciais de energia renovável ao largo de Sintra-Cascais com a área de intervenção total de 83.75 Km², encontra-se

suportada do ponto de vista geofísico pelo relatório em apreciação, no entanto, carece de um maior aprofundamento a nível de estudos base em matérias de valores naturais e patrimoniais e enquadramento sócio económico, que estão previstos numa fase posterior deste processo de classificação. (ID 51086)

Sines

19. Estas são áreas de relativa proximidade à linha de costa, que poderá ter algumas implicações em espécies como o alcatraz ou o alcaide, bem como de espécies localmente abundantes como a gaivota-de-cabeça-preta. A área Sines - Zona Portuária está localizada demasiado próxima da costa, e muito próximo de áreas classificadas da Rede Natura, como são a ZPE da Lagoa da Sancha e a ZPE da Lagoa de Santo André. (ID 51014)
20. Pela proximidade à costa e impacto potencial sobre espécies de aves marinhas, sugerimos retirar esta área (Sines – zona portuária). (ID 51014)
21. No que diz respeito às ligações a terra na zona de Sines, as áreas de penetração são muito estreitas, sendo que a única área que não afeta ou se sobrepõe a áreas da rede Natura 2000 localiza-se junto ao porto de Sines e à antiga central termoelétrica. Excetuando a área junto ao porto de Sines, as restantes possibilidades de ligação a terra deverão ser descartadas por se sobreporem, a norte, com o sítio Comporta/Galé (PTCON 0034) e, a sul, com o sítio costa sudoeste (PTCON 0012). (ID 51014).
22. Situada a pouca distância da costa (menos de 5 milhas), numa faixa onde se concentra a passagem migratória de inúmeras espécies de aves marinhas e costeiras (nomeadamente a negrola, a pardela-baleiar e espécies de alcídeos) e que se sobrepõe quase na totalidade com áreas de Rede Natura 2000 a classificar (SIC Costa de Setúbal) (ID 51030)
23. Com base na melhor informação disponível, é recomendável que as áreas Sines Norte e Sul fossem um pouco mais afastadas da costa (estão a pouco mais de 5 milhas), para evitar impactos sobre as espécies que se movimentam nas primeiras milhas da costa. (ID 51030)
24. Pela proximidade à costa, e impacto potencial sobre espécies de aves marinhas, sugerimos retirar a área Sines - zona Portuária (ID 51030) De igual modo, a área a sul de Sines está localizada em frente ao Parque Marinho do Sudoeste Alentejano e Costa Vicentina, uma das Áreas Marinhas Protegidas mais pristinas da costa europeia e com elevado valor ecológico e económico, tanto para o turismo, como para a pesca, na qual foram em 2011 criadas áreas de proteção acrescida (proteção total e parcial) (Quintella et al., 2021). É crucial manter a naturalidade deste espaço e, dadas as características da zona, devem prevalecer critérios de Conservação da Natureza e cautela ambiental sobre critérios económicos e de otimização da produção de energia nestes parques eólicos. (ID 51075)
25. Probabilidade de ocorrência de aves marinhas bem acima da média estimada da zona costeira. Particularmente preocupante pela sua importância para várias das espécies consideradas prioritárias, nomeadamente para o Alcatraz, a Negrola, o Garajau-de-bico-preto e a Cagarra e pela proximidade a zonas húmidas costeiras (ID 51078)
26. Por exemplo, num estudo de caso que efetuámos sobre a costa do concelho de Sines, verificou-se que, dos 71 naufrágios que conseguimos documentar para aquelas águas, apenas 17 estavam registados de forma sumária na base da Direção Geral do Património Cultural. Todos os restantes 54 se encontravam inéditos. Em compensação, existiam 3 registos em triplicado para o mesmo

navio, afundado já em águas fronteiras ao concelho de Santiago do Cacém; dois registos em duplicado de um vapor que naufragara em Sagres e não em Sines; e dois dos quais não se encontrou qualquer registo na bibliografia apontada. Constatou-se ainda que as descrições dos sítios arqueológicos subaquáticos relativos a Sines, existentes na base de dados da DGPC eram telegráficas e vagas, remetendo quase sempre - quando remetiam - para uma bibliografia não existente. (ID 51051)

Estudos

27. Todos os projetos e localizações devem ser sujeitos a Estudos de Impacte Ambiental (EIA) e Avaliações Ambientais Estratégicas (AAE). (ID 51014)
28. Todos os projetos de energia renovável offshore têm de ser monitorizados e o resultado dos estudos deve ser público. (ID 51014)
29. Previamente à formalização das áreas a afetar a Energias Renováveis Offshore deverão ser avaliados, entre outros indicadores, a abundância, distribuição e uso de habitat de megafauna marinha, particularmente para cetáceos que utilizam a costa oeste portuguesa como um todo, preferencialmente através de censos aéreos sazonais (informação totalmente inexistente de momento). (ID 51064)
30. Avaliação ambiental estratégica deverá resultar na definição de linhas orientadoras para a elaboração dos processos de avaliação ambiental dos projetos a serem submetidos, bem como dos estudos-base a serem executados, dos programas de monitorização, e das condicionantes. A elaboração destas linhas orientadoras deve contar com a colaboração de especialistas em biodiversidade marinha. Quantificar os impactos cumulativos dos vários parques eólicos offshore nas aves marinhas, sobretudo nas migradoras, tanto a nível nacional como ao longo de toda a sua área de distribuição. Tal avaliação deverá ser informada por estudos detalhados sobre as rotas migratórias das aves marinhas ao longo da costa continental portuguesa. (ID 51078)

Ligações em terra

31. As ligações a terra deverão ser feitas aproveitando as redes de transporte de eletricidade de muito alta tensão que já não têm utilização (Sines), ou que terão tendencialmente cada vez menor utilização (Tapada do Outeiro, Lares ou Carregado), dada a perda de importância relativa das centrais de ciclo combinado (CCC) no contexto do sistema eletroprodutor.
32. Nos casos em que seja efetivamente necessário, a nova rede de transporte a construir deverá interceder a atual em áreas mais costeiras que não sejam conflituantes com áreas de Rede Natura 2000, bem como das áreas ocupadas por CCC e instalações industriais grandes emissoras de CO₂. (ID 51014)

Ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade

33. Os cabos elétricos submarinos e embarcações associadas à fase de construção e manutenção também não deverão estar localizados dentro de áreas marinhas protegidas, especialmente nas áreas propostas da Figueira da Foz (principal núcleo da população de Boto) mas também nas áreas de Viana do Castelo (importância crucial para a manutenção da variabilidade genética do Boto), Matosinhos e Leixões. (ID 51064)

Stakeholders

34. As boas práticas definidas pelo próprio setor na OCEaN - Offshore Coalition for Energy and Nature5 recomendam que este envolvimento de stakeholders seja feito, não só no início do processo, mas ao longo de todo ele. (ID 51030)
35. A SPEA condena a falta de participação e de abertura que pautou a realização deste relatório, e reitera o seu interesse em estar envolvida e seguir de perto os desenvolvimentos futuros no âmbito deste processo. (ID 51030)
36. Ao não ouvir em primeira instância os parceiros que estão no território, com as mais diversas funções – de governança como os municípios, económicas como as associações de pescadores, ou ainda, ambientais como as ONGA – e responder em primeira mão a grupos económicos que procuram instalar-se na nossa costa, denota uma preocupação estritamente economicista sem procurar o equilíbrio do desenvolvimento sustentável do território, apesar de esta proposta vir sob o “chapéu” do carbono zero e da transição energética que terá que ocorrer mas não a qualquer custo. (ID 51054)

Coexistência de usos

37. Nesta proposta preliminar das áreas para os centros electroprodutores deveria estar claro que outras atividades /infraestruturas serão permitidas em associação aos centros electroprodutores (eg, aquaculturas). Não pode haver uma verdadeira avaliação das áreas sem serem conhecidas as outras estruturas que poderão contribuir com mais efeitos negativos para os valores naturais. Uma nova versão de áreas a propor deverá demonstrar essas possibilidades ou a exclusão de novas atividades/estruturas nessas áreas. (ID 51064)

AMBIENTE - boas práticas

38. A concessão de um prazo razoável para os municípios diretamente afetados pelos projetos constantes da proposta preliminar apresentarem um estudo de impacto económico-financeiro, o qual deve refletir, de forma fundamentada, os efeitos expectáveis da implementação do projeto nos planos de investimentos efetuados pelo respetivo município e nos setores de atividade predominantes na sua circunscrição territorial, incluindo a aferição da medida do impacto no valor dos imóveis. (ID 51061)
39. Identificar as áreas atualmente não-classificadas mais sensíveis para a biodiversidade, e com potencial de virem a ser propostas - antes de se delimitar áreas a ser exploradas por energias renováveis. (ID 51030)
40. É necessário um envolvimento dos diferentes stakeholders (incluindo ONGAs, Pesca e Academia) na definição das áreas – algo que não foi feito – de forma a utilizar a melhor informação científica disponível para a escolha das áreas e reduzir potenciais conflitos espaciais. (ID 51030)
41. Deve evitar-se a delimitação de áreas para exploração de energia eólica muito próxima da costa, (como é o caso da área Matosinhos e Sines - Zona Portuária) onde se concentram uma grande parte dos indivíduos de diversas espécies de aves marinhas e costeiras. (ID 51030)
42. Em todos os casos onde se considere que não existe conhecimento suficiente sobre a ocorrência e abundância da avifauna, deve ser aplicado o princípio da precaução; Devem ser excluídas da planificação de áreas para a exploração de energia eólica offshore, as áreas da Rede Natura 2000, e as zonas imediatamente adjacentes às áreas de Rede Natura 2000 devem ser evitadas sempre que haja alternativa. Deve haver o cuidado de evitar-se a proposta de áreas que estejam elas próprias propostas para classificação na Rede Natura; É necessário salvaguardar os

- compromissos assumidos no âmbito da Estratégia Europeia para a Biodiversidade 2030, não delimitando áreas para exploração por parte de energia eólica sem antes identificar áreas mais sensíveis para a biodiversidade e passíveis de propostas de classificação, evitando o risco de sobreposição. (ID 51030)
43. A expansão de eventuais projetos nas áreas a delimitar deve ser progressiva e ser dada a prioridade a projetos de pequena envergadura. (ID 51030)
 44. A forma das áreas propostas deve considerar a principal direção de voo das aves marinhas durante a migração na costa portuguesa, de maneira a evitar o efeito barreira e a promover que as aves possam contornar estas áreas com maior facilidade, sem promover que cruzem as mesmas e sem comprometer os seus movimentos migratórios. (ID 51030)
 45. Eventuais parques/estruturas a implementar devem obedecer a uma avaliação de impacto ambiental rigorosa, que abranja todas as fases do ciclo de vida do projeto – desde a situação de referência até ao desmantelamento. (ID 51030)
 46. Deve ser promovida a interrupção de blocos contínuos de grande extensão, de forma que o efeito de barreira dos parques não se prolongue por tantos quilómetros consecutivos, reduzindo assim o impacto negativo sobre a avifauna marinha. (ID 51075)
 47. A título de precaução, deve ser evitada a implementação de parques eólicos 1) localizados dentro de Zonas de Proteção Especial para as Aves e 2) localizados a uma distância inferior a 10 milhas náuticas da costa, tendo em conta a evidência atual dos riscos acrescidos que estes podem trazer para as aves marinhas e aves aquáticas costeiras. distribuição espacial das turbinas deve ser planeada de modo a minimizar o efeito barreira, tendo em conta os movimentos das aves sobretudo durante os períodos migratórios; estes devem ser estudados em detalhe (e a um nível local) em fase de planeamento, idealmente com recurso a aparelhos de seguimento remoto de aves; (ID 51078)
 48. Espanha: as áreas para eólicas no mar foram decididas durante o processo de planeamento marinho e, como regra base, não podem sobrepor-se a AMP que são de uso prioritário e, como tal, nenhuma atividade que possa impactar os objetivos de conservação destas é permitida. (ID 51014)
 49. Bélgica: existe um sistema de monitorização das turbinas que é participado pela indústria e conduzido pelo Royal Belgian Institute of Natural Sciences, um instituto público. (ID 51014)
 50. Holanda: eólicas marinhas não podem ser colocadas em zonas protegidas, e o desenvolvimento destas áreas têm de ser acompanhado com áreas de restauração de habitats marinhos; é também necessário incluir critérios de sustentabilidade nos concursos públicos para estes projetos. (ID 51014)

Áreas portuárias, navegação

51. Áreas de potenciais conflitos: nomeadamente SINES (Norte, Sul e Jurisdição Portuárias) e áreas situadas em frente aos principais portos nacionais. (ID 51072)
52. A área SINES Norte está incluída na Zona Livre Tecnológica Infante D. Henrique aprovada pela Portaria n.º 189/2022 de 25 de julho, e a sua sobreposição só será possível se os espaços definidos não forem de utilização exclusiva no âmbito das energias renováveis. (ID 51072)
53. As áreas Sines Norte e Sines SUL estão definidas sobre os locais onde decorrem operações de assentamento de submarinos, áreas de operações de minas e contramedidas de minas (definidas em publicação NATO, ratificada por Portugal e alvo de acordo internacional. (ID 51072)
54. Estudo da capacidade do parque eólico em servir energeticamente o Porto de Leixões de forma a prepará-lo para a implementação de Shore-to-ship-power (SSP) (3), em resumo: capacitar o porto com a possibilidade de os navios aportados serem alimentados a partir de terra. (ID 50929)
55. A proposta considera duas áreas frente ao porto de Sines, afetando os corredores NW e W de movimentação e acesso de navios ao porto de Sines. Esta situação não garante o prolongamento dos atuais corredores de acesso ao porto até ao corredor principal de separação de tráfegos que corre ao longo da costa portuguesa, em conformidade com o previsto nas normas da IALA. Assim, tendo em consideração a alteração dos corredores de aproximação ao porto de Sines, alertamos para o facto de que qualquer alteração dos corredores deverá ser objeto de avaliação e aprovação pela entidade competente. Ainda que a solução proposta tente minimizar esta questão, esta induz um impacto direto na movimentação de navios e consequentemente nas respetivas operações portuárias. (ID 51067)
56. Nas áreas de localização destas fontes de energias renováveis, deverá ser guardada uma distância de segurança das torres eólicas ao limite da área offshore, ficando a sua fixação fora dos corredores de circulação. (ID 51067)
57. Além da localização dos parques eólicos, outros aspetos importantes devem ser tidos em conta, tais como o tráfego marítimo associado. Este deve ser cuidadosamente avaliado e regulado antes da concessão de licenças. Aspetos como a rota específica dos navios de serviço, frequência, altura do ano, velocidade, devem ser robustamente avaliados. (ID 51030)
58. Salvo melhor opinião, parece-me não encontrar neste documento qualquer alusão aos potenciais impactos que uma implantação eólica no mar provocará nos radares e restantes sub-sistemas de identificação e controlo instalados no VTS Costeiro. (ID 50870)

Cabos telecomunicações, emissários

59. Vimos confirmar que efectivamente o polígono Sintra/Cascais irá sobrepor em parte, o cabo TGN Western Europe, e solicitando que o mesmo polígono seja redesenhado considerando a localização do nosso cabo submarino de telecomunicações, e uma área de segurança ao seu redor para eventuais manobras de navios, ancoragens, reparações, ou eventualmente rutura e afundamento da infraestrutura eólica. (ID 50870)
60. A Águas de Santo André, S.A. (AdSA) informa que dos elementos disponibilizados, a área em estudo na zona de Sines (Zona Norte e Sul + Zona Área Portuária) prevista para o Plano de Afetação para Energias Renováveis Offshore não interfere com nenhuma instalação atual da AdSA. Relativamente à ligação entre dos pontos para a ligação da rede offshore à RNT em terra, que permitirá a integração, no sistema elétrico nacional, da produção dos centros electroprodutores a instalar nas áreas especializadas propostas, a mesma não tem detalhe suficiente para que se possa avaliar a incompatibilidade com as infraestruturas existentes da AdSA, e previstas construir no curto/médio prazo. (ID 51070)
61. A Cable Landing Station (CLS) fica localizada no Parque Industrial da ZILS e tem a capacidade de albergar os equipamentos de transmissão e de interligação com os operadores de telecomunicações. O cabo Ellalink, que amarra Fortaleza (Brasil) a Sines está no raio de influência da localização identificada como Sines Norte. (ID 50983)
62. A aicep Global Parques, no seio da Comunidade Sines Tech – Innovation & Data Center Hub, tem vindo a demonstrar a importância da criação de um canal pré-licenciado/de proteção de cabos submarinos na zona de Sines, não só para o desenvolvimento dos projetos tecnológicos previstos para Sines, mas também para o sucesso do Start Campus – Sines 4.0, o maior Data Center europeu, já em construção e que se prevê em funcionamento da sua primeira fase no segundo semestre de 2023. (ID 50983)
63. O perímetro proposto para projetos eólicos offshore na área marítima ao largo de Sines que se situa mais a sul não impacta com os projetos de cabos submarinos; O perímetro proposto para o efeito que se situa mais a norte ao largo de Sines tem potenciais impactes com os projetos de cabos submarinos, em particular com o sistema Olisipo. A prevenção dos impactes referidos recomenda a reformulação (redução ou realocação) do perímetro norte proposto para o eólico offshore na área de Sines, ainda que não necessariamente a total anulação do uso deste perímetro. (ID 51012)
64. Seja assegurada a compatibilização das áreas propostas para projetos eólicos no espaço marítimo com as rotas previstas para cabos submarinos de comunicações eletrónicas a amarrar em Sines, e com o ecossistema de produção e uso local de energia renovável que se encontra em desenvolvimento em Sines. (ID 51012)
65. Caso não seja reconsiderada a localização de um potencial Centro Electroprodutor na zona marítima norte de Sines, doravante “Zona Norte de Sines”, a posição estratégica de Sines, pelo menos enquanto potencial hub digital e de amarração de cabos submarinos, poderá estar em risco

e um conjunto de projetos relevantes poderão ser prejudicados ou até tornar-se inviáveis. (ID 51069)

66. Caso a passagem de cabos submarinos seja dificultada ou inviabilizada na zona de Sines (e, em particular na Zona Norte de Sines), o projeto Sines Tech, poderá estar comprometido na medida em que a conectividade fornecida por estes cabos é essencial para viabilizar o projeto Sines Tech, assim como o projeto Anel CAM poderá vir a ser inviabilizado. (ID 51069)
67. A Zona Norte de Sines irá provavelmente inviabilizar o Projeto Olisipo e, por consequência, determinar o insucesso do projeto de data centre Sines 4.0 (que depende do cabo submarino do Projeto Olisipo). (ID 51069)
68. A Zona Norte de Sines não garante as distâncias mínimas exigidas do ponto de vista técnico para efeitos da manutenção do cabo submarino da EllaLink atualmente existente naquela zona, conflituando assim com o mesmo. (ID 51069)
69. EllaLink sugere a constituição de um “corredor” marítimo cuja função seria permitir a operação e manutenção dos cabos existentes e a amarração de cabos futuros na zona de Sines da forma mais rápida e eficiente possível e a uma profundidade ótima para garantir a segurança dos mesmos. (ID 51069)
70. Analisar mais aprofundadamente os CSs que atravessam ou estão na proximidade das zonas identificadas, amarrar em Carcavelos, Seixal, Sesimbra e Sines. Corredores a serem criados para os CSs são, conforme já referido, zonas de proteção dos CSs e sujeitas a vigilância, o que permitirá atrair mais CSs internacionais a amarrar em Portugal, visto permitir a simplificação e agilização dos processos de licenciamento, promovendo melhores condições e garantias de segurança às operações. Mais preocupante a zona a Norte de Sines com uma largura de cerca de 3 a 5 km na linha da Costa, e com um cumprimento suficiente até que a profundidade de segurança (1.000 a 2.000 m) seja atingida. Alertar que as zonas de Figueira da Foz e de Matosinhos (Praia de Leça) são consideradas muito atrativas para a amarração. Aparentemente, Carcavelos, Seixal e Sesimbra, zonas privilegiadas de amarração de CSs, não estão nas proximidades das localizações ora identificadas dos PEO. (SmartDocs E-5024/2023-14-03-2023).

ANEXO I

Identificação, não individualizada, dos participantes

Associações, cooperativas de pesca, empresas e grupos de cidadãos

- Testa & Cunhas, SA, que representa 11 embarcações de pesca costeira de arrasto (ID 50919)
- Associação de Armadores de Pesca Local e Artesanal do centro e sul, que representam 100 embarcações local e pesca costeira. (ID 50920)
- Cooperativa dos Armadores da Pesca Artesanal (ID 50923)
- Associação dos Armadores da Pesca Local, Costeira e Largo da Zona Oeste (AAPLCLZO), que representa 150 embarcações (ID 50924)
- Associação dos Produtores de Pesca do Litoral Norte - A.P.P.L.N (ID 50925)
- APARA-Associação Pesca Artesanal da Região de Aveiro (ID 50928)
- Sindicato dos Trabalhadores da Pesca do Norte (ID 50943)
- Sindicato Pesca (Elisio Alexandre Caneira Mendes) (ID 50948)
- Testa & Cunhas, SA (ID 50950)
- Associação dos Armadores das Pescas Industriais, que representa 60 embarcações de pesca (ID 50971)
- ASSOCIAÇÃO DE PESCADORES PROFISSIONAIS DO CONCELHO DE ESPOSENDE, que representa cerca de 50 embarcações de pesca (ID 50972)
- I.A.P-Indústria Aveirense, de Pesca ,S.A (ID 50987)
- ASSOCIAÇÃO PESCADORES RIBEIRINHA VIANA DO CASTEL que representa 36 embarcações de pesca local (ID 50991)
- Associação Nacional da Pequena Pesca do Cerco (ID 50992)
- VIANAPESCA, OP (ID 51010)
- APPRMM (ID 51020)
- Propeixe O.P., 30 embarcações de pesca de cerco (ID 51022)
- Associação dos Armadores de Pesca de Castelo do Neiva (ID 51044)
- Rosa Areias Atividades de Pesca, Lda.(ID 51082)
- SESIBAL - Cooperativa de Pesca de Setúbal, Sesimbra e Sines, C.R.L. (SmartDocs E-2659/2023-06-02-2023)
- Movimento Associativo da Pesca Portuguesa, (SmartDocs E-4688/2023-09-03-2023)
- Olhãopesca-Organização de Produtores de Pesca do Algarve, C.R.L., que representa 172 embarcações de pesca (ID 50945)
- Artesanalpesca, (ID 50998)
- ANOPCERCO, que representa 8 Organizações de Produtores de Pesca (ID 51052)

- OPCENTRO, CRL, que representa 100 embarcações de pesca (ID 51053)
- AMAP -ASSOCIAÇÃO MUTUA FINANCEIRA LIVRE DOS ARMADORES DA PESCA GERAL CENTRO, que representa 100 embarcações de pesca (ID 51055)
- Apropesca - Organização de Produtores da Pesca Artesanal (ID 51062)
- PAULO CARLOS BARBOSA PACHECO proprietária da embarcação “OCEANO ATLÂNTICO, V-1087-C”; ROSA AREIAS – ACTIVIDADES DE PESCA, LDA., proprietária da embarcação “SANTA MARIA DAS AREIAS, NA-194-C”; MANUEL VIANA DE SÁ, proprietário da embarcação 2 “SENHORA DA AGONIA, NA-193-C”; ROSA MILHAZES E JOÃO GRAÇA, LDA., proprietária da embarcação “SALVADOR GRAÇA, PV-284-C”; JOAQUIM RAMOS AGRA, proprietário da embarcação “PARCERIA, PV-288-C”; MAIA E SILVA, LDA, proprietário da embarcação “MARTA JOSÉ, PV-286-C; Joaquim Manuel Pontes Marques, proprietário da embarcação “PERSEGUIDO”; José Alberto Areias Marques, proprietário da embarcação “FÚRIA DO MAR” (ID 51074).
- Grupo de 134 cidadãos e Associação Pro-Maior Segurança dos Homens do Mar (ID 50929)

Associações e empresas, setor energia

- APREN (ID 51066)
- CONSULGAL (ID 50853)
- AVOS - Added Value Offshore Systems, Lda. (ID 50854)
- IberBlue Wind (ID 50962)
- Iberdrola (ID 50970)
- Copenhagen Offshore Partners, A/S (ID 50988)
- Mainstream Renewable Power (ID 50989)
- Agrupamento constituído pelas empresas CME, Tecneira e Grupo Cobra (ID 50994)
- Grupo Hanwha, Qenergy (ID 51009)
- CEO – Companhia de Energia Oceânica (ID 51013)
- SEAWIND PORTUGAL, UNIPessoal LDA. (ID 51028)
- Naturgy (ID 51031)
- WavEC Offshore Renewables (ID 51033)
- Ørsted (ID 51036)
- Total Energies Renewables (ID 51037)
- GALP (ID 51039)
- OW PORTUGAL, S.A. (ID 51058)
- WAM HORIZON INVESTMENTS, S.A. (ID 51068)
- Bluefloat Energy e Greenvolt – Energias Renováveis, S.A. (ID 51073)
- EDP (ID 51076)
- Capital Energy (ID 51035)
- BayWa; R.E. Projects Portugal (ID 51057)

Academia e organismos científicos

- Fundação Oceano Azul (ID 51071)
- MARE-Centro de Ciências do Mar e do Ambiente (ID 51075)
- Unidade de Investigação CPRAM-ECOMARE (Universidade de Aveiro) (ID 51064)
- cE3c - Centre for Ecology, Evolution and Environmental Changes, CESAM-Lisboa, Centro de Ciências do Mar e do Ambiente (MARE) (ID 51078)

ONG

- GEOTA (ID 51023)
- SPEA (ID 51030)
- Fundo para a Protecção dos Animais Selvagens (ID 50869)
- Associação SEI Portugal (ID 51001)
- Associação Natureza Portugal ANP|WWF, Sciaena, SPEA e ZERO (51014)
- Sciaena (ID 51015)
- ZERO – Associação Sistema Terrestre Sustentável (ID 51017)
- Quercus - Associação Nacional de Conservação da Natureza (ID 51081)

Municípios

- Câmara Municipal de Mafra (ID 51054)
- Câmara Municipal de Viana do Castelo (ID 51063)
- Câmara Municipal de Matosinhos (ID 51061)
- Câmara Municipal de Cascais (ID 51086)
- Câmara Municipal de Sintra (ID 50997)
- Câmara Municipal do Porto (ID 51050)

Outras entidades públicas

- Marinha (ID 51072)
- Águas de Santo André, S.A. (AdSA) (ID 51070)
- ANACOM (SmartDocs E-5024/2023-14-03-2023)

Administração portuária

- APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve, SA

Empresas cabos telecomunicações, emissários

- Tata Communications Portugal (ID 50870)
- aicep Global Parques – Gestão de Áreas Empresariais e Serviço (ID 50983)
- START - Sines TransAtlantic Renewable & Technology Campus, S.A. (ID 51012)

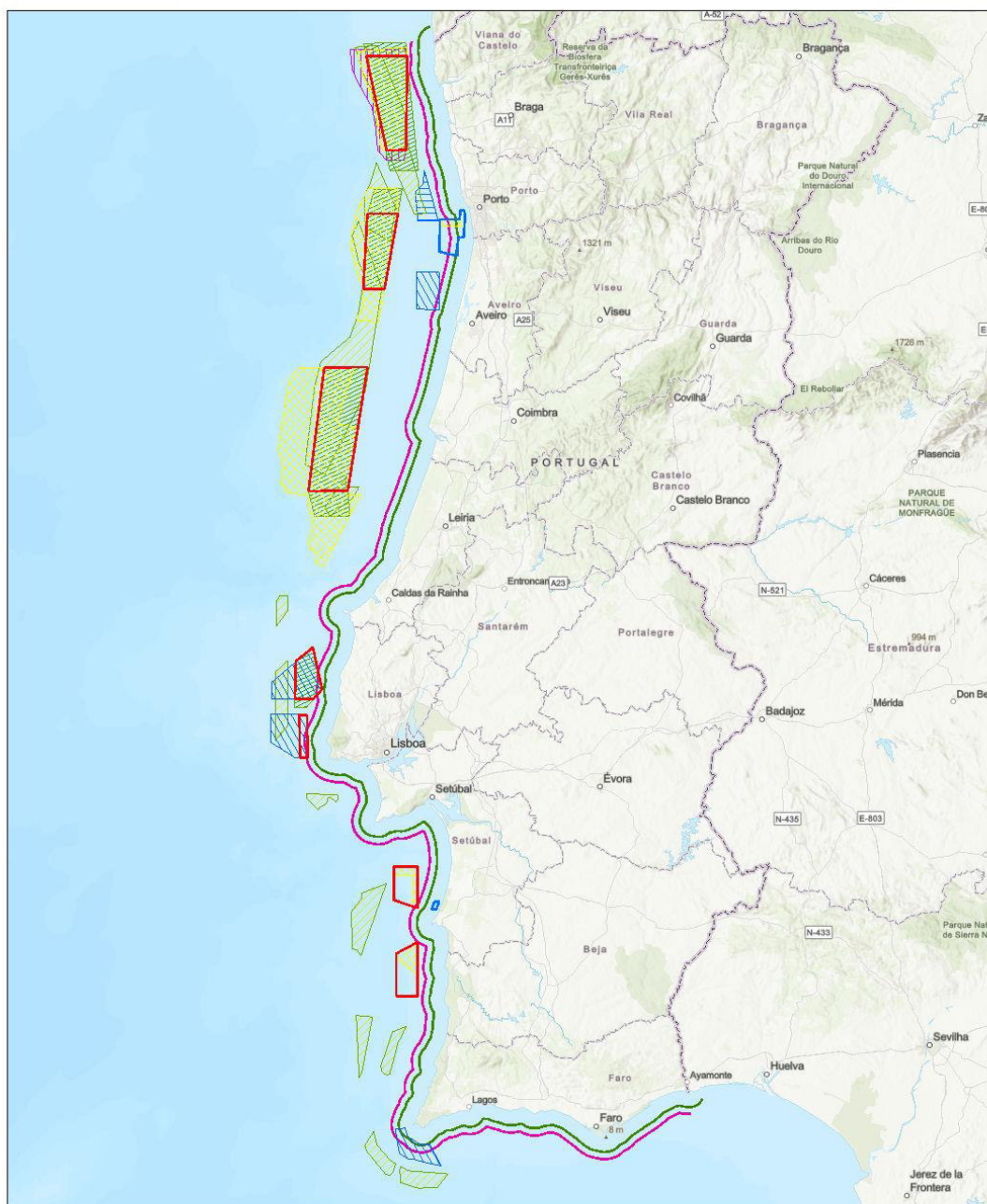
- CSEB CABOS EUROPA BRASIL, SOCIEDADE UNIPessoal LDA (ID 51069)

Outras empresas

- Submania Escola de Mergulho Lda (ID 51084)

ANEXO II - Mapas

Áreas propostas na audição pública



11/04/2023, 11:27:51

- Áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m
- Áreas com uma profundidade máxima de 50 m
- TotalEnergies
- IberBlue Win
- BlueFloat Energy e Greenvolt
- Iberdrola
- Naturgy
- Wavec
- Linha6MN
- Linha4MN

1:2 311 162

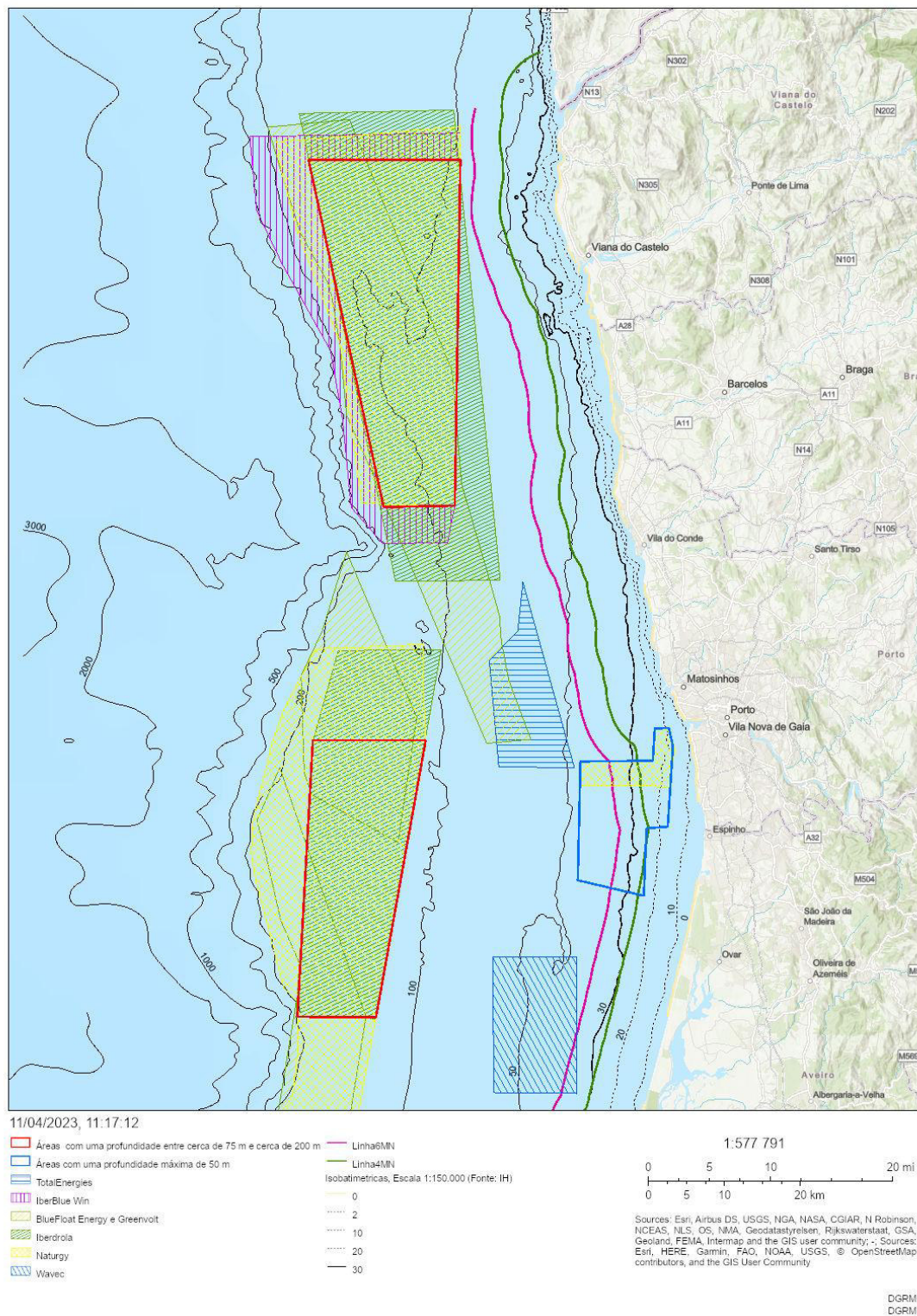
0 20 40 80 mi

0 30 60 120 km

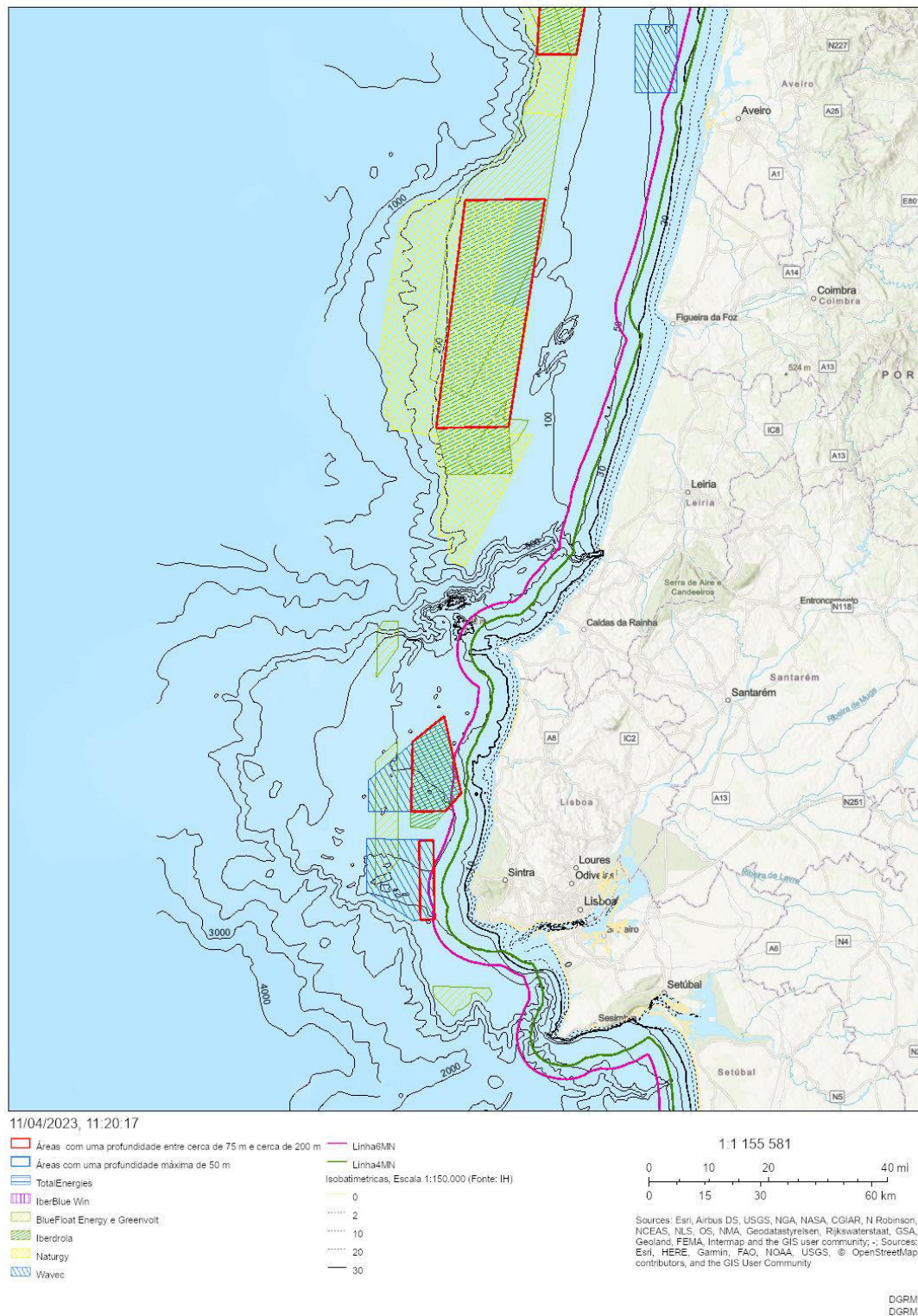
Sources: Esri, Airbus DS, USGS, NGA, NASA, COIAR, H Robinson, NCEAS, NLS, OS, NMA, Geodatasthyelsen, Rijkswaterstaat, GSA, Geoland, FEMA, Intermap and the GIS user community; - Sources: Esri, HERE, Garmin, FAO, NOAA, USGS, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DGRM
DGRM

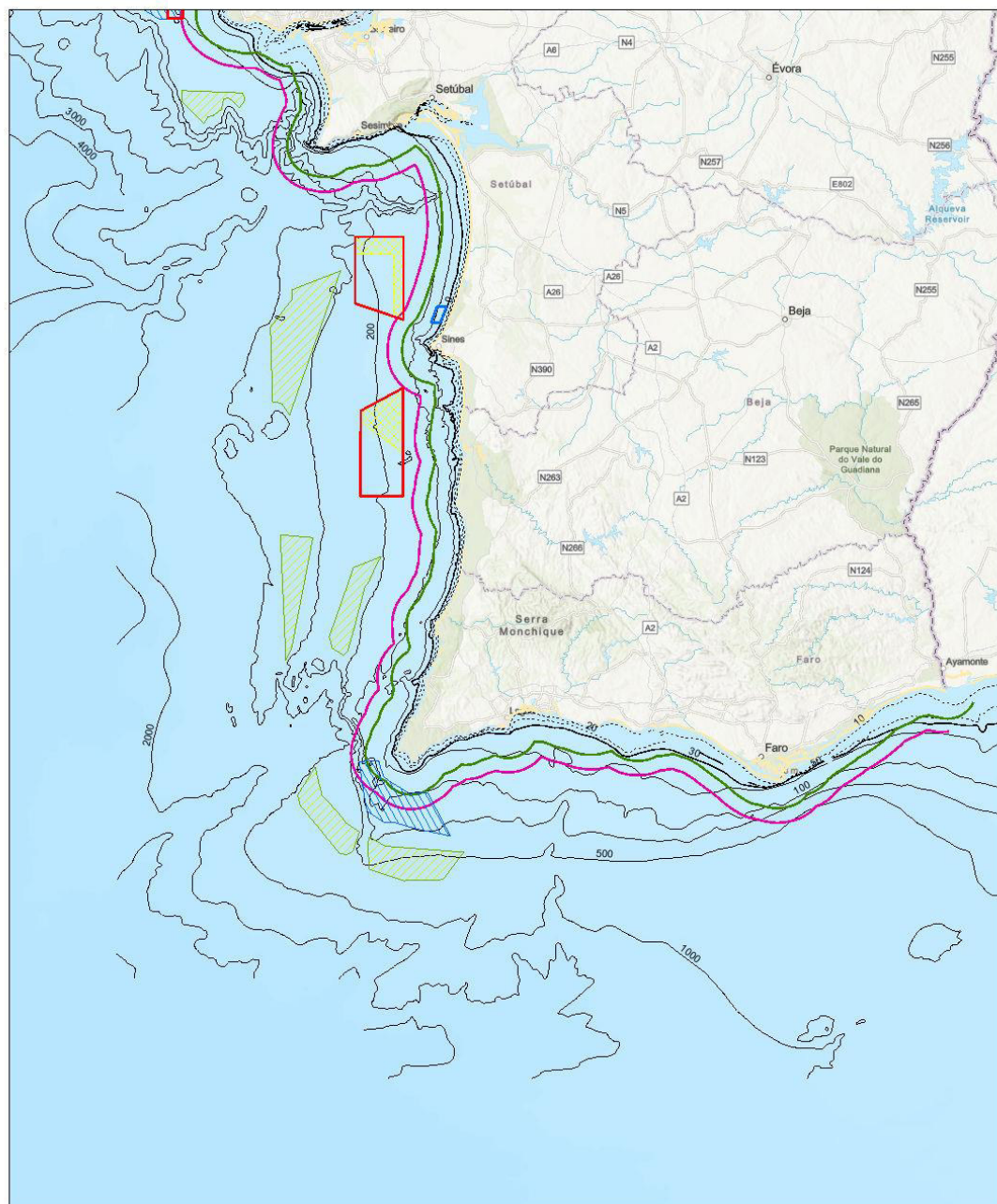
Viana do Castelo – Leixões – Matosinhos - Aguçadoura



Figueira da Foz – Ericeira - Cascais



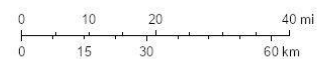
Sines Norte – Sines Sul – Administração Portuária



11/04/2023, 11:23:58

- Áreas com uma profundidade entre cerca de 75 m e cerca de 200 m
- Áreas com uma profundidade máxima de 50 m
- TotalEnergies
- IberBlue Win
- BlueFloat Energy e Greenvolt
- Iberdrola
- Naturgy
- Wavec
- Linha6MN
- Linha4MN
- Isobatemétricas, Escala 1:150.000 (Fonte: IH)
- 0
- 2
- 10
- 20
- 30

1:1 155 581



Sources: Esri, Airbus DS, USGS, NGA, NASA, CGIAR, N Robinson, NCEAS, NLS, OS, MIA, Geodatastyrelsen, Rijkswaterstaat, GSA, Geoland, FEMA, Intermap and the GIS user community - Sources: Esri, HERE, Garmin, FAO, NOAA, USGS, © OpenStreetMap contributors, and the GIS User Community

DGRM
DGRM

Anexo IV

Calendário das reuniões

- 5.ª reunião - 31 de janeiro de 2023;
- 6.ª reunião - 24 de fevereiro de 2023.

Em conjunto com o SG2

- 7.ª reunião – 29 de março de 2023 (também com o SG3);
- 8.ª reunião – 11 de abril de 2023;
- 9.ª reunião – 26 de abril de 2023;
- 10.ª reunião – 10 de maio de 2023;
- 11.ª reunião – 18 de maio de 2023;
- 12.ª reunião – 25 de maio de 2023;
- 13.ª reunião – 29 de maio de 2023.

Referências Bibliográficas

Bessa Pacheco, M. (2013). *Medidas da Terra e do Mar*. Instituto Hidrográfico. Lisboa.

Borrmann R., Dr. K. Rehfeldt, A. Wallasch, S. Lüers (2018), *Capacity Densities of European Offshore Winds Farms*, Deutsche Windguard GmbH Report, 86pp, https://vasab.org/wp-content/uploads/2018/06/BalticLINES_CapacityDensityStudy_June2018-1.pdf, acedido em 20.12.2022.

Costa P., T. Simões, A. Estanqueiro (2010), *Sustainable Offshore Wind Potential in Continental Portugal*, LNEG/INETI – Laboratório Nacional de Energia e Geologia, https://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1171/1/Artigo_offshoreLNEG_VF.pdf, acedido em 13.12.2022.

Couto A., P. Costa, J. Silva, D. Santos, T. Simões, A. Estanqueiro (2019) *Validação do Potencial Energético Offshore. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D2.2, LNEG/POSEUR, 38 pp, maio 2019.

Duque J., A. Couto A., D. Santos (2019) *Cenarização do escoamento de energia produzida pela conversão de energia renovável offshore. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D4.2, LNEG/POSEUR, 48 pp, setembro 2019.

Duque J., A. Couto A., D. Santos (2019), Relatório *Definição de cenários de otimização. Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal*. Relatório D4.1, LNEG/POSEUR, 25 pp, fevereiro 2019.

European Commission (2018), *Demonstration of the WindFloat Technology*, FP7, <https://cordis.europa.eu/project/id/296050>, acedido em 19.12.2022.

European MSP Platform, *Capacity Densities of European Offshore Wind Farms*, <https://maritime-spatial-planning.ec.europa.eu/practices/capacity-densities-european-offshore-wind-farms>, acedido em 05.12.2022.

Garcia G., T. Simões, D. Santos, H. Rybchynska, A. Estanqueiro (2018) *Definição e implementação das metodologias de identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore*. Relatório D3.1, LNEG/POSEUR, 49 pp, junho 2018.

Geoportal Energia e Geologia (2020-2022), <https://geoportal.lneg.pt/>, acedido em 19.12.2022.

Geoportal do PSOEM (2019), <https://webgis.dgrm.mm.gov.pt/portal/apps/webappviewer/index.html?id=15c32cf0500c43148f97270db0c1f584>, acedido em 22.12.2022.

Hywind Scotland Pilot Park Project, *Plan for Construction Activities 2017*, Statoil <https://marine.gov.scot/sites/default/files/00516548.pdf>, acedido em 16.12.2022.

OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal (POSEUR-01-1001-FC-000007) (2020), <https://offshoreplan.ineg.pt/>, acedido em 19.12.2022.

Wind Europe, Offshore Wind in Europe, Key trends and statistics 2019 (February 2020), Report 44 pp, <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>, acedido em 30.11.2022.

Z. Jiang (2021), *Installation of offshore wind turbines: A technical review*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139, abril 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120308601>, acedido em 12.12.2022.

Anexo II - Relatório Subgrupo 2

Relatório

Grupo de Trabalho para o planeamento e
operacionalização de centros eletroprodutores baseados
em fontes renováveis de origem ou localização oceânica
Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro

Subgrupo 2

Identificação de modelos para a atribuição de títulos TRC e de TUPEM
associados, com base em benchmarking internacional.

Estudo de modelo técnico e de investimento para o desenvolvimento da
infraestrutura elétrica *offshore* e *onshore* necessária à entrada em
exploração de centros eletroprodutores renováveis *offshore*.

Maio, 2023

ÍNDICE

ÍNDICE	1
ÍNDICE DE FIGURAS	3
ÍNDICE DE TABELAS	3
ABREVIATURAS	3
I. ENQUADRAMENTO	5
II. ANÁLISE INTERNACIONAL	7
II.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO EÓLICO <i>OFFSHORE</i>	7
II.2 MODELOS DE DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS EÓLICOS <i>OFFSHORE</i>	9
II.3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL	12
III. CONTEXTO LEGAL E REGULATÓRIO EM PORTUGAL	18
III.1 UTILIZAÇÃO PRIVATIVA DO ESPAÇO MARÍTIMO	18
III.2 LICENCIAMENTO ELÉTRICO	20
III.3 REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE	22
III.4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DA ELETRICIDADE EÓLICA <i>OFFSHORE</i>	23
III.5 INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO ELETRICA RENOVÁVEL <i>OFFSHORE</i> EM MERCADOS ORGANIZADOS	26
IV. MODELOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO EÓLICO <i>OFFSHORE</i> EM PORTUGAL	30
IV.1 PRINCÍPIOS ORIENTADORES	30
IV.2 PROCEDIMENTO DO TIPO CENTRALIZADO	33
IV.3 PROCEDIMENTO DO TIPO DESCENTRALIZADO	39
IV.4 SEQUENCIAÇÃO DE PROCEDIMENTOS E VOLUMES DE ATRIBUIÇÃO	42
V. DESENVOLVIMENTO DA REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO	44
V.1 CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA RNT	45
V.2 PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DA RNT EM TERRA	52
V.3 REDE <i>OFFSHORE</i> E LIGAÇÃO AOS PONTOS DE INTERLIGAÇÃO	53

VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....	59
VII. REFERÊNCIAS.....	62

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Curva de Aprendizagem Estimada para a Tecnologia Eólica Offshore Flutuante.....	8
Figura 2 – Modelos de Desenvolvimento de Mercado Eólico Offshore na Europa	12
Figura 3 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Centralizado	35
Figura 4 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Descentralizado	40
Figura 5 – Representação esquemática dos Reforços Internos da RNT em terra	48
Figura 6 - Novas instalações para a criação de pontos de interligação na RNT em terra	52
Figura 7 – Esquema da rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre	55
Figura 8 - Esquema da rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre (Viana do Castelo, Leixões e Figueira da Foz)	57
Figura 9 – Esquema da rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre (Ericeira, Sintra/Cascais e Sines)	58

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Reforços Internos da RNT em terra	46
Tabela 2 - Matriz de combinações consumo (Sines) / geração offshore	49

ABREVIATURAS

AC – corrente alternada

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

CCP – Código de Contratação Pública

CfD – *Contract for Difference* (prémio fixo por diferenças)

DC – corrente contínua

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia

DGRM – Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos

EMN – Espaço Marítimo Nacional

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

FID – decisão final de investimento

FIT – *Feed in Tariff*

GWEC – Global Wind Energy Council

HM – *Home Market*

IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera

LCOE – Levelised Cost of Electricity (custos nivelados de eletricidade)

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

MPGSS – Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema

OBZ – *Offshore Bidding Zone*

OFTO – *Offshore Transmission Owner*

ORT – Operador da rede nacional de transporte

PAER – Plano de Afetação de Energias Renováveis

PDIRT – Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte

PNEC – Plano Nacional de Energia e Clima

PPA – *Power Purchasement Agreement* (contrato bilateral)

PRR – Plano de Recuperação e Resiliência

REN – Redes Energéticas Nacionais

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RMSA – Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento

RND – Rede nacional de distribuição

RNT – Rede nacional de transporte

TCTF – Quadro Temporário de Crise e Transição

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SG1 – subgrupo 1

SG2 – subgrupo 2

TRC – título de reserva de capacidade

TUPEM – títulos de utilização privativa do espaço marítimo

UPAC – unidade de produção para autoconsumo

I. ENQUADRAMENTO

Este relatório visa responder aos objetivos determinados no Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, atribuídos ao subgrupo 2 (SG2) nele previsto:

- c) Propor o modelo para a atribuição de títulos de reserva de capacidade (TRC) de injeção de eletricidade na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) a centros eletroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica, provenientes de procedimentos concorrenciais e dos títulos de utilização privativa do espaço marítimo (TUPEM) associados, com base num benchmarking internacional;
- d) Propor o modelo técnico e de investimento para o desenvolvimento da infraestrutura elétrica *offshore* e *onshore* necessária à entrada em exploração dos centros eletroprodutores referidos na alínea anterior, atendendo à sequenciação temporal das áreas especializadas, nos termos do Plano de Afetação que se encontra em elaboração, bem como ao aumento da procura de eletricidade verde esperado como consequência dos investimentos industriais previstos para o território nacional, nomeadamente para a produção de hidrogénio e derivados.

O SG2 é liderado pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e integra representantes da Direção-Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos (DGRM), Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (REN), Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) e dos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia, do mar e das infraestruturas. O SG2 estabeleceu como metodologia de trabalho a realização de reuniões com periodicidade quinzenal, tendo realizado 18 reuniões no total, das quais 7 foram conjuntas com o subgrupo 1 (SG1). A primeira reunião ocorreu a 10 de outubro de 2022.

Face ao nível de maturidade das tecnologias para o aproveitamento de fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica (doravante designadas por *offshore*), o presente relatório centra-se na tecnologia eólica, quer fixa ao leito marinho (doravante designada eólica *offshore* fixa), quer flutuante. O SG1 procedeu à identificação preliminar das áreas especializadas (vide Anexo II), com o objetivo de permitir atingir o objetivo fixado de 10 GW. Com base nas

áreas preliminares especializadas e nos resultados da audição pública [1], encontra-se em desenvolvimento o Plano de Afetação de Energias Renováveis (PAER) [2] que, após aprovação, estabelecerá as áreas definitivas para o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, a constar do Plano de Situação de Ordenamento do Espaço Marítimo (PSOEM) [3].

O relatório do SG2 estrutura-se em sete capítulos. No primeiro capítulo é introduzido o âmbito do relatório. No segundo capítulo é realizada uma análise internacional do mercado eólico *offshore* no que se refere à sua evolução, ao tipo de modelo de desenvolvimento e à experiência de implementação dos mesmos em países selecionados. No terceiro capítulo apresenta-se o quadro legal e regulatório nacional com relevância para o estabelecimento de modelos de desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal, sendo os mesmos propostos no quarto capítulo. O quinto capítulo é dedicado ao modelo de desenvolvimento da rede elétrica. No sexto capítulo apresentam-se as principais conclusões e recomendações.

II. ANÁLISE INTERNACIONAL

II.1 EVOLUÇÃO DO MERCADO EÓLICO *OFFSHORE*

A China lidera o mercado global de instalação de eólico *offshore* desde 2021, tendo ultrapassado o Reino Unido, que mantinha uma posição de liderança desde 2009.

De acordo com o Global Wind Energy Council (GWEC) [4], em 2022 atingiu-se mundialmente 64,3 GW de capacidade cumulativa de eólico *offshore*, representando a China 49% desta capacidade, seguida do Reino Unido (22%), Alemanha (13%), Países Baixos e Dinamarca (4% cada). Em 2022 foram instalados 8,8 GW, dos quais 58% na China, 13% no Reino Unido, 13% em Taiwan, 5% em França e 4% nos Países Baixos. O mercado eólico *offshore* tem seguido uma curva exponencial de crescimento, representando 11% do total das instalações eólicas realizadas em 2022 e 7% da capacidade eólica cumulativa instalada mundialmente.

O mercado de eólico *offshore* é dominado pela tecnologia fixa que é atualmente considerada madura. De acordo com a WindEurope [5], na Europa o custo instalado de um parque eólico *offshore* fixo desceu 55% na última década, tendo os custos nivelados de eletricidade (doravante designado LCOE, da terminologia anglo-saxónica *Levelised Cost of Electricity*) descido de uma média de 180 €/MWh, em 2014, para 45 €/MWh, em 2019.

O mercado eólico *offshore* flutuante encontra-se ainda na sua fase inicial de desenvolvimento, representando esta tecnologia apenas 188 MW da capacidade total de eólico *offshore* instalada mundialmente [4, 6]. Em 2022 foram instalados 66,4 MW, dos quais 60,2 MW na Noruega e o restante na China. Em conjunto, a Noruega e o Reino Unido lideram o mercado eólico *offshore* flutuante, totalizando uma capacidade instalada de 144 MW, seguido de Portugal com 25 MW instalados.

Atualmente o LCOE da eólica *offshore* flutuante situa-se acima dos 150 €/MWh, o que reflete o nível de maturidade da tecnologia. Não obstante, com o aumento de escala, são esperadas evoluções significativas ao nível do material e de um design mais eficiente de flutuadores e sistemas de amarração, nos processos de produção e montagem e na sua industrialização e normalização, que em conjunto resultarão numa acentuada redução do LCOE da tecnologia flutuante. A WindEurope [5] estima que o LCOE da eólica *offshore* flutuante se situe entre 53 e

76 €/MWh em 2030, para uma capacidade instalada globalmente de pelo menos 7 GW. Refira-se que o GWEC prevê uma capacidade instalada de 16,5 GW em 2030 [4]. Na Figura 1 [5] apresenta-se a curva de aprendizagem estimada pela WindEurope.

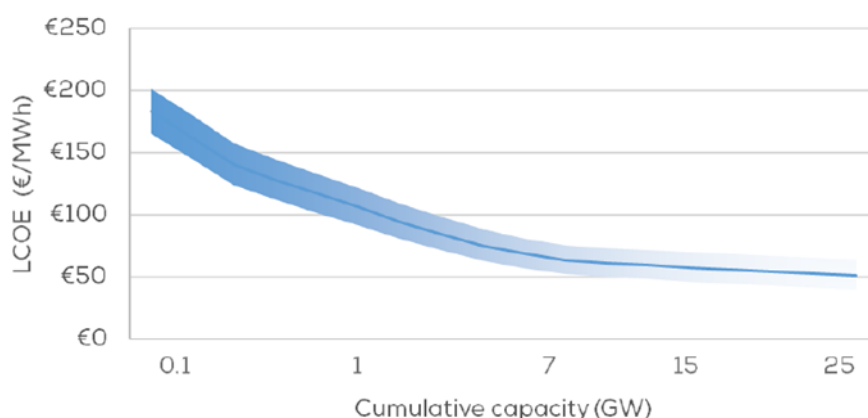


Figura 1 – Curva de Aprendizagem Estimada para a Tecnologia Eólica Offshore Flutuante.

Cerca de 80% do potencial eólico *offshore* encontra-se em águas com profundidades superiores a 60 m, o que põe em evidência a relevância do desenvolvimento da eólica *offshore* flutuante. Em muitos dos mercados emergentes, incluindo Portugal, esta é a opção mais viável face às características da costa e extensão da plataforma continental. Adicionalmente, os mercados de eólica *offshore* maduros estão a considerar crescentemente a tecnologia flutuante, à medida que as áreas disponíveis para o eólico *offshore* fixo se vão esgotando. Diversos países reconhecem que o posicionamento nas primeiras etapas de desenvolvimento deste mercado é fundamental para a endogeneização de valor económico e social associado, bem como para reduzir o risco das cadeias de abastecimento na concretização de objetivos de capacidade instalada. Neste âmbito, assiste-se crescentemente à existência de incentivos públicos ao desenvolvimento industrial e portuário, sendo disto exemplo o Japão e a Coreia [4, 7].

Para o sucesso do desenvolvimento futuro do mercado eólico *offshore* flutuante, a WindEurope [5] recomenda aos governos nacionais:

1. Alocar áreas para o desenvolvimento de projetos flutuantes *offshore* através de instrumentos de ordenamento do espaço marítimo.
2. Assegurar que todos os atores relevantes são consultados e envolvidos desde os estágios iniciais do processo de planeamento.
3. Facilitar a coexistência com outras atividades económicas.
4. Estabelecer um balcão único para o licenciamento e reduzir barreiras à entrada através do desenvolvimento de estudos de avaliação de recurso e de pré-viabilidade e da reserva de capacidade de rede.
5. Estabelecer leilões específicos para projetos de eólico *offshore* flutuante.
6. Estabelecer de forma clara o calendário de leilão, a sua frequência, os volumes a atribuir e os critérios de seleção.
7. Atribuir esquemas de remuneração que promovam a estabilidade de preço e de fluxos financeiros para o investimento por forma a assegurar a bancabilidade dos projetos, estimular a concorrência, diminuindo o LCOE.
8. Definir claramente os papéis e responsabilidades no planeamento e desenvolvimento da infraestrutura elétrica, incluindo aspetos de propriedade.
9. Facilitar a industrialização das cadeias de abastecimento e dos portos.

No que respeita à atribuição de esquemas de remuneração que promovam a estabilidade de preço, é de referir que o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* fixo até ao atual estágio de maturidade foi suportado por diversos mecanismos de incentivo, incluindo tarifas bonificadas (*Feed in Tariffs*, FIT), prémios fixos por diferenças (*Contracts for Difference*, CfD), unilaterais e bilaterais, e contratos bilaterais (*Power Purchase Agreement*, PPA). Face ao estágio de maturidade da tecnologia eólica flutuante, é fundamental suportar o desenvolvimento de mercado com incentivos à produção de eletricidade, notavelmente através de CfD com uma tarifa de referência adequada ao LCOE, atual ou esperado, e.g. no momento da decisão final de investimento, garantindo a viabilidade e implementação dos projetos.

II.2 MODELOS DE DESENVOLVIMENTO DOS MERCADOS EÓLICOS *OFFSHORE*

Internacionalmente distinguem-se dois modelos de governação no que se refere à intervenção do Estado no desenvolvimento do mercado eólico *offshore*: descentralizado e centralizado. Em

ambos os modelos, o Estado pode ter previamente aprovado um instrumento de planeamento do espaço marítimo, onde estão identificadas as áreas disponíveis para desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*; ou, alternativamente, ter apenas identificadas áreas que não estão formalizadas num instrumento de planeamento e, assim, sujeitas a um menor nível de escrutínio.

Nos primeiros anos de desenvolvimento do mercado eólico *offshore* na Europa, o modelo descentralizado, também comumente designado de “Porta Aberta”, consubstanciava uma abordagem de iniciativa privada na qual o promotor propunha o desenvolvimento de um projeto eólico *offshore*, em que a localização, capacidade e modelo de negócio eram por si escolhidos, sem intervenção do Estado. Este modelo introduziu uma grande incerteza na escolha dos locais e nos procedimentos de licenciamento, tendo resultado numa estagnação deste mercado [7].

Atualmente, é considerado modelo descentralizado aquele em que o Estado define áreas preliminares para o desenvolvimento de projetos *offshore* que são levadas a procedimento concorrencial. Os promotores selecionam livremente os lotes que pretendem desenvolver dentro das áreas disponibilizadas, sujeitos a critérios, e.g., de área mínima e máxima a ocupar, bem como de densidade de potência. O processo de seleção obedece a critérios preço ou a uma combinação com critérios não preço, sendo que o critério preço refere-se à renda que o promotor está disponível para pagar pela área ocupada. O processo de seleção pode incorporar critérios de elegibilidade, ou, alternativamente, o procedimento pode ser precedido de uma fase de pré-qualificação. Aos promotores selecionados é atribuído o direito de utilização privativa do espaço marítimo, normalmente dividido em duas fases: numa primeira fase o direito é provisório (contrato de opção de arrendamento), na qual o promotor desenvolve os estudos de campo necessários à construção do centro eletroprodutor (incluindo estudo de impacto ambiental) e assegura acordo para ligação à rede elétrica; numa segunda fase, o direito é definitivo (contrato de arrendamento), podendo vir a ser elegível para a atribuição de um mecanismo de remuneração da eletricidade gerada. De notar que a atribuição do mecanismo de remuneração de eletricidade é competitiva, o que implica que o promotor assume o risco de desenvolvimento das áreas atribuídas sem garantia de atribuição de incentivo à produção de eletricidade. No modelo descentralizado, o promotor é usualmente responsável pela construção da infraestrutura elétrica, podendo ou não existir planeamento centralizado da mesma.

No modelo centralizado, o Estado define lotes específicos, de entre as áreas destinadas a projetos eólicos *offshore*, que são levados a procedimento concorrencial, havendo apenas um vencedor por cada lote. O procedimento concorrencial destina-se a assegurar o direito de ocupação do espaço marítimo, podendo o promotor beneficiar de um instrumento de remuneração da eletricidade produzida, que é alvo de licitação. Ao procedimento concorrencial podem estar associados critérios preço e não preço, sendo que o critério preço se refere à valorização da eletricidade gerada que o promotor está disponível para oferecer. Também no modelo centralizado, a elegibilidade do promotor pode ser determinada conjuntamente com outros critérios ou ser avaliada em sede de pré-qualificação. O modelo centralizado pressupõe o desenvolvimento, pelo Estado, de estudos prévios de caracterização das áreas, incluindo, numa maior ou menor extensão, estudos geofísicos, geotécnicos, de recurso eólico, ondulação, correntes e ambientais, que reduzem o custo de desenvolvimento pelos promotores, bem como o risco no momento de licitação. Ao modelo centralizado está também normalmente associado o planeamento e construção da infraestrutura elétrica pela concessionária afeta ao espaço marítimo. No modelo centralizado os títulos de utilização privativa do espaço marítimo e de reserva de capacidade na rede elétrica, bem como eventuais modelos de remuneração aplicáveis, são atribuídos conjuntamente.

O modelo descentralizado tem vindo a ser abandonado pelos países Europeus, no reconhecimento da necessidade de deter maior controlo do cumprimento de objetivos e metas nacionais de instalação de capacidade eólica *offshore* – a centralização da seleção e caracterização de áreas, bem como a coordenação entre os processos de licenciamento e de desenvolvimento de infraestruturas, permite acelerar o processo de entrada em exploração da nova capacidade. Na Figura 2 apresentam-se as atuais opções dos países europeus quanto ao tipo de modelo de desenvolvimento do mercado eólico *offshore*, de acordo com a WindEurope.

O nível de centralização do desenvolvimento do mercado eólico *offshore* está em evolução em diversos países, havendo tendência à existência de modelos mistos. Um exemplo disto é a evolução do posicionamento do Reino Unido no que se refere à infraestrutura elétrica, atualmente da responsabilidade dos promotores, e cujo planeamento centralizado está a ser considerado conjuntamente pelo governo e regulador.

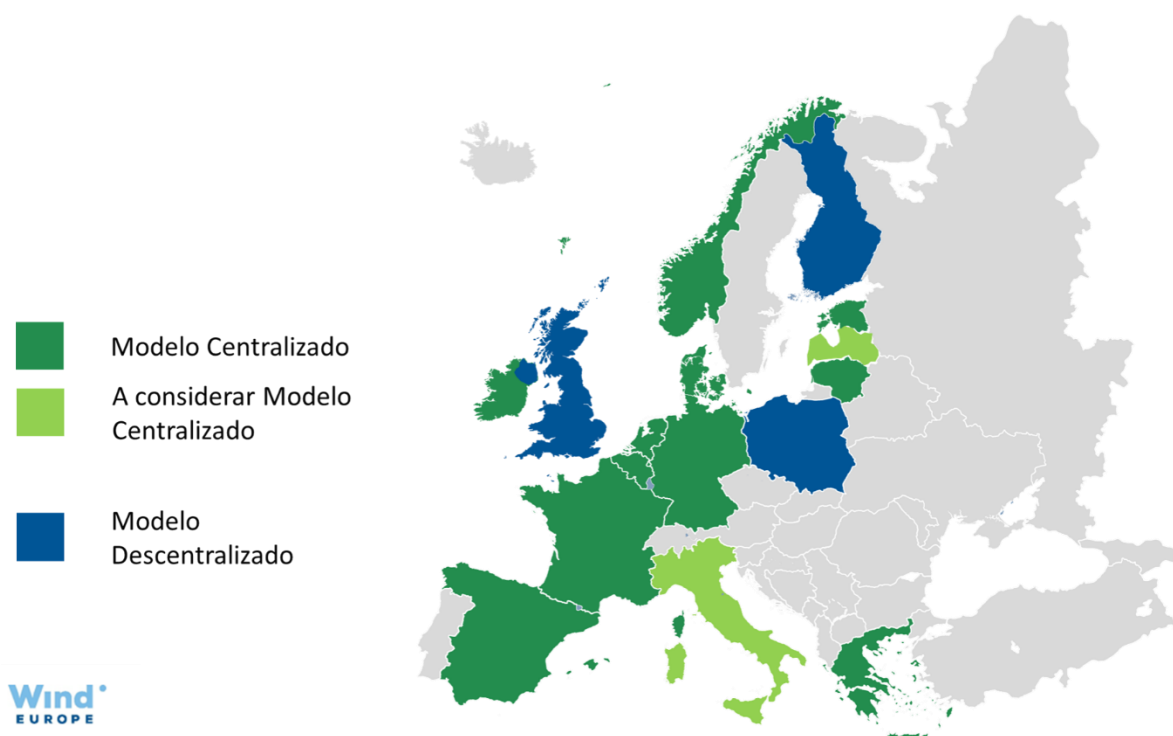


Figura 2 – Modelos de Desenvolvimento de Mercado Eólico Offshore na Europa

II.3 EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

Os modelos em implementação na Bélgica e França (centralizado) e na Escócia e Austrália (descentralizados) são descritos abaixo.

II.3.1 Modelos Centralizados

II.3.1.1 França

A França concluiu um procedimento concorrencial de 1 GW para eólico *offshore* fixo, encontrando-se em tramitação um procedimento para a instalação de uma capacidade indicativa de 250 MW de eólico *offshore* flutuante. O governo francês estabeleceu como objetivos:

- Contribuir para a meta de 40% de penetração de energias renováveis no *mix* elétrico;
- Contribuir para a diversificação de fontes de energia;

- Favorecer a participação de micro, pequenas e médias empresas em todas as etapas de desenvolvimento e operação do projeto;
- Promover a aceitação do projeto através do seu financiamento participativo;
- Reforçar a excelência ambiental do projeto incitando os promotores a dedicar investimento para o desenvolvimento de medidas de mitigação, redução ou compensação de impactes e para a realização de estudos que permitam desenvolver conhecimento sobre os impactos sobre a biodiversidade;
- Minimizar o impacto visual e ambiental do projeto através da minimização do número de torres eólicas e da área ocupada pelo centro eletroprodutor.

O procedimento para o lote de eólico *offshore* flutuante processa-se em três fases:

- Fase 1: Fase de seleção de candidaturas, que tem como objetivo selecionar os candidatos com base nas suas capacidades técnicas e financeiras (equivalente a fase de pré-qualificação). A apresentação de candidaturas decorreu entre 30 de abril de 2021 e 1 de julho de 2021, tendo a avaliação decorrido até ao final de julho. Foram selecionadas 10 candidaturas;
- Fase 2: Fase de diálogo concorrencial, que tem como objetivo estabelecer o diálogo com os concorrentes qualificados de acordo com um regulamento de consulta a fornecer após qualificação. Esta fase iniciou-se em setembro de 2021 e terminou em dezembro de 2022.
- Fase 3: Fase de seleção, que tem como objetivo a avaliação de propostas submetidas com base num caderno de encargos fornecido após a conclusão da fase 2. Espera-se que o caderno de encargos seja disponibilizado no início de junho de 2023. As propostas deverão ser submetidas até 2 de outubro de 2023.

De acordo com a notificação à Comissão Europeia relativa a auxílios de Estado [8], a avaliação de propostas é realizada com base em critérios preço, com uma ponderação de 70%, e critérios não preço, com uma ponderação de 30%.

O modelo de remuneração da eletricidade considerado é um CfD bilateral atribuído durante 20 anos. A tarifa de referência será estabelecida no caderno de encargos, devendo situar-se entre 120 e 190 €/MWh (intervalo considerado em [8]). Os critérios não preço dividem-se em três categorias: valor económico e financeiro da oferta, desenvolvimento territorial e social e desempenho ambiental.

O desenvolvimento e investimento na infraestrutura elétrica *onshore* e *offshore* é da responsabilidade do Operador da Rede de Transporte (ORT), estando o promotor obrigado a cumprir condições de ligação estabelecidas no caderno de encargos. O governo Francês realizou estudos detalhados de caracterização dos lotes que foi disponibilizada aos promotores previamente à fase de seleção de ofertas. Sem prejuízo, os promotores serão responsáveis pela realização e aprovação do estudo de impacte ambiental.

O Estado francês isenta o promotor do pagamento das taxas aplicáveis à utilização privada do espaço marítimo durante o prazo de aplicação do mecanismo de remuneração.

II.3.1.2 *Bélgica*

A Bélgica anunciou o lançamento de dois procedimentos concorrenciais na zona designada de *Princess Elizabeth*, totalizando 3,5 GW, para eólico *offshore* fixo, divididos em três lotes, um de 700 MW e dois até 1400 MW. O governo Belga estabeleceu como objetivos:

- Maximizar a quantidade de eletricidade renovável injetada na rede elétrica;
- Minimizar o risco para os promotores de forma a minimizar o custo de produção de eletricidade;
- Minimizar o preço da eletricidade para todos os consumidores, com a possibilidade de estabelecimento de contratos bilaterais a preço fixo com a indústria e cidadãos;
- Permitir a participação dos cidadãos através de comunidades de energia renovável;
- Evitar lucros aleatórios (*windfall profits*).

A abertura do procedimento para o primeiro lote está prevista para o 4º trimestre de 2024, esperando-se o encerramento no 1º trimestre de 2026 – os promotores têm um prazo de 9 meses para preparar e submeter as suas propostas, sendo o período de avaliação de 3 a 6 meses. O procedimento concorrenciais para os restantes lotes decorrerá entre o primeiro trimestre de 2026 e o segundo trimestre de 2027. O procedimento desenrola-se apenas numa fase, estando, no entanto, os promotores sujeitos a critérios de admissibilidade baseados na capacidade técnica e financeira. Parte da capacidade financeira é demonstrada pela prestação de caução no momento do registo, não estando estabelecida nenhuma taxa de entrada.

A avaliação de propostas é realizada com base em dois critérios: preço, com uma ponderação de 90%, e inovação no modelo de negócio, com uma ponderação de 10%.

O modelo de remuneração da eletricidade considerado é um CfD bilateral atribuído durante 20 anos, com indexação parcial à inflação, estando a tarifa de referência ainda em estudo. Está prevista a possibilidade de, após 3 anos de entrada em exploração, o promotor alocar até 50% do volume de eletricidade produzida a um PPA a preço fixo, a celebrar com um consumidor final. O preço afeto ao PPA não poderá exceder 3 €/MWh do preço oferecido na licitação do CfD.

O critério inovação no modelo de negócio destina-se à promoção de participação de cidadãos no projeto, sendo estabelecida uma participação mínima de 1% no investimento (CAPEX). Consideram-se três opções de participação dos cidadãos, adicionais à participação mínima obrigatória: participação de 3% no CAPEX; acesso por comunidades de energia renovável a 2% do CAPEX; plano de ação para a comunicação, sensibilização e envolvimento ativo dos cidadãos.

O desenvolvimento da infraestrutura elétrica *onshore* e *offshore* será da responsabilidade do ORT, estando em desenvolvimento os requisitos técnicos que deverão ser cumpridos pelos promotores. O governo Belga está a realizar estudos detalhados de caracterização dos lotes, informação que será disponibilizada aos promotores previamente à abertura do procedimento. Os promotores têm um prazo de dois anos para a entrada em exploração dos parques eólicos, contados a partir do momento de adjudicação.

II.3.2 Modelos Descentralizados

II.3.2.1 Escócia

O procedimento concorrencial designado por ScotWind foi lançado em junho de 2019 e destinou-se à celebração de contratos de opção de arrendamento do espaço marítimo para o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, sendo agnóstico à tecnologia (i.e. foram admitidos projetos fixos e flutuantes). Os contratos de opção de arrendamento são atribuídos por um período máximo de 10 anos, período durante o qual o promotor desenvolve estudos de campo físicos e ambientais, acorda com o ORT a ligação à rede elétrica e desenvolve outros procedimentos de licenciamento. Após aprovação, o contrato de arrendamento passa a ser definitivo com uma duração de 60 anos.

No procedimento foram colocadas a leilão 14 áreas constantes do instrumento de ordenamento do espaço marítimo, totalizando 8.600 km², nas quais os promotores apresentaram propostas de lotes sujeitas às seguintes restrições:

- Potência mínima de 100 MW;
- Área mínima de 20 km²;
- Área máxima de 860 km²;
- Distância mínima de 5 km a outro projeto eólico *offshore* já em fase de desenvolvimento.

O procedimento desenrolou-se em três fases – expressão de interesse, submissão de propostas e avaliação – no final do qual foi proposta a celebração de contratos de opção de arrendamento. As propostas são sujeitas a avaliação considerando critérios preço e não preço. No critério preço, as ofertas são limitadas a um mínimo de 10.000 €/km² e um máximo de 100.000 €/km². Os critérios não preço são estruturados em 7 categorias: informação básica, conceito e densidade do projeto, planeamento do projeto e sua relação com os marcos necessários à construção, capacidade técnica e experiência, orçamento para a fase de desenvolvimento, recursos financeiros do promotor e compromisso e nível de preparação do promotor. A avaliação é realizada em duas etapas, a primeira com três níveis de classificação. Caso exista empate entre propostas no final da primeira etapa, a avaliação segue para a segunda etapa onde é aplicado um modelo de avaliação detalhado. Na primeira etapa são excluídas propostas que não atinjam o segundo nível de classificação.

Os resultados do procedimento foram publicitados em janeiro de 2022, tendo sido selecionados 17 projetos (de um total de 79 candidaturas), totalizando cerca de 25 GW e ocupando uma área de cerca de 7.000.000 km². Dos 17 projetos selecionados, 11 são eólicos flutuantes com uma capacidade total de 15 GW.

O procedimento resultou no pagamento de cerca de 700 M€ pelos promotores relativos à taxa associada ao contrato de opção de arrendamento. Adicionalmente, a participação no procedimento esteve sujeita ao pagamento de uma taxa não reembolsável de 20.000 € por proposta submetida.

Ao procedimento não está associada atribuição de um CfD, cuja gestão é realizada centralmente pelo Reino Unido e é aplicável à Grã-Bretanha. Atualmente está em curso a quinta ronda de alocação de CfDs bilaterais para projetos a serem ligados à rede entre 2026 e 2028. Os projetos eólicos *offshore* fixos concorrem com projetos renováveis de tecnologia madura; os projetos eólicos *offshore* flutuantes concorrem com projetos renováveis de tecnologia emergente. Para esta ronda a tarifa de referência situa-se em 44 £/MWh e 116 £/MWh (preços de 2012), respetivamente para projetos fixos e flutuantes. De notar que a atual ronda não é aplicável aos projetos ainda em desenvolvimento no âmbito do procedimento ScotWind.

II.3.2.2 Austrália

A Austrália lançou um procedimento concorrencial que ocorreu entre janeiro e abril de 2023 para a atribuição de licenças para a realização de estudos de viabilidade de projetos eólicos *offshore* em três áreas incluídas no instrumento de ordenamento do espaço marítimo. Os promotores propuseram lotes dentro das referidas áreas.

O procedimento de atribuição da licença de estudos decorreu numa única fase, tendo as propostas sido sujeitas a avaliação através de critérios não preço sistematizados em cinco categorias: capacidade técnica, capacidade financeira, viabilidade do projeto, adequabilidade do promotor e interesse nacional.

A licença de estudos é atribuída por um período não superior a 7 anos. Durante esse período o promotor deve desenvolver os estudos necessários para concorrer a uma licença comercial, tendo, para esse efeito, de ser aprovados o plano de gestão e o projeto técnico. Para assegurar a ligação à rede elétrica pública, o promotor tem de se candidatar a uma licença junto do operador de rede. A licença comercial tem a duração de 40 anos. Não é conhecido nenhum mecanismo de apoio à produção de eletricidade renovável associado.

A submissão de propostas ao procedimento concorrencial foi sujeita ao pagamento de uma taxa de 300.000 AUD. À licença de estudos está associado o pagamento de três taxas distintas: taxa anual de licença, de 120.000 AUD, acrescida de 10.000 AUD por cada 10 km², para áreas superiores a 100 km²; taxa anual de cumprimento, de 100.000 AUD, acrescida de 5.000 AUD por cada 10 km², para áreas superiores a 100 km²; taxa anual da Commonwealth, de 513.342 AUD.

III. CONTEXTO LEGAL E REGULATÓRIO EM PORTUGAL

No âmbito da política do mar, a Lei n.º 17/2014, de 10 de abril [9], estabelece as Bases de Ordenamento e Gestão do Espaço Marítimo Nacional, que são desenvolvidas no Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março [10].

No âmbito da política energética, o Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro [11], estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), dispondo, entre outros, sobre os procedimentos de licenciamento de centros eletroprodutores e sobre as bases de concessão da Rede Elétrica Nacional de Transporte. Este diploma procede à transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

No que segue é discutido o enquadramento legal e regulatório relevante para o estabelecimento dos modelos de desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal.

III.1 UTILIZAÇÃO PRIVATIVA DO ESPAÇO MARÍTIMO

Nos termos da Lei de Bases de Ordenamento e Gestão do Espaço Marítimo Nacional, podem ocorrer tanto a utilização comum como a utilização privativa. A utilização privativa é admissível para um aproveitamento do meio ou dos recursos marinhos ou serviços dos ecossistemas superior ao obtido por utilização comum e que resulte em vantagem para o interesse público. Neste tipo de utilização, está implícita a reserva de uma área ou volume do Espaço Marítimo Nacional (EMN), concedida pela atribuição de TUPEM pela DGRM, o que pode ocorrer em áreas que se encontrem especializadas para o efeito no PSOEM.

O procedimento de pedido de TUPEM pode ser iniciado a pedido do interessado, decorrendo nos termos constantes na secção V do Decreto-Lei n.º 38/2015 (artigos 58.º a 63.º), ou por iniciativa dos membros do Governo, artigo 64.º, situação em que há lugar à realização de um concurso público, enunciando o uso ou atividade em causa, os critérios de escolha dos candidatos, a forma e o prazo para a apresentação das propostas e a composição do júri, ao qual

é aplicável, subsidiariamente e com as necessárias adaptações, o Código de Contratação Pública (CCP).

Estes títulos, que podem configurar uma autorização, uma licença ou uma concessão, estabelecem as condições de utilização da área ou do volume reservado, incluindo, entre outros, as restrições de utilização desse espaço pelos usos comuns.

O TUPEM obriga o seu titular a uma utilização efetiva do EMN e a assegurar, a todo o tempo, a adoção das medidas necessárias para a obtenção e manutenção do bom estado ambiental do meio marinho e do bom estado das águas costeiras e de transição. O atual enquadramento legal obriga o titular a iniciar a utilização do EMN num prazo de 18 meses a contar da data da sua emissão sob pena da extinção do direito de utilização privativa.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2015, em particular do Artigo 53º, a utilização privativa do EMN para a instalação de projetos comerciais para o aproveitamento de energia renovável de origem ou localização oceânica, pelas suas características, é objeto de um contrato de concessão entre o proponente e o Estado português, o qual poderá ter uma duração máxima de 50 anos. Previamente, caso seja necessária reserva de espaço para a realização de estudos indispensáveis à caracterização da área tendo em vista o uso previsto, pode o promotor solicitar a emissão de um TUPEM sob a forma de autorização, de acordo com o Artigo 57º (Utilizações sujeitas a autorização).

No PSOEM não estão previstas áreas potenciais para a instalação de projetos comerciais para o aproveitamento de energia renovável. Assim, no PAER, cuja elaboração se encontra a decorrer, serão afetadas áreas e volumes do EMN, exclusivamente na subdivisão do continente, para a exploração comercial de energias renováveis de origem ou localização oceânica até 2050. Com a aprovação do PAER, o PSOEM é automaticamente alterado.

III.2 LICENCIAMENTO ELÉTRICO

O Artigo 11º do Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que está sujeito a licença de produção e exploração a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP ou para autoconsumo, com potência instalada superior a 1 MW. O Artigo 18º estabelece que o início do procedimento para obtenção de licença de produção de eletricidade depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, conferindo ao seu titular o direito à utilização do ponto de injeção na RESP com a capacidade que lhe for atribuída, de forma firme ou com restrições, enquanto vigorar a licença de exploração que lhe corresponde. O TRC pode ser emitido nas modalidades de acesso geral, acordo entre o interessado e o operador de rede e procedimento concorrencial. Na modalidade de acesso geral, o pedido de reserva de capacidade de injeção na rede é solicitado pelo interessado à DGEG sempre que essa capacidade tenha sido publicitada como disponível no seu sítio internet. Não se antecipa que esta modalidade seja aplicável no âmbito do desenvolvimento do mercado eólico *offshore*. No que se segue detalham-se as restantes modalidades.

III.2.1 Acordo entre o interessado e o operador de rede

Nos casos em que não exista capacidade de receção na RESP, pode ser celebrado acordo entre o interessado e o operador da rede nacional de transporte (RNT) ou de distribuição (RND), consoante aplicável, assumindo o requerente os encargos financeiros decorrentes da construção, antecipação ou reforço da rede necessária para a receção da energia produzida pelo centro eletroprodutor ou pela unidade de produção para autoconsumo (UPAC).

A atribuição de reserva de capacidade por via do acordo envolve um acervo importante de obrigações não apenas para o promotor, mas também para o operador da RESP, que terá de compatibilizar as pretensões de construção ou reforço da infraestrutura sem comprometer os níveis adequados de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento.

Para efeito da celebração de acordos para construção ou reforço da RESP, o membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta as metas de energia renovável a atingir pelo País definidas nos planos estratégicos, pode definir, mediante despacho, a capacidade máxima de injeção na RESP a atribuir nesta modalidade até ao dia 15 de janeiro de cada ano, podendo a

mesma ser diferenciada por tecnologia de produção, por operador da RESP ou por produção com injeção total na RESP e produção para autoconsumo.

O Artigo 20º do Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece as etapas e os prazos associados à celebração do acordo, desde o momento de submissão do pedido, à celebração do acordo, passando pela apresentação de orçamento pelo operador de rede ao interessado. As etapas e os prazos estabelecidos pressupõem a existência de múltiplos interessados em celebrar acordo com o operador de rede. Neste caso, a apreciação liminar e hierarquização dos pedidos obedece a critérios técnicos de segurança e fiabilidade do SEN, de sustentabilidade de carácter territorial e ambiental e às metas a que Portugal esteja obrigado em função da tecnologia aplicável. A minuta de acordo é aprovada pela DGEG.

O promotor presta caução no momento da submissão do pedido de acordo, num máximo de 10 M€, sendo a mesma libertada com a assinatura do acordo, altura em que o promotor procede ao pagamento de 5% do valor orçamentado e à prestação de garantia da quantia remanescente. Deverá ser equacionada a alteração do Decreto-Lei n.º 15/2022 por forma a poder prever um calendário para a celebração de acordo entre o ORT e o interessado distinto do previsto no Artigo 20º.

III.2.2 Procedimento concorrencial

O membro do Governo responsável pela área da energia pode determinar a realização de procedimento concorrencial para atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP, aberto a todos os interessados que preencham os requisitos previamente definidos nas peças do procedimento segundo critérios transparentes, claros e não discriminatórios. Os encargos financeiros decorrentes da criação da capacidade de receção são assumidos pelo operador de rede à qual o centro eletroprodutor se irá ligar.

A obtenção de TRC através de Procedimento Concorrencial configura um mecanismo transparente, competitivo e eficiente, permitindo:

- Selecionar a localização e os pontos injetores para a instalação de nova capacidade;
- Abranger uma ou mais tecnologias de produção e incluir ou não instalações de armazenamento;
- Planificar e otimizar o custo com infraestruturas de rede;

- Definir melhores condições para o Sistema Elétrico e obter menores custos para os consumidores;
- Flexibilizar a escolha do regime de remuneração;
- Estabelecer cauções e prazos específicos para a atribuição de licença de produção e exploração, distintos dos estabelecidos ordinariamente.

O Artigo 23º do Decreto-Lei 15/2022, determina que, no caso de procedimento concorrencial para atribuição do TRC, referente a tecnologia de produção de fonte ou localização oceânica que careça de TUPEM, o mesmo substitui os procedimentos estabelecidos para a formação dos respetivos contratos de concessão. A DGRM, como entidade competente para atribuição do TUPEM, conjuntamente com a DGEG, são as entidades adjudicantes nos termos estabelecidos nas peças do procedimento, as quais são aprovadas pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia e do mar. É deste modo estabelecido o **princípio da unificação de procedimentos, implicando a atribuição conjunta do TRC e do TUPEM**. A unificação de procedimentos promove a coordenação e acompanhamento pelas entidades públicas intervenientes, com ganhos de eficiência ao longo do processo, no sentido do desígnio público da implementação do projeto.

III.3 REDE DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

As Bases da concessão da RNT, constantes do Anexo II do Decreto-Lei n.º 15/2022, estabelecem como objeto da concessão o estabelecimento e a exploração da RNT em regime de serviço público e em exclusivo. A área da concessão abrange todo o território do continente e inclui o solo e o espaço marítimo nacional adjacente até ao limite da Zona Contígua, tal como definida na Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, com exclusão da concessão relativa à zona piloto da energia das ondas.

O Artigo 53.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que os encargos com os investimentos para a criação de capacidade de receção na RESP e para a ligação de centros eletroprodutores, UPAC ou instalações de armazenamento são suportados pelas concessionárias, deduzidos de eventuais participações de fundos públicos e de outras participações nos reforços das redes definidos regulamentarmente pela ERSE, sendo considerados para os efeitos da fixação de tarifas de uso da rede. Estabelece ainda que, no caso de produção de eletricidade a partir de fontes de

energia renováveis de origem ou localização oceânica, o estabelecimento da ligação desde o centro eletroprodutor ou UPAC até ao ponto de interligação incumbe ao operador da RNT, correndo os respetivos custos pelo titular da licença de produção.

Neste contexto, é inequivocamente atribuída a responsabilidade, ao ORT, de planear, construir e operar a rede elétrica *offshore*. Cabe igualmente ao ORT assumir o investimento associado, com a exceção dos casos em que o TRC é atribuído por acordo, nos quais o investimento é assumido pelo promotor.

O modelo designado por “*Offshore Transmission Owner*” (OFTO), através da qual o promotor desenvolve e constrói o seu próprio ativo de transmissão, que é depois vendido a uma entidade terceira responsável pela sua operação e manutenção, não se afigura aplicável em Portugal.

Esta abordagem tem contribuído para reduções significativas de custos na energia eólica *offshore*, sendo tida como preferencial pelos promotores; no entanto, também conduziu à construção descoordenada de numerosas ligações radiais individuais à costa.

III.4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DA ELETRICIDADE EÓLICA OFFSHORE

O Artigo 17º do Decreto-Lei nº 15/2022 estabelece que a atividade de produção de eletricidade para injeção total na RESP é remunerada a preço livremente determinado em mercado organizado ou através de contratos bilaterais. Sem prejuízo, o mesmo artigo prevê que os procedimentos concorrenciais para atribuição de TRC podem estabelecer regimes de apoio à produção a partir de fontes de energia renováveis, designadamente através da atribuição de prémios, fixos ou variáveis, com ou sem limiares mínimos ou máximos. Estes regimes destinam-se à recuperação do custo de oportunidade do investimento, consubstanciando assim um mecanismo de estabilização da receita, que reduz o risco do investidor e viabiliza o acesso a financiamento em condições que se traduzem num menor LCOE.

A atribuição de um incentivo público à produção de eletricidade renovável é compatível com as regras de auxílio de Estado, de acordo com as orientações referentes à transição climática, à proteção do ambiente e à energia (“CEEAG”), seção 4.1 da Comunicação da Comissão 2022/C 80/01 [12], de 18 de fevereiro. Neste âmbito, o incentivo tem de ser atribuído através de um procedimento concorrencial, sendo necessário demonstrar a necessidade de atribuir o incentivo com base numa análise do diferencial de financiamento (“*funding gap*”). O procedimento de

licitação pode incluir critérios preço e não-preço, não podendo os últimos ultrapassar 30% de ponderação.

Caso o incentivo seja atribuído até 31 de dezembro de 2025, é aplicável o Quadro Temporário de Crise e Transição (TCTF) relativo a medidas de auxílio estatal em apoio da economia na sequência da agressão da Ucrânia pela Rússia [13], ao abrigo da alínea d) do número 78. Neste quadro, é derogada a obrigação de demonstrar o diferencial de financiamento; no caso de o incentivo consubstanciar um CfD, este tem necessariamente de ser bilateral e ter uma duração máxima de 20 anos a contar da data de entrada em exploração do centro eletroprodutor.

Na ausência de regimes de apoio à produção de eletricidade, antecipam-se dois modelos de remuneração da eletricidade produzida: contratos bilaterais e produção para autoconsumo.

O estabelecimento de PPA entre um promotor e um consumidor tem como objetivo, à semelhança do mecanismo de incentivo, reduzir o risco de investimento no ativo renovável e o acesso a financiamento. Do lado do consumidor, o PPA proporciona um mecanismo de cobertura de risco face a preços futuros, alinhado com eventuais objetivos de sustentabilidade ambiental ou de cumprimento de disposições regulamentares, e.g. aplicáveis à produção de hidrogénio verde. O preço de venda de eletricidade renovável está, no entanto, indexado a preços de mercado, devendo ser, no caso do produtor, comparado com a expectativa de preço capturado no horizonte de aplicação do contrato. O estabelecimento de PPAs é adequado ao desenvolvimento de ativos baseados em tecnologias maduras, não existindo histórico da sua aplicação a tecnologias emergentes.

Para além da atividade de produção de eletricidade para injeção total na RESP, o Decreto-Lei n.º 15/2022 dispõe igualmente sobre produção de eletricidade para autoconsumo, com a possibilidade de venda de eventuais excedentes em mercado organizado ou através de contratos bilaterais. Este diploma prevê a possibilidade do autoconsumo se realizar à distância, caso em que a UPAC não se encontra fisicamente ligada ao ponto de consumo, veiculando a eletricidade através da RESP. Adicionalmente, está igualmente prevista a possibilidade de estabelecimento de uma linha direta que liga um local de produção isolado a um cliente isolado, isto é, permite o estabelecimento de uma linha de serviço particular entre a produção e o consumo na ausência de acesso à RESP.

No âmbito do desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, antecipam-se dois cenários possíveis de autoconsumo, ambos associados à produção de hidrogénio verde e derivados, face à regulamentação europeia que deverá vir a impor correlação temporal e adicionalidade. No primeiro caso, o produtor veicula a eletricidade produzida, com ou sem utilização da RESP, para um ponto de consumo em terra; no segundo, o produtor consome a eletricidade produzida no local de produção, isto é, em mar, podendo o produto ser valorizado no mercado nacional ou europeu.

Quer no modelo de PPA quer no modelo de autoconsumo, é expetável que o modelo de negócio do promotor tenha em consideração a possibilidade de acesso a incentivos à produção de hidrogénio verde, nomeadamente através do mecanismo centralizado de compra atualmente em desenvolvimento pela Comissão Europeia.

III.4.1 Considerações sobre a Modelação de um Mecanismo de Remuneração baseado em CfD

O desenho do CfD, em particular da tarifa de referência a estabelecer num procedimento de licitação, depende da expectativa de LCOE e da expectativa de preços capturados no horizonte de aplicação do mecanismo.

O LCOE pode ser entendido como o preço médio que o projeto necessita de capturar ao longo do seu ciclo de vida para atingir o ponto de equilíbrio entre custo e receita total. Pese embora careçam de atualização, de acordo com as simulações realizadas pelo LNEG no âmbito do projeto *Offshore Plan* [14], considerando o grau de maturidade atual, o LCOE do eólico *offshore* flutuante nas áreas especializadas preliminares situa-se entre 140 €/MWh, em Viana do Castelo, e 200 €/MWh em Sines. Sem prejuízo, e de acordo com o discutido na seção II.1, espera-se uma redução deste valor até 2030 com o aumento da maturidade da tecnologia, sendo necessário desenvolver cenários que tenham em consideração o desenvolvimento industrial que se antecipa, e.g., no ano de atribuição do CfD ou no ano expetável para a decisão final de investimento (FID).

A cenarização de preços capturados depende dos cenários de aumento de capacidade instalada renovável, quer em termos de volume quer em termos de taxa de crescimento; da estrutura de produção de eletricidade e do custo marginal das tecnologias que determinam o preço de fecho

do mercado; e do aumento e distribuição de consumo elétrico por período horário. De acordo com a SYNERTICS [15], tendo apenas como referência os preços horários do mercado diário em Portugal no ano de 2022, os preços capturados para o eólico *offshore* flutuante nas áreas especializadas preliminares situa-se em torno de 160 €/MWh. A ICIS [16], por seu turno, estima que o preço médio de fecho de mercado diário em Espanha em 2030 se situe entre 40 e 50 €/MWh, e que os preços se situem abaixo de 40 €/MWh em 43% do total de horas. Considera-se neste âmbito fundamental que sejam desenvolvidos cenários específicos de evolução, até 2030, do preço médio de fecho de mercado diário e de preços capturados para o caso português, que tenham em conta os cenários definidos no Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA) [17], os objetivos estabelecidos no Plano Nacional de Energia e Clima 2030 (PNEC) [18], atualmente em revisão, e a expectativa de evolução dos preços do gás natural e das licenças de emissões de CO₂.

Em conclusão, considera-se que a especificação detalhada de um possível mecanismo de remuneração baseado num CfD bilateral cai fora do âmbito do presente relatório, devendo ser alvo de trabalho futuro. A análise deverá ainda considerar a relevância de utilização de preços de referência mínimo e máximo, explorando a possibilidade de apropriação de parte do valor de venda quando os preços de mercado se encontram em alta; bem como a relevância de indexação do(s) preço(s) de referência à inflação (e.g. ao índice de preços ao consumidor sem habitação).

III.5 INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO ELÉTRICA RENOVÁVEL *OFFSHORE* EM MERCADOS ORGANIZADOS

Para a integração de produção de energia de fontes renováveis *offshore* nos mercados, a nível europeu prevêem-se atualmente duas alternativas: o modelo *Home Market* (HM) e o modelo *Offshore Bidding Zone* (OBZ).

No modelo HM prevê-se que as instalações de produção *offshore* sejam equiparadas à produção *onshore*, sendo integradas nas zonas de ofertas do mercado elétrico europeu (*bidding zones*) *onshore* já existentes (tipicamente, coincidindo com as fronteiras dos diversos Estados Membros) e recebendo, como tal, o mesmo tratamento que as instalações de produção *onshore* existentes nas redes onde as mesmas se pretendem ligar. Este tem sido o modelo utilizado mais

frequentemente, tendo em conta a simplicidade da maior parte dos casos existentes, em que as instalações de produção *offshore* se ligam à rede *onshore* de forma radial.

No entanto, no futuro, espera-se que surjam sistemas híbridos que deixem de ser unicamente radiais, interligando diversas instalações de produção *offshore* e/ou mais do que uma zona de oferta *onshore*, de forma a potenciar, por exemplo, a capacidade de interligação elétrica transfronteiriça entre zonas de oferta. Assim, espera-se que este tipo de sistemas híbridos seja desenvolvido de forma a combinar dois propósitos, diversificar as possibilidades de vender a energia produzida *offshore* e potenciar a utilização das infraestruturas, particularmente em momentos com baixa produção eólica, passando estas a contribuir para o incremento da capacidade de interligação transfronteiriça entre diferentes zonas de oferta do mercado elétrico europeu. Para o efeito, é muito provável que a implantação em larga escala de energias renováveis *offshore* a nível europeu resulte num desenvolvimento gradual de uma rede *offshore* malhada, que ligará vários lotes ou zonas de oferta *offshore* do mercado elétrico europeu a várias zonas de oferta em terra.

Admitindo esta evolução como inevitável, a estratégia da Comissão Europeia identifica desafios significativos que precisam de ser abordados. Particularmente para o caso destes sistemas híbridos, poderá fazer sentido que sejam criadas zonas de oferta exclusivamente em *offshore* (OBZ) constituídas por uma ou mais instalação de produção *offshore*, podendo estes sistemas, em teoria, ser integrados nos mercados através de qualquer um dos modelos referidos.

A opção entre modelos ganhará especial importância em sistemas para os quais se preveja o congestionamento frequente da ligação entre as instalações *offshore* e a rede *onshore* onde estas se venham a ligar. Nestas situações, as principais dúvidas prendem-se com:

- o cumprimento dos regulamentos europeus, nomeadamente, no que diz respeito ao cumprimento dos níveis mínimos de capacidade de interligação a disponibilizar para comércio interzonal (no caso do modelo HM o cumprimento destes níveis mínimos poderá levar, por exemplo, ao aumento do uso de ações de redespacho para remediar o congestionamento com consequentes custos para o sistema);

- o incentivo/desincentivo para construção de interligações entre as instalações e diferentes zonas de oferta *onshore*, que, em teoria, contribuirá para uma melhor integração dos mercados; e
- a utilização (ou não) das receitas das rendas de congestionamento para de alguma forma compensar os produtores *offshore* caso possíveis limitações nas infraestruturas não permitam que estes vendam a sua energia em mercado.

A literatura existente [19, 20] à data parece toda apontar para que, para a implementação destes sistemas híbridos, e de um ponto de vista de eficiência e desenho de mercado, a opção pelo modelo OBZ seja aquela que permite evitar maiores distorções de mercado e assegurar o cumprimento dos requisitos de interligação estabelecidos pelos regulamentos europeus, permitindo, ao mesmo tempo, que os Operadores de Rede apliquem medidas baseadas em mercado para a gestão de possíveis situações de congestionamento, aumentando assim a capacidade de interligação elétrica transfronteiriça.

Em conclusão, na perspetiva das opções que parecem ser preferenciais para a integração da produção *offshore* no sistema elétrico português, em que, pelo menos numa fase inicial, se espera que as instalações de produção *offshore* tenham apenas ligação direta à rede nacional, não parece fazer sentido a criação de zonas de licitação específicas para as mesmas. Futuramente, e caso se preveja uma complexificação destes sistemas *offshore*, admitindo, por exemplo, futuras interligações transfronteiriças marítimas que incluam estas infraestruturas, será prudente que se retome e densifique esta discussão à luz do referido anteriormente e com base nos desenvolvimentos legislativos e regulamentares que se prevê que venham a surgir num futuro próximo.

Estes são desenvolvimentos que muito têm a ver com a realidade do norte da Europa e, muito concretamente, associados à penetração no Mar do Norte (e dos respetivos Estados Membros europeus) da produção eólica *offshore* com tecnologia fixa, em que a proximidade geográfica e a partilha das redes elétricas para transportar energia de diferentes instalações de produção para o território continental dos diversos países é já hoje uma necessidade e uma realidade.

Tendo em conta a localização geográfica portuguesa e a distribuição dos lotes identificados ao longo da nossa costa, por agora é provável que as ligações elétricas aos pontos de consumo comecem por ser radiais ou em *hub* (vide seção V) e exclusivamente para o(s) ponto(s) da RESP em território nacional continental. Nesse sentido, é de prever que o modelo a ser aplicado em Portugal seja o HM.

IV. MODELOS PARA O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO EÓLICO *OFFSHORE* EM PORTUGAL

IV.1 PRINCÍPIOS ORIENTADORES

O mercado eólico *offshore* em Portugal será desenvolvido com base no PSOEM em vigor em Portugal, após aprovação do PAER. O PAER encontra-se em elaboração, prevendo-se a sua aprovação no último trimestre de 2023. A aprovação do PAER é assim condição necessária para a abertura do mercado eólico *offshore*, independentemente do modelo de desenvolvimento que venha a ser adotado.

Apesar do extenso conjunto de dados de caracterização do espaço marítimo atualmente disponíveis no âmbito do PSOEM, e que serviram de base à proposta de áreas especializadas preliminar, reconhece-se que o mesmo não é suficiente para a caracterização detalhada que é adequada ao desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, flutuantes ou fixos. Face ao tempo necessário para a realização destes estudos, e ao objetivo, estabelecido pelo governo português, de abrir o mercado eólico *offshore* ainda em 2023, neste primeiro momento os estudos de campo necessários terão impreterivelmente de ser desenvolvidos pelos promotores. Sem prejuízo, no âmbito da proposta de reprogramação do Plano de Recuperação e Resiliência (PRR), submetida à Comissão Europeia e atualmente em avaliação, Portugal propôs a realização de estudos, de iniciativa do Estado, para a caracterização geofísica, geotécnica, do recurso eólico, ondulação e correntes, das áreas especializadas constantes do PAER que venha a ser aprovado. Esta proposta prevê a realização sequencial dos estudos até ao final do segundo trimestre de 2026, em alinhamento com o calendário de disponibilização das áreas para o desenvolvimento de projetos de eólica *offshore*.

O processo de aprovação do PAER implica intrinsecamente o estabelecimento de diálogo com entidades e comunidades locais por forma a que a configuração final das áreas especializadas, que venham a ser aprovadas, estejam sujeitos ao menor nível de conflitualidade possível, nomeadamente com atividades concorrentes em espaço marítimo e com princípios de conservação da natureza, dos ecossistemas e da biodiversidade. Este processo de diálogo e concertação, bem como a internalização de benefícios económicos, sociais e ambientais, deve ter continuidade no modelo de desenvolvimento de mercado que venha a ser adotado, devendo

por isso a seleção de projetos obedecer, na razão do possível, a critérios não preço. Face às experiências internacionais analisadas, considera-se fundamental que os critérios não-preço sejam claros, comparáveis, fáceis de medir e avaliar. Devem igualmente ser complementares com as políticas existentes e acautelar especificidades locais – por exemplo, para uma determinada região com certas características que são necessárias respeitar em complemento à introdução de renováveis *offshore* naquela zona. Finalmente, devem minimizar a geração de custos adicionais administrativos ou de gestão significativos, que conduzam a um aumento do CAPEX e/ou OPEX dos projetos.

No que se refere ao modelo de remuneração da eletricidade produzida, a APREN concluiu, na consulta feita aos seus associados com maior interesse na área das renováveis *offshore*, que o modelo preferido pelos promotores (81% das respostas obtidas) consiste na atribuição de um CfD. Neste âmbito, os promotores entendem que este mecanismo deve ser desenhado de um modo que permita a bancabilidade dos projetos, em linha com o que se observa nos restantes mercados europeus, nos quais os respetivos suportes dos governos devem ser de pelo menos 20 anos, com um limite máximo de 25 anos e que, dado o contexto geopolítico atual, deve igualmente estar completamente indexado à taxa da inflação, sendo que mecanismos de captura das economias de escala, com impactos positivos no LCOE, devem também ser levados em linha de conta.

Sem prejuízo da preferência pelo mecanismo de CfD manifestado pelos associados da APREN, existem diversas manifestações de interesse informais de promotores que pretendem prosseguir um modelo de negócio não dependente de um mecanismo de apoio público à produção de eletricidade, nem de investimento público na infraestrutura de rede. Este modelo tem como vantagem não implicar custos para os consumidores de eletricidade por não resultar num déficit tarifário, embora também não se traduza num benefício para os mesmos. Adicionalmente, face ao nível de maturidade da tecnologia eólica *offshore* flutuante, a ausência de um incentivo público pode acarretar o risco de não concretização ou atraso dos projetos, desta forma podendo pôr em causa as metas nacionais de capacidade instalada que Portugal pretende alcançar, bem como de outros eventuais objetivos de política pública. Este risco pode ser mitigado com um desenho adequado do modelo de avaliação de propostas, no âmbito de um procedimento concorrencial para atribuição de direito de utilização privativa do espaço marítimo. Este modelo

terá de ter em consideração a robustez dos promotores e projetos propostos, nomeadamente em termos de solidez do modelo de negócio, do planeamento do projeto e das metas e marcos associados, e das garantias financeiras associadas a cada fase. O modelo de avaliação deverá igualmente prever níveis mínimos de classificação para a qualificação das propostas apresentadas.

Do acima exposto, considera-se fundamental que o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal prossiga um **modelo concorrencial**, independentemente do seu grau de centralização e do modelo de remuneração da eletricidade associado.

Considera-se igualmente fundamental que o modelo de procedimento a seguir seja sempre o que permita obter maior vantagem social e económica para o país, bem como a máxima coexistência de usos ou de atividades. Deve-se prosseguir um modelo que assegure, com equilíbrio e adequação ao mercado, o máximo de investimento em Portugal, incluindo a maximização da aposta na fileira industrial, parcerias e cadeias de abastecimento de base nacional e locais.

O ORT é em Portugal a entidade responsável por planear, construir e operar a rede elétrica *offshore*. Para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal considera-se a obtenção de TRC nas modalidades de procedimento concorrencial e de acordo entre o promotor e o ORT. A responsabilidade de investimento, associado ao desenvolvimento da infraestrutura elétrica *onshore e offshore*, é do ORT, no caso de atribuição de TRC na modalidade de procedimento concorrencial; e do promotor, no caso de atribuição de TRC na modalidade de acordo. O ORT é também responsável pela construção da rede elétrica desde o centro eletroprodutor, ou UPAC, até ao ponto de interligação com a RESP, sendo neste caso o investimento da responsabilidade do promotor. Caso à instalação do centro eletroprodutor *offshore* esteja associada apenas a construção de uma linha elétrica direta entre a produção e o consumo, caberá ao promotor a sua construção e operação, bem como o investimento.

O desenvolvimento e construção da infraestrutura elétrica *offshore* é crítica para o sucesso de implementação do mercado eólico *offshore* em Portugal, sendo um fator limitante da data de entrada em exploração dos projetos, que terá de ser compatível com a exequibilidade de implementação da mesma. Os modelos e desafios associados ao desenvolvimento da infraestrutura elétrica *offshore* são apresentados no capítulo V.

De acordo com a análise conduzida nos capítulos II e III, e com os princípios acima estabelecidos, identificam-se dois modelos concorrenciais passíveis de ser implementados para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal: o modelo que se designa do **tipo centralizado**, que pressupõe a atribuição de um mecanismo de apoio à produção de eletricidade; e o que se designa do **tipo descentralizado**, que não tem associado o referido mecanismo.

A implementação destes modelos pode ser individual, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente. Cabe ao governo português decidir sobre a implementação individual ou conjunta dos modelos, bem como sobre a sua simultaneidade. Sem prejuízo, considera-se que, em caso de implementação conjunta, as áreas especializadas a disponibilizar em cada modelo devem ser distintas, não coexistindo geograficamente.

Por forma a apoiar a decisão sobre a aplicação individual ou conjunta dos modelos propostos, considera-se relevante a existência de uma fase prévia de **Expressão de Interesse formal**, destinada a apurar o posicionamento dos promotores em cada um dos modelos. Esta fase, embora formal, não resulta na atribuição de nenhum direito, não tendo por isso associado um compromisso dos promotores. Não obstante, é possível fazer depender a participação em fases posteriores da participação na fase de Expressão de Interesse, sendo neste caso necessária a disponibilização dos termos gerais dos procedimentos afetos a cada modelo. A abertura da fase de Expressão de Interesse não está dependente da aprovação do PAER, podendo assim ser realizada antes de outubro de 2023.

Os modelos em consideração são detalhados nas seções IV.2 e IV.3.

IV.2 PROCEDIMENTO DO TIPO CENTRALIZADO

O procedimento concorrenciais do tipo centralizado considera a atribuição de TRC na modalidade de procedimento concorrenciais, implicando por isso a atribuição simultânea do TUPEM para a construção e exploração do centro eletroprodutor eólico *offshore*, tal como discutido na seção III.2.2.

O procedimento poderá ter associado um mecanismo de remuneração da eletricidade produzida pelo centro eletroprodutor, baseado num modelo de CfD bilateral atribuído durante um período de 20 anos.

A atribuição conjunta dos títulos recorrerá a um modelo de avaliação composto por critério preço, associado ao desconto oferecido pelo promotor relativamente ao preço de referência; e a critérios não preço, cuja categorização depende dos objetivos de política pública prosseguidos. O modelo de avaliação com CfD bilateral atribuído considera uma ponderação de 70% do critério preço e de 30% dos critérios não preço. Nestes termos, o mecanismo de remuneração está ao abrigo do TCTF, caso o CfD seja atribuído até 31 de dezembro de 2025.

Uma vez que um processo de licitação do direito de utilização do espaço marítimo não constitui um auxílio de Estado, já que consubstancia uma receita líquida anual, pode ser ponderada uma de duas opções:

- Fixar a valorização do TUPEM, não sendo este um critério de avaliação das propostas. Pode neste caso ser seguido o modelo francês, que isenta o centro eletroprodutor do pagamento das taxas aplicáveis durante a vigência do CfD;
- Incluir a valorização do TUPEM nos critérios não preço, estabelecendo-se um valor base por área do(s) lote(s) colocado(s) a leilão e atribuindo uma majoração desse valor como critério de avaliação de propostas. O valor de majoração poderá ser sujeito a um teto (por exemplo 10% do valor base) por forma a evitar distorção no sentido de empresas que apresentam um perfil financeiro sólido, mas que não apresentam propostas alinhadas com objetivos distintos de política pública.

O procedimento do tipo centralizado deve ser aplicado à área espacializada do PAER em cujo o desenvolvimento de projetos resulte no menor LCOE, por forma a minimizar o impacto no SEN associado ao CfD. Adicionalmente, devem ser identificados **lotes específicos** dentro dessa área que:

- Permitam o desenvolvimento otimizado e da infraestrutura elétrica *offshore*;
- Permitam aos promotores tirar partido de economias de escala;
- Permitam manter em níveis aceitáveis o impacto no SEN associado ao CfD;
- Promovam uma coexistência adequada com outras atividades económicas com manifesto interesse para o país, incluindo a pesca;

- Tenham escala adequada ao desenvolvimento da fileira industrial.

Face à inexistência de estudos de caracterização das áreas espacializadas adequados, para a aplicação inicial deste modelo é necessário considerar uma fase, prévia ao momento de licitação, na qual é atribuído um título de utilização privativa do espaço marítimo, sob a forma de autorização para a realização de estudos indispensáveis à caracterização da área tendo em vista o uso previsto. A atribuição deste título resulta da conclusão com sucesso de uma fase de pré-qualificação.

Na Figura 3 esquematizam-se simplificadaamente as fases do procedimento concorrencial do tipo centralizado, incluindo a fase de Expressão de Interesse.

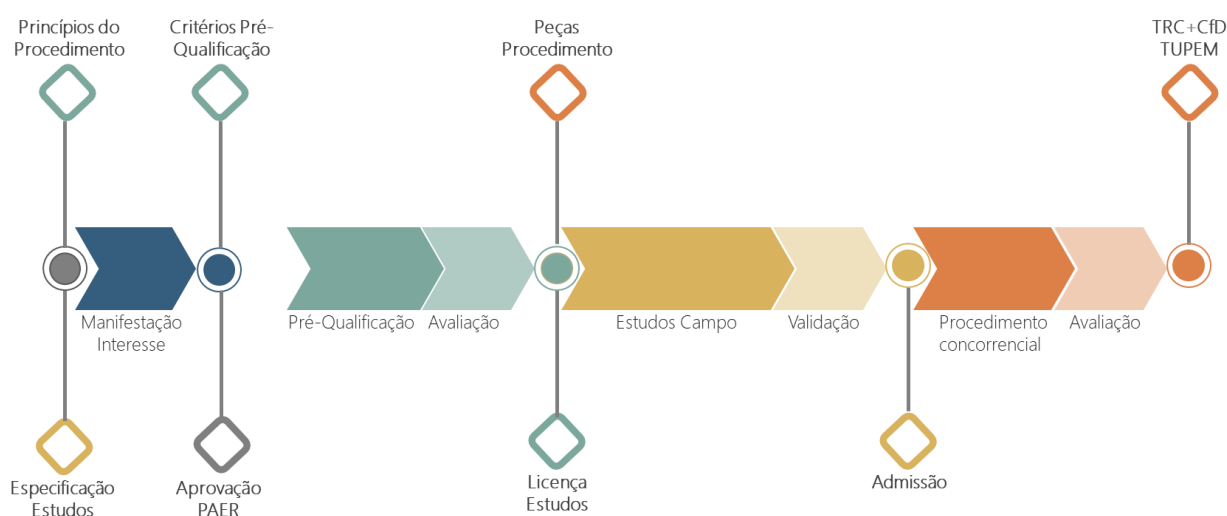


Figura 3 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Centralizado

IV.2.1 Fase de Pré-qualificação

A fase de pré-qualificação destina-se à seleção dos concorrentes que demonstrem capacidades técnicas e financeiras adequadas a todas as fases do projeto, incluindo desenvolvimento, financiamento, construção, operação e gestão de ativos. Os concorrentes podem apresentar-se individualmente ou em agrupamento.

O acesso à pré-qualificação poderá ser precedido da prestação de uma caução provisória, nos termos a definir nas peças do procedimento. Neste caso, a caução deverá ser proporcional à capacidade a licitar e ser indexada ao custo instalado dos centros eletroprodutores eólicos *offshore*. O acesso à pré-qualificação poderá igualmente estar sujeito ao pagamento de uma taxa não reembolsável destinada a assegurar os custos de gestão do procedimento concorrencial.

A avaliação da capacidade técnica dos concorrentes deverá ter, pelo menos, em consideração:

- Experiência mínima no desenvolvimento de projetos de eólico *offshore* (fixo e/ou flutuante), tal como aferida pela capacidade instalada (MW) detida pelo concorrente à data da pré-qualificação, proporcional à capacidade a licitar;
- Experiência de relevo em todas as fases do projeto eólico *onshore* ou *offshore* (desenvolvimento, financiamento, construção, operação e gestão de ativos) na região (Portugal e Continente Europeu), tal como aferida por um portefólio mínimo (MW) executado e em operação, proporcional à capacidade a licitar.

A avaliação da capacidade financeira dos concorrentes deverá ter, pelo menos, em consideração:

- Informação relativa à capacidade financeira do promotor para a implementação do projeto em todas as fases (desenvolvimento, construção, operação, gestão de ativos), tal como medida pelo capital próprio disponível e/ou *cashflow* futuro e/ou vendas e resultados consolidados nos últimos (3) anos. A aferição da capacidade financeira deverá estar indexada ao investimento estimado pelo menos nas fases de desenvolvimento e construção.

A duração da fase de pré-qualificação deverá ser tal que permite aos concorrentes estabelecerem as parcerias necessárias para o cumprimento dos requisitos que venham a ser impostos, não devendo ser inferior a três meses. A duração do processo de avaliação não deverá ser superior a um mês.

IV.2.2 Fase de Estudos de Campo

Nesta fase os concorrentes qualificados na fase anterior realizam estudos de campo para aferição das condições geofísicas, geotécnicas, do recurso eólico, ondulação e correntes. O levantamento desta informação é condição necessária para reduzir o risco do promotor,

permitindo-lhe adequar a sua oferta em fase de licitação associada ao CfD e, assim, minimizar o investimento do Estado.

Os estudos a realizar pelos concorrentes qualificados deverão obedecer a uma especificação mínima a ser proposta pelo Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA), no que se refere a estudos geofísicos e geotécnicos; e pelo LNEG, no que se refere ao estudo do recurso eólico, ondulação e correntes. Esta especificação deverá garantir, por um lado, nivelamento de esforço por parte dos promotores qualificados e, por outro, alinhamento com as especificações dos estudos que venham a ser desenvolvidos por iniciativa do Estado. Os estudos deverão ser desenvolvidos em estrito cumprimento do princípio de «não prejudicar significativamente», em particular no que diz respeito ao objetivo ambiental relativo à proteção e restauro da biodiversidade e dos ecossistemas.

Os estudos de campo realizados são entregues pelo concorrente à entidade adjudicante do procedimento, podendo ser previsto o acompanhamento e/ou fiscalização das atividades realizadas. A admissão à fase de submissão de propostas está sujeita à validação dos estudos.

De acordo com um *benchmarking* internacional realizado, em média são necessários dois anos para elaboração de estudos preliminares. Todavia e face à consulta a vários promotores, um ano será o mínimo admissível, pelo que se poderá considerar a possibilidade de prolongar o processo por mais alguns meses. A duração desta fase deverá também ter em consideração o tempo efetivamente disponível, devendo ser acautelado que o período de inverno (e.g. novembro a março) normalmente não apresenta condições adequadas para a realização das atividades pretendidas. A duração do processo de validação dos estudos de campo não deverá ser superior a três meses.

IV.2.3 Fase de Atribuição do TUPEM e TRC

Nesta fase serão atribuídos conjuntamente o TUPEM e o TRC. Os títulos atribuídos estão sujeitos às condições que venham a ser estabelecidas nas peças de procedimento, nomeadamente no que se refere ao cumprimento dos prazos afetos ao licenciamento, instalação e entrada em exploração do centro eletroprodutor.

Os concorrentes, cujos estudos de campo tenham sido validados, determinando a sua admissão, submetem propostas que serão sujeitas a avaliação com base em critérios preço e não preço. Caso seja colocado a procedimento concorrencial mais do que um lote, o concorrente apresenta propostas distintas para cada lote, podendo a sua participação ser limitada a um número máximo de lotes, se aplicável.

As propostas submetidas pelos concorrentes serão avaliadas em três etapas. Na primeira etapa será realizado um leilão eletrónico associado ao critério preço. Na segunda etapa de avaliação será atribuída uma classificação com base nos critérios não preço. Na terceira etapa serão hierarquizadas as propostas através da ponderação dos critérios preço e não preço, havendo posteriormente lugar a audiência de interessados no que se refere à avaliação de acordo com os critérios não preço.

Tendo em conta os objetivos de política pública que se antecipam, consideram-se relevantes os critérios não-preço que promovam a valorização de:

- Coexistência com outras atividades económicas;
- Criação de emprego, qualificação, requalificação e transição justa;
- Promoção da cadeia de valor e envolvimento de pequenas e médias empresas;
- Proteção, valorização e restauração ambiental;
- Partilha de benefícios e envolvimento da comunidade local.

A duração do período para submissão de propostas desta fase não deve exceder um mês, embora este período deva ser precedido da disponibilização das peças de procedimento no início da fase de realização de estudos de campo. Garante-se deste modo um período alargado para a preparação das propostas, quer no que se refere à formação de preço, quer no que se refere ao desenvolvimento de propostas sólidas que permitam uma resposta consequente aos objetivos do procedimento, tal como medidos pelos critérios não preço. O processo de seleção de propostas deverá ter a duração máxima de dois meses e meio, incluindo a hierarquização preliminar e a audiência de interessados, respeitando os prazos estabelecidos no Código do Procedimento Administrativo (CPA).

Sem prejuízo do que venha a ser detalhado nas peças de procedimento, as propostas selecionadas estão sujeitas aos seguintes marcos para manutenção do TRC e TUPEM:

- Submissão do estudo de impacto ambiental;
- Submissão do pedido de licença de produção;
- Submissão do pedido de licença de exploração;
- Entrada em exploração.

IV.3 PROCEDIMENTO DO TIPO DESCENTRALIZADO

O procedimento concorrencial do tipo descentralizado considera a atribuição de TUPEM na modalidade de procedimento concorrencial, podendo ser sequencialmente atribuído TRC, caso aplicável, na modalidade de acordo entre o interessado e o ORT. O procedimento não tem associado um mecanismo de remuneração da eletricidade produzida pelo centro eletroprodutor, devendo o modelo de negócio ser explicitado para aferição de alinhamento com os objetivos de política pública.

A atribuição do TUPEM recorrerá a um modelo de avaliação composto por critério preço, associado à valorização da ocupação do espaço marítimo; e a critérios não preço, cuja categorização depende dos objetivos de política pública prosseguidos. Não estando em causa um auxílio de estado, a ponderação entre critérios preço e não preço não se encontra condicionada.

O procedimento do tipo descentralizado deve ser aplicado a áreas espacializadas do PAER que não sejam disponibilizadas no âmbito de um procedimento concorrencial do tipo centralizado. Neste quadro, condicionado a um volume máximo de capacidade a atribuir, ou a uma área máxima sujeita a critérios de densidade de potência, os concorrentes poderão submeter propostas tendo por base lotes por si definidos dentro das áreas disponibilizadas no âmbito do procedimento concorrencial. Cabe ao governo a decisão se, no procedimento concorrencial do tipo descentralizado, são disponibilizadas todas as áreas consideradas no PAER aprovado, com a exceção das áreas eventualmente disponibilizadas no âmbito de um procedimento concorrencial do tipo centralizado ou se, alternativamente, são disponibilizadas áreas específicas constantes do PAER. No último caso, deverão ser consideradas áreas que se revelem mais adequadas ao

desenvolvimento dos modelos de negócio que se perspetivam como atrativos a promotores com o perfil discutido na seção III.4.

Face à robustez e meticulosidade demonstrada, e aos resultados obtidos, considera-se que este modelo, a ser implementado, deve ser baseado no modelo de avaliação utilizado no leilão escocês ScotWind, remetendo para uma fase de pré-qualificação os critérios que não sejam contabilizados na classificação, bem como critérios de qualificação técnica e financeira dos concorrentes que se considerem neste quadro relevantes e que não estejam considerados nos primeiros.

Na Figura 3 esquematizam-se simplificadaamente as fases do procedimento concorrencial do tipo descentralizado, incluindo a fase de Expressão de Interesse.

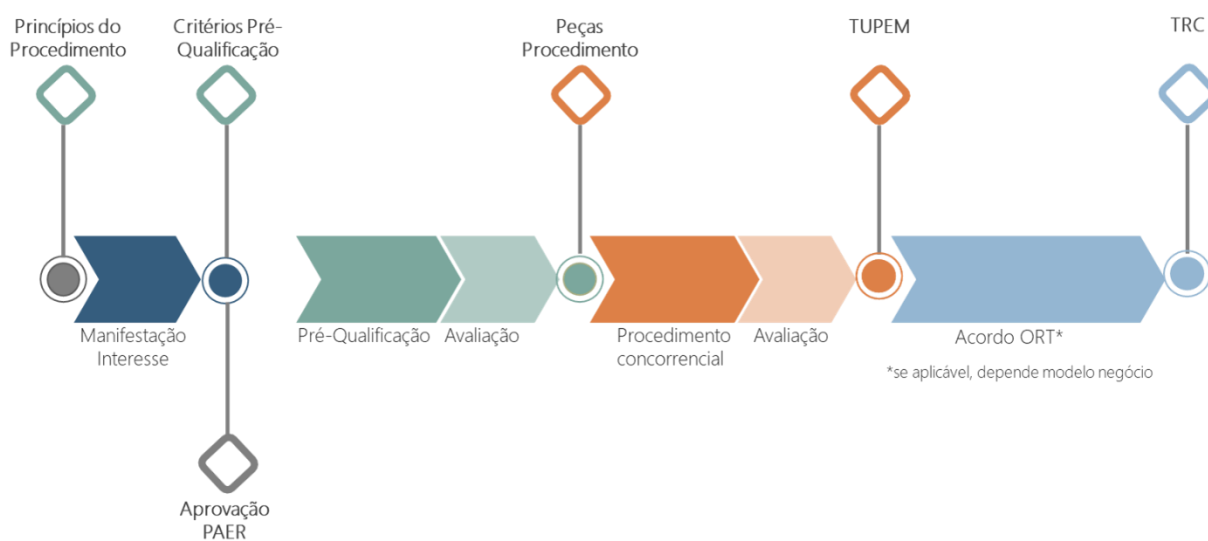


Figura 4 – Fases do Procedimento Concorrencial do Tipo Descentralizado

IV.3.1 Fase de Pré-qualificação

A fase de pré-qualificação destina-se à seleção dos concorrentes que demonstrem capacidades técnicas e financeiras adequadas a todas as fases do projeto, incluindo desenvolvimento, financiamento, construção, operação e gestão de ativos, bem como a implementação de um modelo de negócio compatível com os objetivos de política pública nacionais. Os concorrentes podem apresentar-se individualmente ou em agrupamento.

O acesso à pré-qualificação deverá ser precedido da prestação de uma caução provisória, nos termos a definir nas peças do procedimento. A caução deverá ser proporcional à capacidade a licitar e ser indexada ao custo instalado dos centros eletroprodutores, ou UPAC, eólicos *offshore*. O acesso à pré-qualificação deverá igualmente estar sujeito ao pagamento de uma taxa não reembolsável destinada a assegurar os custos de gestão do procedimento concorrencial.

A fase de pré-qualificação deverá ter uma duração máxima de seis meses. A duração do processo de avaliação não deverá ser superior a três meses.

IV.3.2 Fase de Atribuição do TUPEM

Nesta fase será atribuído o TUPEM, sujeito às condições que venham a ser estabelecidas nas peças de procedimento, nomeadamente no que se refere ao cumprimento dos prazos afetos ao licenciamento, instalação e entrada em exploração do centro eletroprodutor ou UPAC.

Os concorrentes submetem nesta fase propostas que serão sujeitas a avaliação, com base em critérios preço e não preço, em alinhamento com o modelo de avaliação afeto ao procedimento ScotWind. Caso seja colocada a procedimento concorrencial mais do que uma área, o concorrente apresenta propostas distintas para cada área, podendo a sua participação ser limitada a um número máximo de áreas, se aplicável.

As propostas submetidas pelos concorrentes serão avaliadas em duas etapas. Na primeira etapa de avaliação será atribuída uma classificação com base numa avaliação grosseira, que estabelece níveis de qualificação. A segunda fase, a aplicar em caso de empate entre propostas concorrentes, recorre a um modelo de avaliação detalhado, em resultado do qual as propostas serão hierarquizadas. O período de avaliação de propostas não deverá exceder 6 meses.

Sem prejuízo do que venha a ser detalhado nas peças de procedimento e no contrato de concessão para a ocupação privativa do espaço marítimo, as propostas selecionadas estão sujeitas aos seguintes marcos para manutenção do TUPEM:

- Submissão dos estudos de caracterização para aferição das condições geofísicas, geotécnicas, do recurso eólico, ondulação e correntes de acordo com a especificação prevista nas peças de procedimento;
- Submissão do estudo de impacte ambiental;

- Submissão do pedido de reserva de capacidade ao ORT, se aplicável;
- Submissão do pedido de licença de produção;
- Submissão do pedido de licença de exploração;
- Entrada em exploração.

IV.4 SEQUENCIAÇÃO DE PROCEDIMENTOS E VOLUMES DE ATRIBUIÇÃO

A proposta de sequenciação de áreas e capacidades associadas é da responsabilidade do SG1. Como referido anteriormente, a implementação dos modelos do tipo centralizado e descentralizado pode ser individual, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente. Em qualquer dos casos, considera-se que, em caso de implementação conjunta, as áreas especializadas a disponibilizar em cada modelo devem ser distintas, não coexistindo geograficamente.

Considera-se que a sequenciação dos procedimentos do tipo centralizado deve ter em consideração as seguintes linhas orientadoras:

- Evolução do consumo de eletricidade, tendo em conta as manifestações de interesse referentes a investimentos na cadeia de valor do hidrogénio e outros projetos estruturantes e estratégicos. Os cenários de evolução de procura de eletricidade serão coincidentes com os que estão em utilização na revisão do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).
- Evolução do “time-to-market” dos parques eólicos offshore.
- Evolução do custo nivelado da eletricidade (LCOE) dos parques eólicos offshore flutuantes.
- Cronogramas de leilões internacionais de offshore para evitar impasses e promover sinergias positivas;
- Exequibilidade de execução das infraestruturas elétricas onshore e offshore.

Estas linhas orientadoras são aplicáveis, com as devidas adaptações, ao modelo do tipo descentralizado caso o modelo de negócio prosseguido considere a venda de eletricidade em mercado organizado.

No que se refere ao tamanho dos lotes a considerar no âmbito do procedimento do tipo centralizado, este é condicionado por restrições técnicas. De fato, a rede que procede à ligação das instalações *offshore* deve ser dimensionada de acordo com os planos de segurança adequados, nomeadamente o Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (MPGSS) [29]. Atualmente, estas condições estabelecem um limiar máximo “unidades geradoras” de 420 MW (potência de ligação) o que não é compatível como o lote de potência “economicamente eficiente” para colocar à concorrência. Assim, e excecionalmente para o caso *offshore*, o valor de perda máxima simultânea pode ser ajustado ao lote que decorrer da licitação. Entendeu-se no âmbito do grupo fixar este valor em 500 MW, que define a dimensão da área.

A capacidade a disponibilizar no procedimento do tipo centralizado para eólico *offshore* flutuante, realizado em 2023, deverá ainda ter em consideração o potencial sobrecusto para o SEN. De fato, considerando um preço de fecho de mercado de 40 €/MWh, um preço de licitação de 100 €/MWh e uma produção anual de 4.000 horas, o sobrecusto situar-se-á nos 120 M€/ano, representando 2.400 M€ em 20 anos, por lote de 500 MW. A análise do impacto tarifário, resultante quer da aplicação de um CfD, quer do investimento na rede elétrica *offshore*, carece de estudo dedicado.

A sequenciação de áreas deve igualmente ter em consideração que, caso no PAER venham a constar áreas adequadas a projetos eólicos *offshore* fixos, estas deverão ser desenvolvidas prioritariamente uma vez que apresentam o menor LCOE.

O modelo a prosseguir em procedimentos futuros dependerá da opção tomada para o(s) procedimento(s) em 2023 e da experiência adquirida. No modelo do tipo centralizado, será possível eliminar a fase de estudos de campo à medida que os estudos de iniciativa do Estado vão sendo disponibilizados.

V. DESENVOLVIMENTO DA REDE ELÉTRICA DE SERVIÇO PÚBLICO

Definido o modelo de negócio *offshore* para a integração da energia produzida há que identificar o tipo de rede, os critérios, os pontos de ligação à rede *onshore*, por forma a que se clarifiquem riscos e custos.

Para o efeito é necessário a definição das condições de fronteira nomeadamente, através da identificação:

- Dos grandes consumidores, através do investimento que se esperam durante esta década;
- Das maturidades de projetos, por forma a calendarizar o desenvolvimento;
- Do cenário de consumo nacional;
- Da previsão do cenário de produção.

As áreas especializadas propostas e apresentadas no relatório preliminar do SG1 de dezembro de 2022 referem-se especificamente às zonas do EMN onde poderão vir a ser instalados os centros electroprodutores, sem prejuízo do estabelecimento, nessas mesmas áreas, de plataformas integrantes da RNT para a ligação dos centros electroprodutores às infraestruturas da RESP, quer *offshore*, quer *onshore*.

Os corredores para o estabelecimento das ligações elétricas, quer eventualmente entre as diversas áreas especializadas, quer entre estas e a RNT em terra, não se encontravam definidos, como também não se encontrava excluída a possibilidade de instalação de plataformas *offshore* da RNT entre as áreas especializadas e a linha de costa, nomeadamente nos referidos corredores para a implementação dos cabos elétricos submarinos.

A localização das áreas especializadas no EMN e as respetivas potências fazem assim parte dos dados de partida para o desenvolvimento dos estudos de rede que visam a identificação, quer dos reforços internos da RNT para a criação de capacidade de rede para receção da produção dos centros electroprodutores de fonte ou localização oceânica, quer dos pontos de interligação na RNT em terra, bem como da respetiva rede *offshore*.

Metodologia

A metodologia seguida para a determinação das necessidades da RESP observou três passos essenciais:

- A. Determinação de eventuais novas infraestruturas da RNT em terra ou reforços das existentes (no seu conjunto designados por “Reforços Internos da RNT”) para a criação de Capacidade de Injeção na RNT da produção *offshore* nos montantes de potência em causa, num total de 10 GW,
- B. Identificação dos Pontos de Interligação na RNT em terra para ligação da rede *offshore* e
- C. Hipóteses de soluções da Rede offshore e ligação aos pontos de interligação com a rede em terra.

V.1 CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA RNT

Os pressupostos que nortearam a execução dos estudos para a verificação/criação de capacidade de injeção na RNT da produção *offshore* estão sintetizados da seguinte forma:

- Cenários de carga/potência de geração conforme o RMSA 2020, ajustados às diversas manifestações de interesse de instalação de polos de consumo de elevada potência em Portugal continental, nomeadamente, na zona de Sines, cf. informação coligida pela DGEG e aos cenários de geração considerados no Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte para o período 2022-31 (PDIRT 2022-31), com ca. de 3,5 GVA adicionais resultante de pedidos de acordo entre o interessado e o operador da RESP para atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP com classificação final obtida, nos termos da lista publicitada no sítio na Internet da DGEG a que se refere o n.º 7 do Artigo 276.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (Modalidade de Acordo TdR) e cessação da produção da central termoelétrica a gás natural da Tapada do Outeiro;
- Os novos consumos requerem um montante de reativa até 10% da potência ativa que em cada instante podem estar a solicitar à RNT;
- Linhas de muito alta tensão de interligação Portugal – Espanha em serviço como previsto no PDIRT 2022-31 no horizonte 2030, incluindo a nova interligação a 400 kV Minho - Galiza com entrada-em-serviço prevista para 2024;

- Rede de referência, cf. PDIRT 2022-31 para o horizonte 2030, acrescida dos reforços internos da RNT identificados para a criação de capacidade de injeção na RESP de nova produção a partir de fonte renovável, essencialmente solar fotovoltaica, associados aos referidos 3,5 GVA adicionais de potência de centros electroprodutores a atribuir na Modalidade de Acordo TdR;
- Aplicação dos padrões de segurança para planeamento da RNT, cf. Regulamento da Rede de Transporte;
- Ligação de 10 GW de potência *offshore* à RESP e integração da respetiva produção no Sistema Elétrico Nacional;
- Os estudos devem analisar as eventuais restrições de rede e apresentar soluções para a sua resolução e não têm o objetivo de assegurar as condições da disponibilidade dos recursos energéticos nem os correspondentes consumos, nomeadamente as inerentes à segurança do abastecimento (tais estudos são realizados em sede própria, designadamente no RMSA, estando excluídos do âmbito do presente trabalho).

Tendo em conta os pressupostos enunciados, procedeu-se à realização de estudos de rede, dos quais resultou a identificação dos Reforços Internos da RNT em terra apresentados na Tabela 1 e, esquematicamente, na Figura 5. Estes reforços da RNT constituem o primeiro passo do processo de determinação da RESP necessária para a integração da produção *offshore* e não têm ainda em conta o estabelecimento das ligações à RNT em terra dos centros electroprodutores a instalar no EMN.

Tabela 1 - Reforços Internos da RNT em terra

Reforço de capacidade das linhas Ferreira do Alentejo – Sines e Alqueva – Ferreira do Alentejo
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha V. Pereiro – Sines)
Novos Postos Corte na zona de Sines
Nova linha dupla a 400 kV Divor – Sines
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha Alqueva – Divor)
Meios de compensação de reativa (incluindo baterias de condensadores e reatâncias <i>shunt</i>) - Step1
Novo posto de corte de “Odivelas”

Nova linha dupla a 400 kV “Odivelas” – Sines (1.º terno)
Nova linha dupla a 400 kV Alqueva – F. do Alentejo (1.º terno)
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha F. Alentejo – V. Pereiro)
Novos meios de controlo de fluxos (desfasadores)
Ampliação das SE de Alqueva e Tavira (ou novas subestações para a instalação dos desfasadores)
Reforço da interligação a 400 kV Lagoaça – Aldeadávila
Meios de compensação de reativa (incluindo baterias de condensadores e reatâncias <i>shunt</i>) – Step2
Nova linha dupla a 400 kV Rio Maior – “Odivelas”
Nova linha dupla a 400 kV “Odivelas” – Sines (2.º terno)
Nova linha dupla a 400 kV Lavos – Rio Maior
Duplicação linha a 400 kV Recarei – Paraimo entre desvio para as subestações de Feira e Arouca
Nova linha a 400 kV Batalha – Paraimo

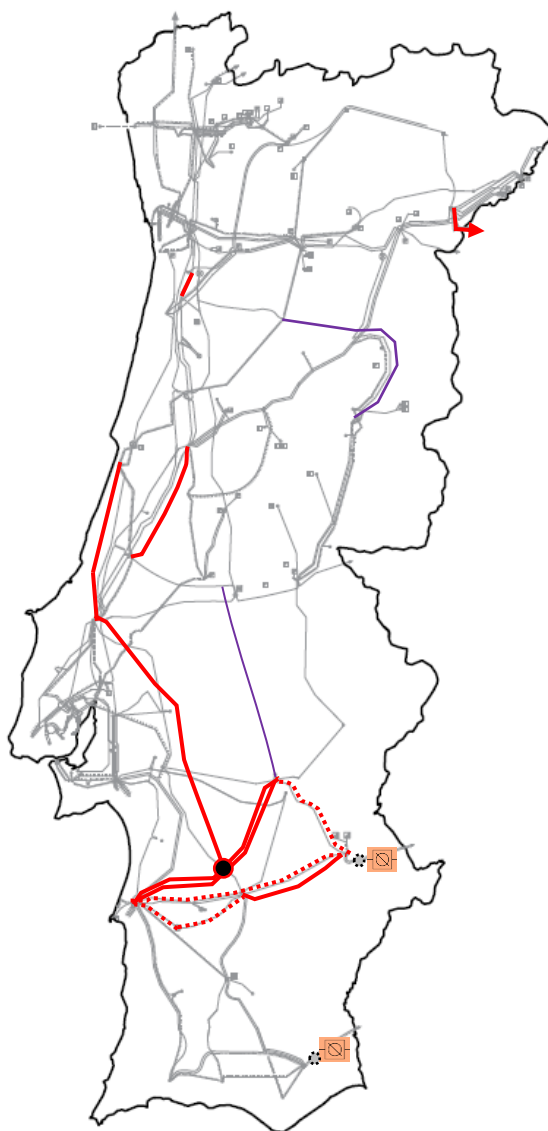


Figura 5 – Representação esquemática dos Reforços Internos da RNT em terra

Os estudos de rede foram desdobrados de forma a estabelecer diferentes combinações de consumo/geração *offshore* que permitissem, por um lado, não limitar a sequenciação e escolha da atribuição das áreas ou lotes e respetivas potências e, por outro, proporcionar ao decisor uma perceção dos impactos das diferentes opções. Tendo presente o prazo para a realização dos estudos em causa e a multiplicidade de combinações, com desdobramento de cenários para cada uma dessas combinações, optou-se, nalguns casos, por se fazer uma análise de sensibilidade a

um subconjunto de cenários em função da semelhança das variantes às combinações consumo/geração *offshore* integralmente estudadas.

Tabela 2 - Matriz de combinações consumo (Sines) / geração offshore

Potência <i>offshore</i>	0 GW			Viana do Castelo 2 GW			Leixões 1,5 GW			Figueira da Foz 4 GW			Ericeira e Sintra/ Cascais 1 GW			Sines 1,5 GW		
Carga em Sines (GW)	3 ¹⁾	8	9	3 ¹⁾	8	9	3 ¹⁾	8	9	3 ¹⁾	8	9	3 ¹⁾	8	9	3 ¹⁾	8	9
Reforço de capacidade das linhas a 400 kV Ferreira do Alentejo – Sines e Alqueva – Ferreira do Alentejo	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha V. Pereiro – Sines)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Novos Postos Corte na zona de Sines	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Nova linha dupla a 400 kV Divor – Sines		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha Alqueva – Divor)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Meios de compensação de reativa (incluindo baterias de condensadores e reatâncias <i>shunt</i>) - Step1		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Novo posto de corte de “Odivelas”		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Nova linha dupla a 400 kV “Odivelas” – Sines (1.º terno)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Nova linha dupla a 400 kV Alqueva – F. do Alentejo (1.º terno)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Futura linha com capacidade reforçada (2.º terno da linha F. Alentejo – V. Pereiro)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Novos meios de controlo de fluxos (desfasadores)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X

Ampliação das subestações de Alqueva e Távira (ou novas subestações para a instalação dos desfasadores)		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Reforço da interligação a 400 kV Lagoaça – Aldeadávila ²⁾		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X		X	X
Meios de compensação de reativa (incluindo baterias de condensadores e reatâncias <i>shunt</i>) – Step2			X			X			X			X			X			X
Nova linha dupla a 400 kV Rio Maior – “Odivelas”			X			X			X			X			X			X
Nova linha dupla a 400 kV “Odivelas” – Sines (2.º turno)			X			X			X			X			X			X
Nova linha dupla a 400 kV Lavos – Rio Maior										X	X	X						
Duplicação linha a 400 kV Recarei – Paraimo entre desvio para as subestações de Feira e Arouca							X ³⁾	X ³⁾	X ³⁾	X ³⁾	X ³⁾	X ³⁾						
Nova linha a 400 kV Batalha – Paraimo ⁴⁾	5)	5)	X	5)	5)	X	5)	5)	X	5)	5)	X	5)	5)	X	5)	5)	X

1) As sobrecargas identificadas, que podem ocorrer em regimes de contingência, poderão ser geridas em tempo-real através do recurso aos meios à disposição do Gestor Técnico Global do SEN;

2) A linha Lagoaça – Aldeadávila pode entrar em sobrecarga severa, em situações de contingência, sobretudo no caso de indisponibilidade ou disparo de uma outra interligação a norte. A resolução destas restrições através do reforço da linha Lagoaça - Aldeadávila pode tornar-se morosa ou eventualmente inviável dependendo de estudos adicionais a realizar, nomeadamente com o operador da rede de transporte espanhola. Nesse sentido, sem o reforço mencionado, o Gestor Técnico Global do Sistema Elétrico Nacional terá que recorrer à resolução da restrição técnica em sede de verificação técnica após fecho do Mercado e/ou em tempo-real através de mecanismos de redução de produção — tal implica a obrigatoriedade de participação dessa produção, nomeadamente e se admissível a offshore, no mercado de serviços de sistema e na resolução de restrições técnicas.

3) Considerando simultaneamente produção offshore de Leixões e Figueira da Foz;

4) Reforço para acomodar um aumento significativo de novos consumos no restante território nacional do continente, para além dos de Sines;

5) Não avaliado.

Do amplo conjunto de resultados, destaca-se o seguinte:

- **Impacto nas interligações:** para todas as combinações, em determinados cenários, especialmente de contingência, verifica-se a ocorrência de sobrecargas nas interligações, sendo que umas podem ser resolvidas pelo Gestor Global do SEN em tempo real, mas

outras há que exigem ou reforço das mesmas, ou recurso à limitação da geração em sede de restrições técnicas após o fecho do Mercado — para a maioria dos cenários, em particular nas combinações de elevados consumos, as restrições podem ser resolvidas com o recurso à instalação de desfasadores nas interligações a Sul de Portugal continental, sem alterar o saldo de trocas comerciais; contudo, para cenários de forte exportação, ocorrem sobrecargas severas, em regime de contingência, que não são passíveis de resolução sem o reforço da respetiva interligação ou, na ausência de tal reforço, ao recurso à limitação da geração o que implicará *curtailment* a aplicar pelo Gestor Global do SEN (tenha-se em consideração que os reforços das interligações requerem estudos conjuntos entre os operadores das redes de transporte de ambos os países e estão dependentes cumulativamente de eventuais reforços internos da rede de transporte de Espanha o que constitui uma relevante incerteza quanto à viabilidade e em que prazo tais reforços poderão vir a ser concretizados);

- Sensibilidade aos consumos em Sines: um conjunto significativo dos Reforços Internos da RNT em terra, especialmente os localizados mais a Sul de Portugal continental, são necessários para dotar a RNT de devida capacidade para permitir o abastecimento aos respetivos consumos, **independentemente da ligação dos centros electroprodutores offshore**;
- Sensibilidade a ca. 4,5 GW de novos consumos no restante território nacional do continente, para além do escalão de 9 GW de consumo em Sines;
- Sensibilidade à localização da produção offshore: alguns dos Reforços Internos da RNT em terra **estão diretamente associados à integração da produção proveniente de determinadas áreas especializadas**, em particular nos cenários em que a respetiva produção é injetada na zona da RNT em terra mais próxima identificada no Relatório Preliminar SG1.

V.2 PONTOS DE INTERLIGAÇÃO DA RNT EM TERRA

Tendo em conta as áreas especializadas propostas no Relatório Preliminar SG1, haviam sido identificadas de forma preliminar cinco faixas/zonas da RNT em terra (A, B, C, D e E) onde poderão vir a ser estabelecidos pontos para ligação àquela rede, previsivelmente, no nível de tensão de 400 kV.

Assim, e face à necessidade de virem a ser instalados em terra equipamentos com dimensões incompatíveis com a ampliação sustentável das subestações existentes, prevê-se a criação de novas instalações com a abertura de eixos da RNT existentes ou previstos no horizonte 2030, de resto como havia sido antecipado e expresso no Relatório Preliminar SG1.

Na Figura 6, apresenta-se esquematicamente a abertura dos eixos que permitem o estabelecimento de novas instalações para os pretendidos pontos de interligação na RNT em terra.

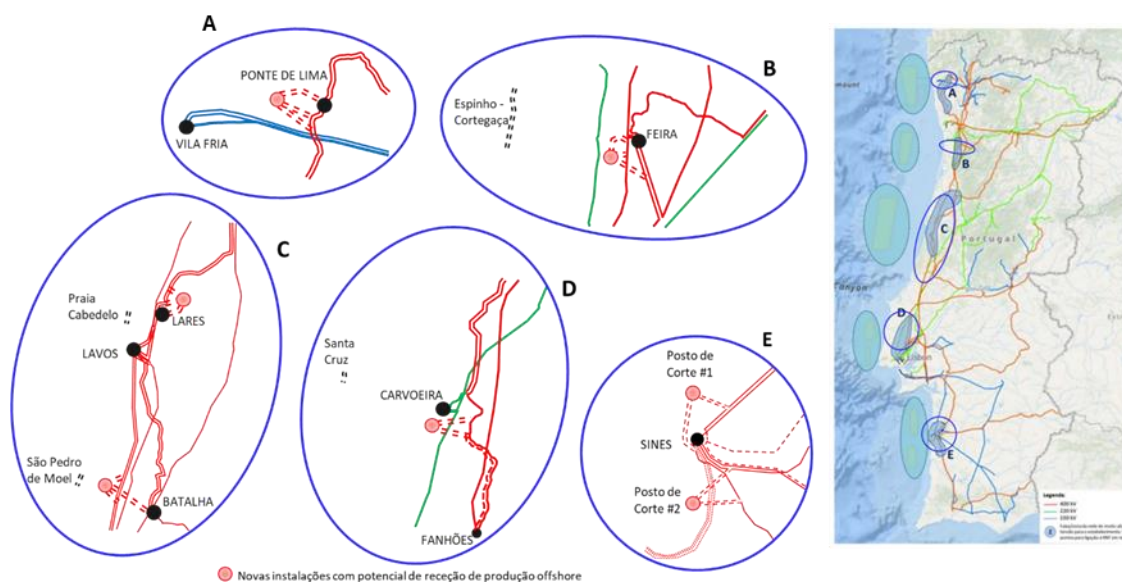


Figura 6 - Novas instalações para a criação de pontos de interligação na RNT em terra

V.3 REDE *OFFSHORE* E LIGAÇÃO AOS PONTOS DE INTERLIGAÇÃO

Em consonância com o apresentado no Relatório Preliminar SG1, tenha-se em atenção que o maior afastamento das áreas especializadas à linha de costa tem impacto relevante no modelo da rede elétrica a desenvolver, quer *offshore*, quer *onshore*, nomeadamente em virtude dos elevados montantes de potência em cada uma das áreas especializadas e da distância destas à infraestrutura da RNT em terra existente ou prevista, não sendo possível determinar de forma definitiva, nesta fase, entre outros aspetos, a topologia das infraestruturas da RNT a estabelecer no EMN, a sua tecnologia e se as mesmas serão operadas em corrente alternada (AC) ou em corrente contínua (DC).

Com efeito, um dos parâmetros relevantes tem que ver com a batimetria a que se encontram preliminarmente definidas as áreas especializadas, na generalidade superiores a 100 m. Tal condicionante pode recomendar a adoção de plataformas flutuantes para a instalação dos aerogeradores, por exemplo, mas não se considera haver maturidade e experiência suficientes para se recomendar a adoção da mesma tecnologia para as plataformas onde se instalem as subestações de muito alta tensão com elevada potência, quer as de corrente alternada, quer as que integram conversão de corrente alternada para corrente contínua. Desde logo, pelos desafios tecnológicos, quer em termos da própria plataforma, quer em termos dos cabos dinâmicos de ligação às mesmas, como também dos montantes de potência que ficariam indisponíveis perante uma falha catastrófica com os consequentes prejuízos daí decorrentes — **recomenda-se, assim, a adoção de subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho.**

No desenho da rede *offshore*, para além dos aspetos de eficiência económica ao longo da vida útil dos ativos, considerando para esse efeito os custos com o seu estabelecimento, exploração, perdas e descomissionamento, interessa ponderar os aspetos de fiabilidade do desempenho esperado da rede, bem como os impactos ambientais e nas demais atividades presentes no mar e em terra.

A adoção de soluções em *Hub*, em que os centros electroprodutores são ligados a subestações coletoras, afigura-se como uma possível solução que tende a reduzir a quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra, sendo ao mesmo tempo globalmente mais eficiente do que

soluções puramente *Radiais* em que, por exemplo, lotes de 500 MW se ligam a terra de forma independente dos demais. De resto, as soluções *Hub* podem mais facilmente evoluir para tipologias em malha ou multiterminal, consoante o grau de resiliência pretendido para a rede, no seu todo, a falhas nos seus componentes. A este respeito, a adoção de soluções normalizadas, e não customizadas caso-a-caso, quer para a subestações *offshore* quer para os cabos submarinos, poderá permitir efeitos de escala que ofereçam melhores condições de custos, tanto de instalação, como de exploração, eficiência e fiabilidade nas operações e potencial redução da duração das correspondentes atividades.

Em qualquer dos casos, é recomendável que as mencionadas subestações *offshore* se situem dentro das áreas espacializadas ou próximo destas de forma a otimizar as ligações dos centros electroprodutores, beneficiando da capacidade de transmissão que as ligações em muito alta tensão permitem. Neste contexto, no caso da maior parte das áreas espacializadas em apreciação, tal pode implicar que as subestações se devam instalar em batimetrias superiores a 100 m o que releva para aspetos tecnológicos e respetivos custos.

Em todo o caso, dever-se-á ter em conta que a localização das novas instalações onde serão estabelecidos os pontos de interligação com a rede *onshore* é preliminar e decorre, nesta fase, de uma observação macroscópica das principais condicionantes observáveis em terra. Naturalmente, a identificação exata da localização dessas instalações em terra decorrerá de um processo de análise de impactos ambientais, inicialmente de âmbito estratégico com menor detalhe de espacialização territorial em sede de avaliação ambiental dos respetivos planos, e, posteriormente, de estudos ambientais e de procedimentos de licenciamento conforme legislação aplicável, de resto em tudo semelhante aos demais Reforços Internos da RNT em terra anteriormente identificados.

Na Figura 7 são apresentadas esquematicamente as ligações passíveis de serem estabelecidas, entre subestações *offshore* e entre estas e os pontos de interligação em terra, bem como as respetivas áreas de estudo alargadas, quer no mar, quer em terra, nesta fase de forma preliminar para efeitos de avaliação ambiental estratégica, onde poderão tais ligações vir a ser estabelecidas após o desenvolvimento dos estudos técnicos de detalhe. As subestações *offshore* estão, tentativamente, representadas em batimetrias inferiores a 100 m, sem prejuízo das mesmas virem a situar-se no interior das áreas espacializadas ou adjacentes a estas,

recomendando-se para o efeito a realização de consultas orientadas ao Mercado e estudos geofísicos e geotécnicos de detalhe do leito marinho, bem como o levantamento de outros elementos necessários ao respetivo *design* e análise de risco.

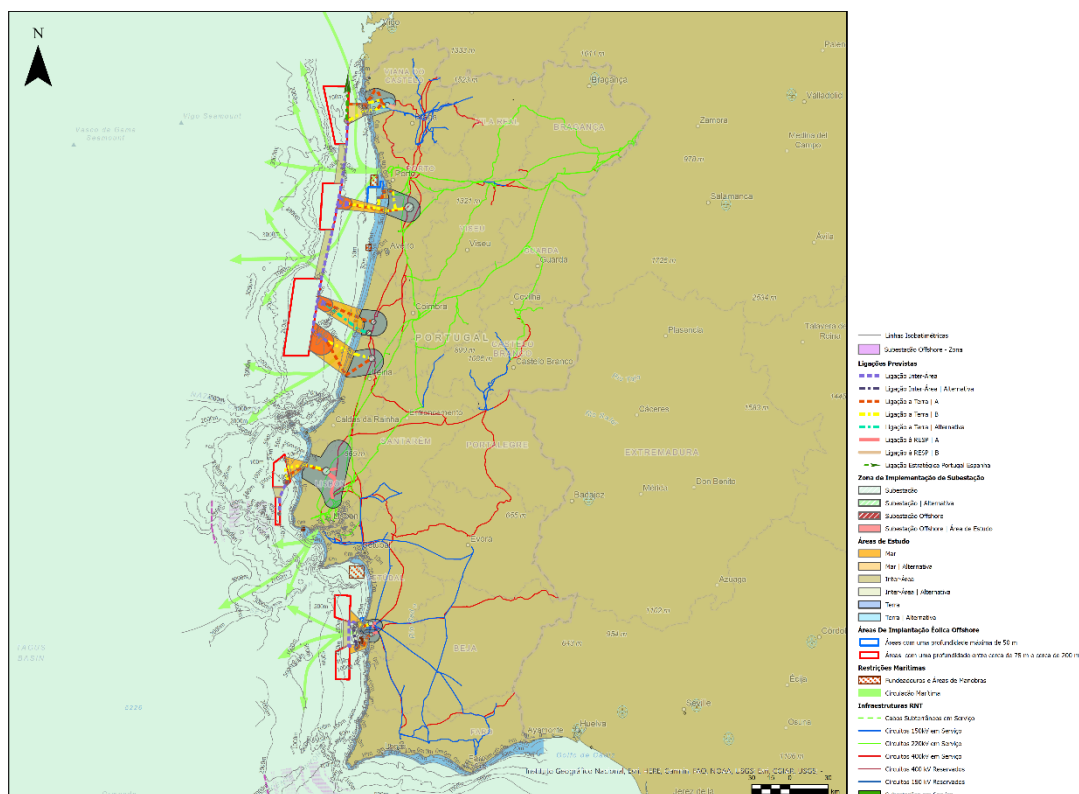


Figura 7 – Esquema da rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre

Da análise da Figura 7, é possível agregar as áreas em dois blocos distintos: o grupo das áreas ao largo da costa a norte da Nazaré e as demais ao largo da costa a sul daquela localidade. Em anexo, são apresentados diversos mapas e esquemas com a representação das áreas espacializadas e das respetivas potenciais ligações entre si, nos casos aplicáveis, e à RESP terrestre.

V.3.1 Áreas ao largo de Viana do Castelo, Leixões/Matosinhos e Figueira da Foz

As áreas ao largo da costa a norte da Nazaré têm cada uma delas um potencial superior a 1 GW (1,5 GW se se considerar apenas as áreas propícias à instalação de plataformas flutuantes) e não apresentam, cada uma das quatro áreas, descontinuidades espaciais como sucede nas áreas ao largo da costa a sul da Nazaré. Neste quadro, não é de desconsiderar a possibilidade de estabelecer ligações elétricas entre as áreas ao largo da costa a norte da Nazaré se tal vier a resultar numa solução globalmente mais eficiente e vantajosa para o SEN. Acresce que os níveis de potência de cada uma afigura-se adaptar-se mais a uma solução em Hub (como possibilidade de interligação entre os mesmos ou aproveitamento dos respetivos corredores técnicos de ligação a terra para criação de condições de resiliência a falhas, especialmente nos cabos submarinos).

Neste contexto, não resulta imediatamente evidente qual a solução de transmissão de energia que melhor se adequa globalmente às três áreas mais afastadas da costa, quer do ponto de vista do dimensionamento de cada Hub, quer do ponto de vista da tecnologia de transmissão em AC ou DC e bem assim à quantidade de cabos e dimensão dos mesmos necessários para o efeito. Acresce que do ponto de vista estratégico se deva considerar como possibilidade futura uma eventual interligação marinha entre Portugal e Espanha ao largo do Minho e da Galiza.

coletora e o ponto de interligação em terra ou entre o(s) ponto(s) de interligação na rede em terra e as subestações *offshore*.

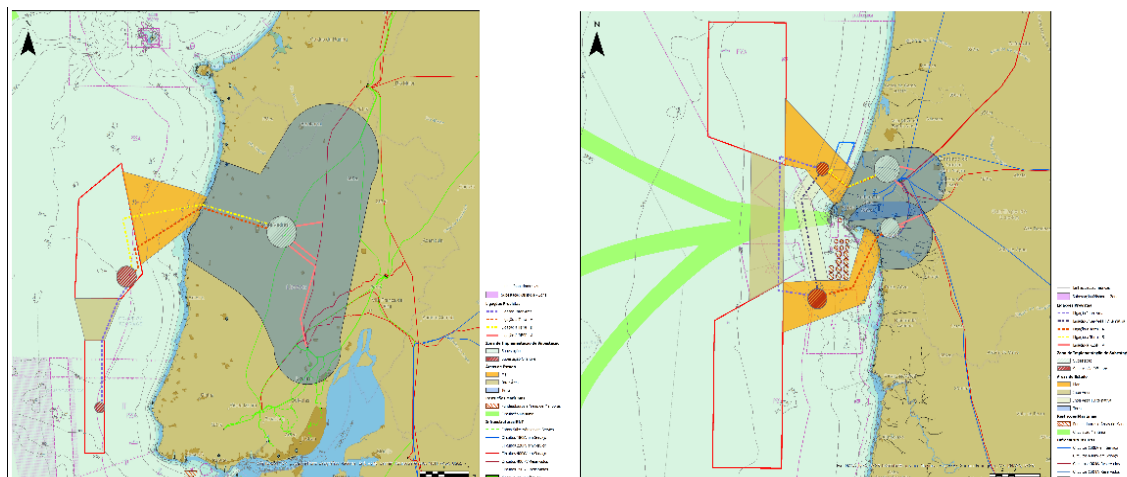


Figura 9 – Esquema da rede offshore em muito alta tensão e ligação com a rede terrestre
 (Ericeira, Sintra/Cascais e Sines)

VI. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O **mercado eólico *offshore* flutuante** encontra-se ainda na sua **fase inicial de desenvolvimento**, representando esta tecnologia apenas 188 MW da capacidade total de eólico *offshore* instalada mundialmente [4, 6].

Atualmente o **LCOE da eólica *offshore* flutuante situa-se acima dos 150 €/MWh**, o que reflete o nível de maturidade da tecnologia. Não obstante, a WindEurope estima que o LCOE da eólica *offshore* flutuante se situe entre 53 e 76 €/MWh em 2030, para uma capacidade instalada globalmente de, pelo menos, 7 GW.

Considera-se fundamental que o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal prossiga um **modelo concorrencial**, independentemente do seu grau de centralização e do modelo de remuneração da eletricidade associado.

O **mercado eólico *offshore* em Portugal será desenvolvido com base no PSOEM** em vigor em Portugal, após **aprovação do PAER**, esperada no último trimestre de 2023. A aprovação do PAER é, assim, condição necessária para a abertura do mercado eólico *offshore*, independentemente do modelo de desenvolvimento que venha a ser adotado.

Considera-se igualmente fundamental, que o modelo de procedimento a seguir seja sempre o que permita obter maior vantagem social e económica para o país, bem como a máxima coexistência de usos ou de atividades. Deve-se prosseguir um modelo que assegure, com equilíbrio e adequação ao mercado, o máximo de investimento em Portugal, incluindo a **maximização da aposta na fileira industrial, parcerias e cadeias de abastecimento de base nacional e local**.

Considera-se fundamental que os **critérios não-preço sejam claros, comparáveis, fáceis de medir e avaliar**, devendo minimizar a geração de custos adicionais administrativos ou de gestão significativos, que conduzam a um aumento do CAPEX e/ou OPEX dos projetos.

O **desenvolvimento e construção da infraestrutura elétrica *offshore* é crítica para o sucesso de implementação do mercado eólico *offshore* em Portugal**, sendo um fator limitante da data de entrada em exploração dos projetos, que terá de ser compatível com a exequibilidade de implementação da mesma. Uma vez que as soluções flutuantes não têm maturidade tecnológica, **recomenda-se a adoção de subestações de muito alta tensão da RNT suportadas por plataformas fixas ao leito marinho**. A adoção de **soluções em *Hub***, em que os centros

electroprodutores são ligados a subestações coletoras, afigura-se como uma possível solução que **tende a reduzir a quantidade de cabos entre as áreas especializadas e terra**, sendo globalmente **mais eficiente do que soluções puramente Radiais**, em que lotes individuais se ligam a terra de forma independente dos demais. A adoção de **soluções normalizadas**, quer para a subestações *offshore* quer para os cabos submarinos, poderá permitir **efeitos de escala** que ofereçam melhores condições de custos, tanto de instalação, como de exploração, eficiência e fiabilidade nas operações e potencial redução da duração das correspondentes atividades. É também recomendável que as **subestações offshore se situem dentro das áreas especializadas**, ou próximo destas, de forma a otimizar as ligações dos centros electroprodutores. Neste contexto, no caso da maior parte das áreas especializadas em apreciação, tal pode implicar que as subestações se devam instalar em batimetrias superiores a 100 m, o que releva para aspetos tecnológicos e respetivos custos.

Identificam-se **dois modelos concorrenciais** passíveis de ser implementados para o desenvolvimento do mercado eólico *offshore* em Portugal: o modelo que se designa do **tipo centralizado**, que pressupõe a atribuição de um mecanismo de apoio à produção de eletricidade; e o que se designa do **tipo descentralizado**, que não tem associado o referido mecanismo.

A implementação destes modelos pode ser individual, optando-se por um ou o outro, ou conjunta, caso em que os modelos poderão ser implementados simultaneamente ou sequencialmente. Cabe ao governo português decidir sobre a implementação individual ou conjunta dos modelos, bem como sobre a sua simultaneidade. Sem prejuízo, considera-se que, em caso de implementação conjunta, **as áreas especializadas a disponibilizar em cada modelo devem ser distintas, não coexistindo geograficamente**.

Por forma a apoiar a decisão sobre a aplicação individual ou conjunta dos modelos propostos, considera-se relevante a existência de uma fase prévia de **Expressão de Interesse formal**, destinada a apurar o posicionamento dos promotores em cada um dos modelos. A abertura da fase de Expressão de Interesse não está dependente da aprovação do PAER, podendo ser realizada antes da aprovação do PAER, sendo necessário definir os termos e informação a constar da mesma.

Considera-se que a sequenciação dos procedimentos do tipo centralizado deve ter em consideração as seguintes linhas orientadoras:

- Evolução do consumo de eletricidade, tendo em conta as manifestações de interesse referentes a investimentos na cadeia de valor do hidrogénio e outros projetos estruturantes e estratégicos. Os cenários de evolução de procura de eletricidade serão coincidentes com os que estão em utilização na revisão do Plano Nacional de Energia e Clima (PNEC 2030).
- Evolução do “time-to-market” dos parques eólicos offshore.
- Evolução do custo nivelado da eletricidade (LCOE) dos parques eólicos offshore flutuantes.
- Cronogramas de leilões internacionais de offshore para evitar impasses e promover sinergias positivas;
- Exequibilidade de execução das infraestruturas elétricas onshore e offshore.

Estas linhas orientadoras são aplicáveis, com as devidas adaptações, ao modelo do tipo descentralizado, caso o modelo de negócio prosseguido considere a venda de eletricidade em mercados organizados.

A capacidade a disponibilizar no procedimento do tipo centralizado para eólico *offshore* flutuante, realizado em 2023, deverá ter em consideração o potencial sobrecusto para o SEN. A sequenciação de áreas deve ter em consideração que, caso no PAER venham a constar áreas adequadas a projetos eólicos *offshore* fixos, estas deverão ser desenvolvidas prioritariamente uma vez que apresentam o menor LCOE.

O modelo a prosseguir em procedimentos futuros dependerá da opção tomada para o(s) procedimento(s) em 2023 e da experiência adquirida. No modelo do tipo centralizado, será possível eliminar a fase de estudos de campo à medida que os estudos de iniciativa do Estado vão sendo disponibilizados.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] Despacho n.º 1396-C/2023, de 27 de janeiro
- [2] Despacho n.º 4760/2023, de 20 de abril
- [3] Resolução do Conselho de Ministros n.º 203/2019 de 30 de dezembro de 2019.
- [4] GWEC. Global Wind Report. 2023
- [5] WindEurope. Scaling up Floating *Offshore* Wind Towards Competitiveness. 2021
- [6] GWEC. Global *Offshore* Wind Report. 2022
- [7] AEGIR, COWI, PONDERA. Accelerating South Korean *Offshore* Wind Through Partnerships. 2021.
- [8] C(2023) 1004 final, de 13 de fevereiro. Aide d'État SA.100269 (2022/N) – France Parc éolien flottant en mer dans une zone au large du sud de la Bretagne. 2023.
- [9] Lei n.º 17/2014, de 10 de abril
- [10] Decreto-Lei n.º 38/2015, de 12 de março
- [11] Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro
- [12] Comunicação da Comissão (2022/C 80/01), de 18 de fevereiro. Orientações relativas a auxílios estatais à proteção do clima e do ambiente e à energia. 2022.
- [13] Comunicação da Comissão 2023/C 101/03, de 17 de março. Quadro temporário de crise e transição relativo a medidas de auxílio estatal em apoio da economia na sequência da agressão da Ucrânia pela Rússia. 2023.
- [14] LNEG. OffshorePlan – Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis *Offshore* em Portugal (POSEUR-01-1001-FC-000007). 2017-2019.
- [15] <https://www.synertics.io/blog/44/theres-a-lot-of-value-to-be-captured-in-the-10-gw-off-portuguese-bet>
- [16] ISIS. Renewable Energy Cannibalisation – White Paper. 2019.
- [17] DGEG. Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional para o período de 2023-2040 (RMSA-E 2022). 2022.
- [18] Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho.
- [19] ACER e CER. EU Strategy to Harness the Potential of *Offshore* Renewable Energy for a Climate Neutral Future. 2022.
- [20] ENTSO-E. ENTSO-E Position on *Offshore* Development. Market and Regulatory Issues. 2020.
- [21] WindEurope. Position on non-price criteria in auctions. April 2022. Pp13.

- [22] Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão de 14 de abril de 2016. Jornal Oficial da União Europeia, pp L 112/1- 6.
- [23] Portaria n.º 73/2020, de 16 de fevereiro.
- [24] IEC 61400-21-1:2019 ED1 Wind energy generation systems - Part 21-1: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbines, pp 298.
- [25] IEC TR 61400-21-3:2019 Wind energy generation systems - Part 21-3: Measurement and assessment of electrical characteristics - Wind turbine harmonic model and its application. pp 33.
- [26] IEC 61400-1:2019 Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements. Pp.347.
- [27] IEC 61400-12-1:2022 Wind energy generation systems - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines. pp 317.
- [28] IEC 61400-12-3:2022 IEC 61400-12-3:2022 Wind energy generation systems - Part 12-3: Power performance – Measurement based site calibration. pp 93.
- [29] Diretiva ERSE n.º 19/2022, 18 de novembro.

Anexo III - Relatório Subgrupo 3

Relatório

Grupo de Trabalho para o planeamento e
operacionalização de centros eletroprodutores baseados
em fontes renováveis de origem ou localização oceânica
Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro

Subgrupo 3

Planeamento do desenvolvimento das infraestruturas portuárias de
suporte à implementação de fontes de energias renováveis *offshore*

Maio, 2023

Índice

Lista de Acrónimos	4
Sumário Executivo	4
I – Enquadramento	5
II – Reuniões do Subgrupo 3	6
III- Caracterização das infraestruturas Portuárias nacionais	7
Introdução.....	7
Caraterísticas atuais das infraestruturas portuárias e investimentos potenciais	8
Porto de Sines	8
Porto de Setúbal	10
Porto de Lisboa	11
Porto de Sesimbra	11
Porto de Aveiro.....	13
Porto da Figueira da Foz	15
Porto de Leixões	16
Porto de Viana do Castelo	16
Síntese das condições existentes e investimentos potenciais	17
Acessos Marítimos	18
Terraplenos.....	18
Proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias	20
IV – Levantamento de localizações alternativas.....	21
V - Estado de arte e <i>benchmark</i> com outros portos eólicos offshore	22
Enquadramento	22
Contexto.....	22
Soluções de fundações fixas para aerogeradores	23
Soluções de plataformas ou subestruturas flutuantes para aerogeradores.....	25
Turbina Eólica.....	28
Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore.....	30
Funções dos Portos na indústria Eólica Offshore.....	32
Requisitos da infraestrutura Portuária	33
Considerações finais.....	37
Portos de referência na indústria eólica <i>offshore</i>	38
VI -Indústria eólica offshore nacional.....	39
VII - Desenvolvimento da fileira industrial nacional de produção de energias offshore.....	39
Oportunidade para a Indústria Portuária.....	42
Indústrias a fixar no porto e área envolvente	43
Oportunidades para a economia envolvente ao porto.....	46
Criação de emprego nas indústrias envolventes ao Porto.....	47
VIII - Investimentos necessários	48
Porto de Viana do Castelo.....	48
Porto de Leixões.....	50
Porto de Aveiro	50
Figueira da Foz	52
Porto de Lisboa	53
Porto de Peniche	53
Porto de Setúbal	53

Porto de Sines	55
Antecipação de investimentos planeados	56
Recursos Humanos.....	56
IX - Modelos de financiamento	58
X – Portos com potencial para garantir a produção, montagem e manutenção de Estruturas eólicas Offshore	60
XI - Lacunas de informação	61
XII - Conclusões.....	61
Referências Bibliográficas.....	65

Lista de Acrónimos

APA – Administração do Porto de Aveiro, S.A.

APDL – Administração dos Portos do Douro, Leixões e Viana do Castelo, S.A.

APS – Administração dos Portos de Sines e do Algarve, S.A.

APSS – Administração dos Portos de Setúbal e Sesimbra, S.A.

APP – Associação dos Portos de Portugal

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

DGEG – Direção-Geral de Energia e Geologia

DGRM – Direção-Geral dos Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos

EI -ERRO - Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

FER – Fontes de energia renovável

LOA – Comprimento fora a fora do navio

Sumário Executivo

A descarbonização da economia e a transição energética e climática previstas no programa do XXIII Governo Constitucional, em estreita articulação com as metas fixadas pela UE para o corte de emissões e para o crescimento das energias renováveis, reforçadas pelo recente plano REPowerEU, levaram a que o Governo português fixasse a meta para colocar a concurso cerca de 10 GW para as energias renováveis offshore até 2030. Esta meta foi apresentada pelo Primeiro-Ministro na Conferência dos Oceanos das Nações Unidas, realizada no corrente ano em Lisboa.

Para definir o caminho a prosseguir visando o alcance desta meta nacional, foi publicado, o Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, pelas áreas governativas da Economia e do Mar, do Ambiente e da Energia, e das Infraestruturas e Habitação.

O presente relatório visa dar resposta ao objetivo fixado na alínea e) do n.º 2 do referido Despacho, que compreende uma análise das necessidades de desenvolvimento das infraestruturas portuárias quer para a fase de construção dos centros electroprodutores, quer para o desenvolvimento de uma fileira industrial nacional baseada em FER-offshore.

Neste contexto e tendo como referência o processo de aprendizagem do projeto WindFloat Atlantic, instalado em 2019 ao largo de Viana do Castelo, e os estudos e trabalhos realizados anteriormente pelas entidades com competências e conhecimentos nas energias renováveis offshore, é evidente que, atualmente, as infraestruturas portuárias nacionais não reúnem todas as condições necessárias para dar resposta às necessidades logísticas do mercado das FER-offshore, em todas as fases associadas ao ciclo de vida destes produtos, principalmente na fase de montagem das plataformas, sendo fundamental a realização de investimento nos portos que permitam ultrapassar estas limitações.

Assim, tendo em conta os requisitos técnicos associados às diferentes etapas de implementação das FER-offshore, este relatório preliminar apresenta os principais investimentos necessários na infraestrutura portuária nacional, assim como uma primeira proposta para a especialização das mesmas. São também tecidas algumas considerações sobre os modelos de financiamento a adotar e identificadas algumas lacunas de informação.

I – Enquadramento

A Comissão Europeia apresentou em 2019 o Pacto Ecológico Europeu com a identificação de um conjunto de medidas para a transição ecológica sustentável, por forma a reduzir de forma gradual as emissões dos gases com efeito de estufa (GEE), com vista ao alcance da neutralidade carbónica até 2050. Na área da energia, é fundamental a redução de combustíveis fósseis aliada a uma transição para energias de origem renovável, como forma de combate às alterações climáticas, bem como, mais recentemente, à crise energética agravada pelo contexto de guerra.

Em resposta a este desafio, o Governo anunciou a realização de leilão eólico offshore para uma capacidade instalada de 10 GW, aproveitando o grande potencial da costa portuguesa e a minimização do impacto às populações, o que veio aumentar ainda mais o interesse por parte deste setor.

A exploração da energia eólica offshore detém um elevado potencial de desenvolvimento económico e social das zonas costeiras, pela necessidade de localização de proximidade de atividades industriais, de assemblagem e de logística, bem como de serviços especializados de engenharia, mas para a qual é fundamental o adequado desenvolvimento das infraestruturas portuárias.

Assim, através do Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro, foi criado o Grupo de Trabalho interministerial das áreas do mar, da energia e das infraestruturas, para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes de energias renovável de origem ou localização oceânica. Concomitantemente, no seio do referido Grupo de Trabalho foram criados três subgrupos, cada um dos quais responsável por objetivos específicos, previstos no referido Despacho, cabendo ao Subgrupo 3, nos termos da alínea c) do seu n.º 4, avaliar as necessidades de desenvolvimento das infraestruturas portuárias quer para a fase de construção dos centros electroprodutores, quer para o desenvolvimento de uma fileira industrial nacional baseada em FER-offshore, à luz da EI-ERO.

Neste âmbito foi elaborado o presente relatório, com uma análise comparativa das necessidades específicas do setor da energia eólica dimensionadas a uma capacidade instalada de 10 GW, com as características das infraestruturas portuárias nacionais em articulação com a indústria deste setor já existente, quer seja nos portos ou na sua envolvente, para o desenvolvimento de um plano de investimentos estruturado.

II – Reuniões do Subgrupo 3

Este subgrupo começou a reunir em dezembro de 2022, tendo as primeiras reuniões sido dedicadas à análise do âmbito do relatório para definição dos conteúdos a desenvolver.

Já em meados do início do ano, as reuniões foram dedicadas à recolha de informação e estudos sobre o setor, nas suas várias vertentes, incluindo uma análise de *benchmark* aos procedimentos adotados por outros países.

Seguiram-se reuniões para caracterização das infraestruturas portuárias nacionais, atendendo tanto às suas atuais características, como às alterações previstas em função dos projetos em carteira pelas autoridades portuárias.

Procedeu-se a auscultação da indústria, para reflexão sobre os requisitos necessários a atender pelas infraestruturas portuárias, áreas envolventes e fileira industrial, realizada através de múltiplas iterações, com particular destaque para a reunião de 19 de maio.

Dada a complexidade e especialização do relatório a desenvolver, também em maio, o subgrupo acordou proceder à contratação de duas entidades terceiras independentes para auxiliar e alavancar o desenvolvimento deste documento.

III- Caracterização das infraestruturas Portuárias nacionais

Introdução

Nesta secção é feita a caracterização das principais infraestruturas portuárias nacionais na costa Oeste de Portugal que poderão dar suporte aos centros electroprodutores baseados em fontes renováveis de energia renováveis de origem ou localização oceânica, tendo por base a proposta preliminar das áreas especializadas a afetar a esse efeito (Figura 1).

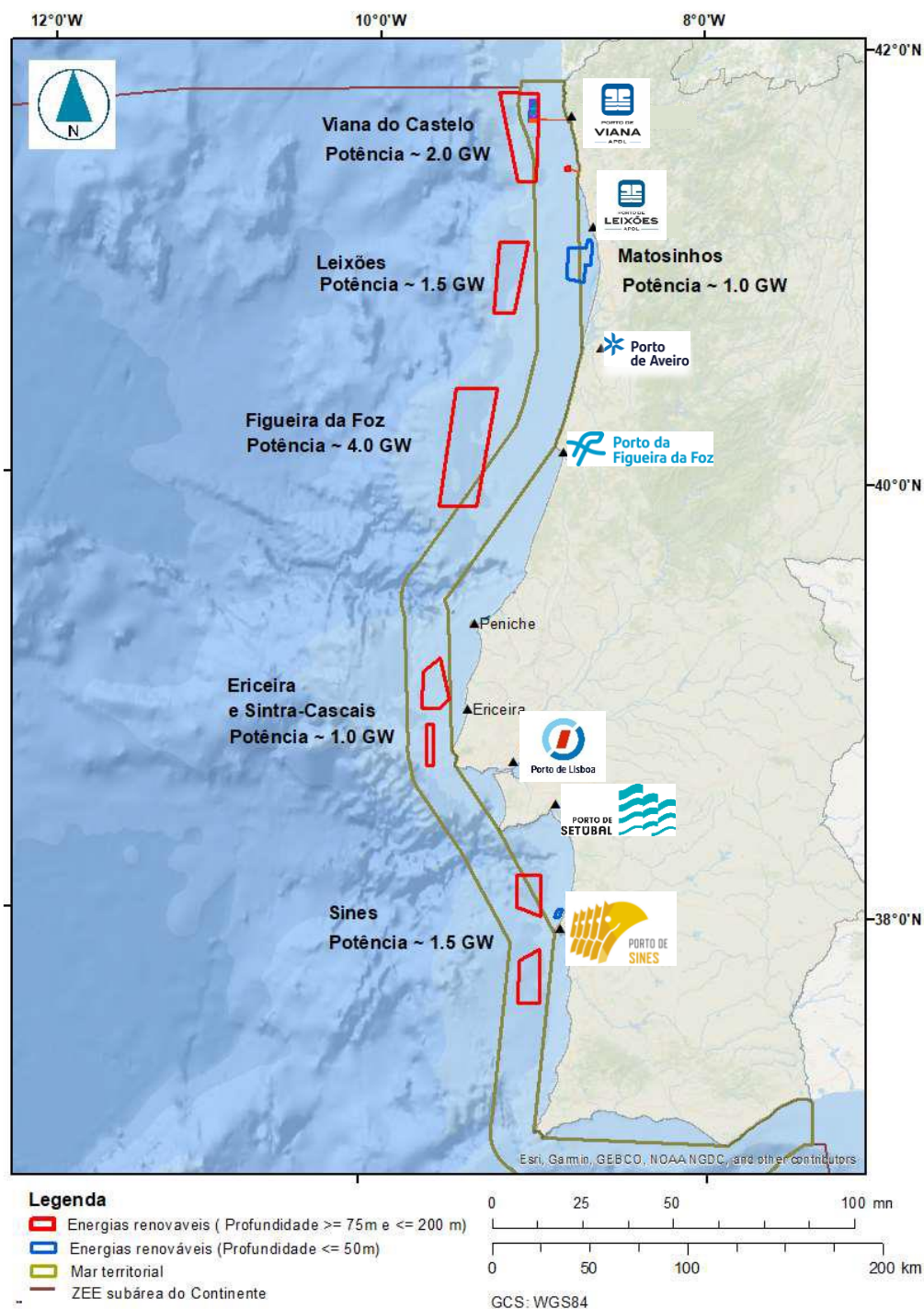


Figura 1 - Potências indicativas das áreas propostas e localização das infraestruturas portuárias [1].

Para o *Cluster de Energias Renováveis*, o Porto de Sines tem em desenvolvimento um *Novo Cais de Carga Geral*, com área para a construção de plataformas e flutuadores para eólicas offshore, bem como a obra de prolongamento do Molhe Leste, em 400 m, para proteção às manobras dos navios e operações realizadas no novo Cais de Carga Geral, Figura 3. O *Novo Cais de Carga Geral* tem as seguintes características:

- Cais de 310 m de comprimento, fundos de serviço a -16 m (ZH);
- Receção de navios com até 250 m de comprimento fora a fora (LOA);
- Área total de 12 ha.



Figura 3 – Projetos em desenvolvimento no Porto de Sines: Novo Cais de Carga Geral (superior) e Terminal Sul (Marshalling Harbour) (inferior).

Para potenciar o sector das energias renováveis *offshore*, considera-se:

- Construção do *Terminal Sul (Marshalling Harbour)*, Figura 3) com área para a assemblagem das estruturas das torres eólicas e as seguintes características:
 - Cais multiusos com 800 m de extensão e 150 m de largura;
 - Fundos de serviço a -16 m ZH;
 - Área total de 12 ha.

- Avaliar a compatibilização de área para o desenvolvimento de projetos ligados ao cluster das energias eólicas oceânicas no Terminal Vasco da Gama (Figura 4), considerando:
 - *Marshaling Harbour*, com construção de um cais multiusos, com um comprimento de 500 m, com fundos de -14 m ZH e uma área total de 25 ha;
 - Possibilidade de alocar mais área do Terminal Vasco da Gama a este fim (área total com o Terminal Vasco da Gama igual a 210 ha).

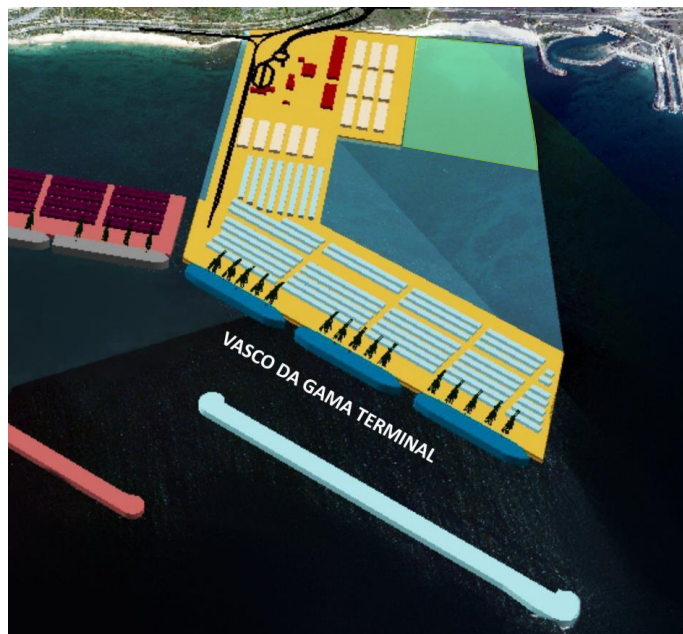


Figura 4 – Porto de Sines: utilização do futuro Terminal Vasco da Gama.

Porto de Setúbal

O Porto de Setúbal está localizado a 45 km de Lisboa, tem a barra aberta 24 h por dia e integra uma das mais importantes zonas industriais e logísticas do país, dispondo de vários terminais portuários especializados e estaleiros navais. Este porto tem fundos de -15 m ZH no canal da barra e a -13,5 m ZH no canal norte. A largura do canal de acesso é 200 m, permitindo receber embarcações com um comprimento fora-a-fora máximo de 360 m, com um calado até 14 m e uma boca de 60 m. A área total dos terraplenos disponíveis totaliza 161 ha (Tabela 1).

Tabela 1 – Terraplenos disponíveis no porto de Setúbal.

Terraplenos disponíveis	Área (ha)	Com frente de cais
Terminal Multiusos Zona 1 concessionado, atualmente com elevada taxa de ocupação	10,0	Sim
Terminal Multiusos Zona 2 concessionado, atualmente com taxa média de ocupação	20,0	Sim
Área privada da Etermar	10,0	Sim
Área concessionada da Lisnave	4,0	Sim
Área a norte dos Terminais Termitrenae Teporset, sem pavimento nem cais, mas possibilidade de uso de cais privativo	15,0	Sim
Novo terrapleno junto ao Terminal Roro sem pavimento nem cais	16,0	Não
Zona do Sapal do Moinho Novo ZPA, sem pavimento nem cais	6,0	Não
Parque industrial municipal da Mitrena	80,0	Não

Tabela 2 – Terraplenos potenciais no porto de Setúbal.

Terraplenos potenciais	Área (ha)	Com frente de cais
Possível expansão do Terminal Multiusos Zona 1 (parcela A)	6,5	Sim
Terrapleno privado da Sorefame, sem pavimento ⁽¹⁾	42,0	Sim
SapecBAy - poderão estar parcialmente comprometidos com futuros investidores	67,0	Não
Terrenos da antiga central da EDP (verificar disponibilidade com a empresa)	30,0	Não
Terrenos privados na retaguarda do terminal RoRo (verificar a disponibilidade com proprietários)	20,0	Não
TMM (2,5ha existentes 10,2ha de expansão)	12,7	Sim
Zona de alinhamento (parcela D)	57,0	Sim
⁽¹⁾ 15 ha (terrapleno privado da Sorefame, sem pavimento) + 30 ha de terrapleno com possibilidade de construir um 1 km de cais (futuro Terminal Multiusos da Mitrena para o cluster de novas energias)		

De referir ainda que os terraplenos disponíveis e potenciais no Porto de Setúbal já se encontram concessionados ou são privados ou deverão ser concessionados para o serviço público portuário de movimentação de cargas, não estando disponíveis para leilão para uso privativo e implicam a compra a privados ou a articulação com os usos e títulos existentes.

Porto de Lisboa

O porto de Lisboa encontra-se aberto à navegação 24 h por dia, 365 dias no ano. O principal canal de acesso ao porto, designado de canal da Barra Sul, situa-se na embocadura do estuário, tem 2,7 milhas de extensão e fundos de -16,5 m ZH.

Os terraplenos disponíveis totalizam uma área de 9,5 ha, mas sem acesso a cais. As indústrias fixadas no porto ou na sua envolvente são empresas comercializadoras e distribuidoras de componentes, bem como I&D.

Porto de Sesimbra

O Porto de Sesimbra está particularmente vocacionado para o desenvolvimento da indústria da pesca. Por outro lado, possui condições ímpares para a náutica de recreio. As indústrias fixadas no porto ou na sua envolvente com interesse para a fileira das energias renováveis offshore são o mergulho técnico e a rotação de tripulações.

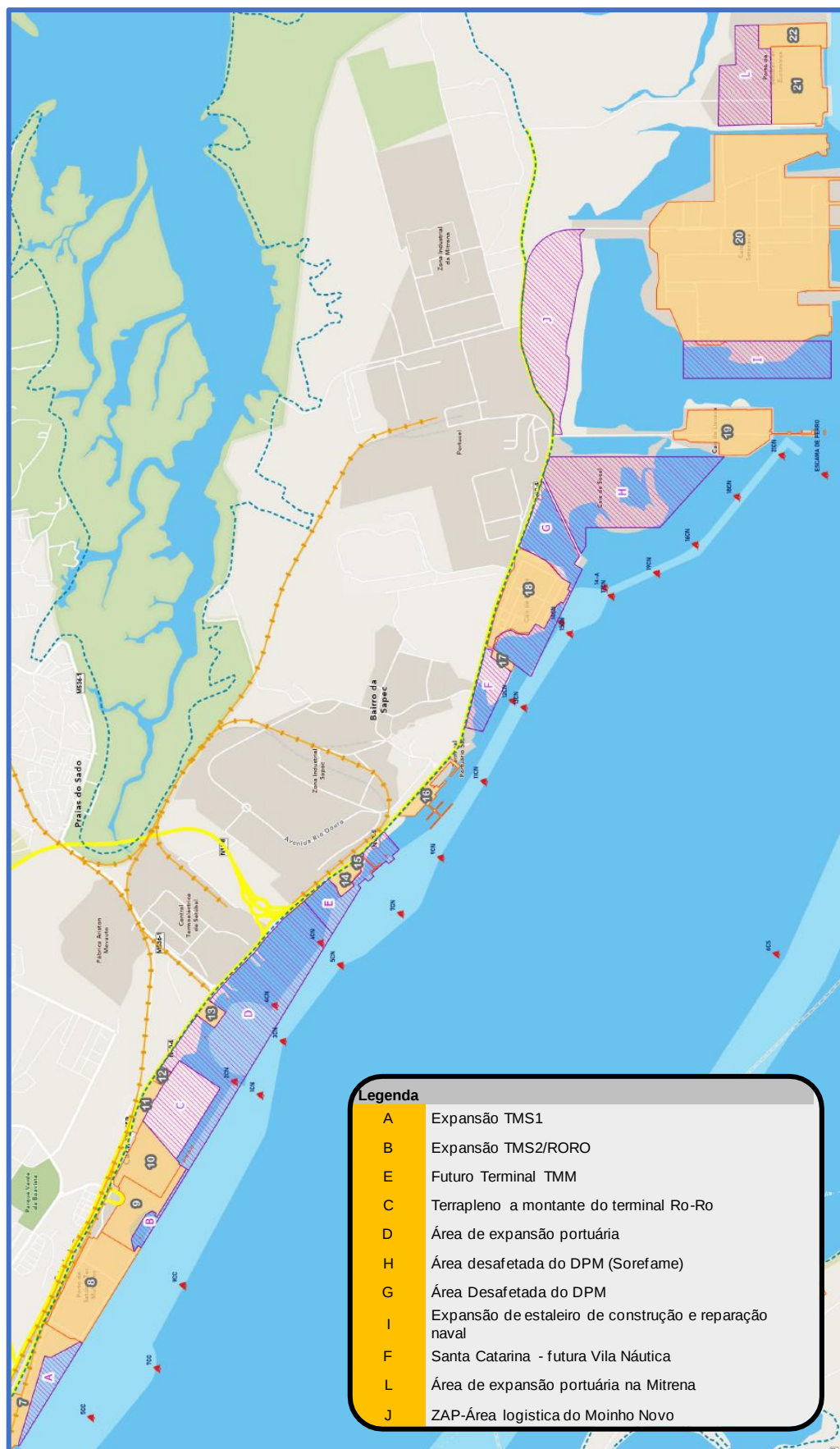


Figura 5 – Porto de Setúbal: áreas de expansão.

Porto de Aveiro

O Porto de Aveiro é um porto multifuncional, sem congestionamento nos acessos, que serve um vasto *hinterland* económico e dispõe de 7 terminais especializados e 1 zona logística intermodal. O porto é servido pelos principais corredores rodoviários nacionais, em perfil de autoestrada, que o ligam às principais cidades de país e a Espanha. Está igualmente ligado à rede ferroviária nacional, por intermédio de ramal eletrificado, com ligação ao corredor Atlântico da Rede Transeuropeia de Transportes (Aveiro - Valladolid). Atualmente o Porto de Aveiro tem condições para receber navios com as seguintes características: comprimento fora-a-fora até 200 m, boca até 30 m, deslocamento até 40 000 t e com calados até 10 m.

Embora não existam, atualmente, terraplenos disponíveis para suportar o desenvolvimento do sector das energias renováveis offshore, a Zona de Atividades Logísticas e Industriais (ZALI) tem área para potencial terrapleno com 19 ha (Figura 6), com possibilidade de construir 446 m de frente de cais de acostagem. Há, no entanto, manifestações de interesse para esse terrapleno.

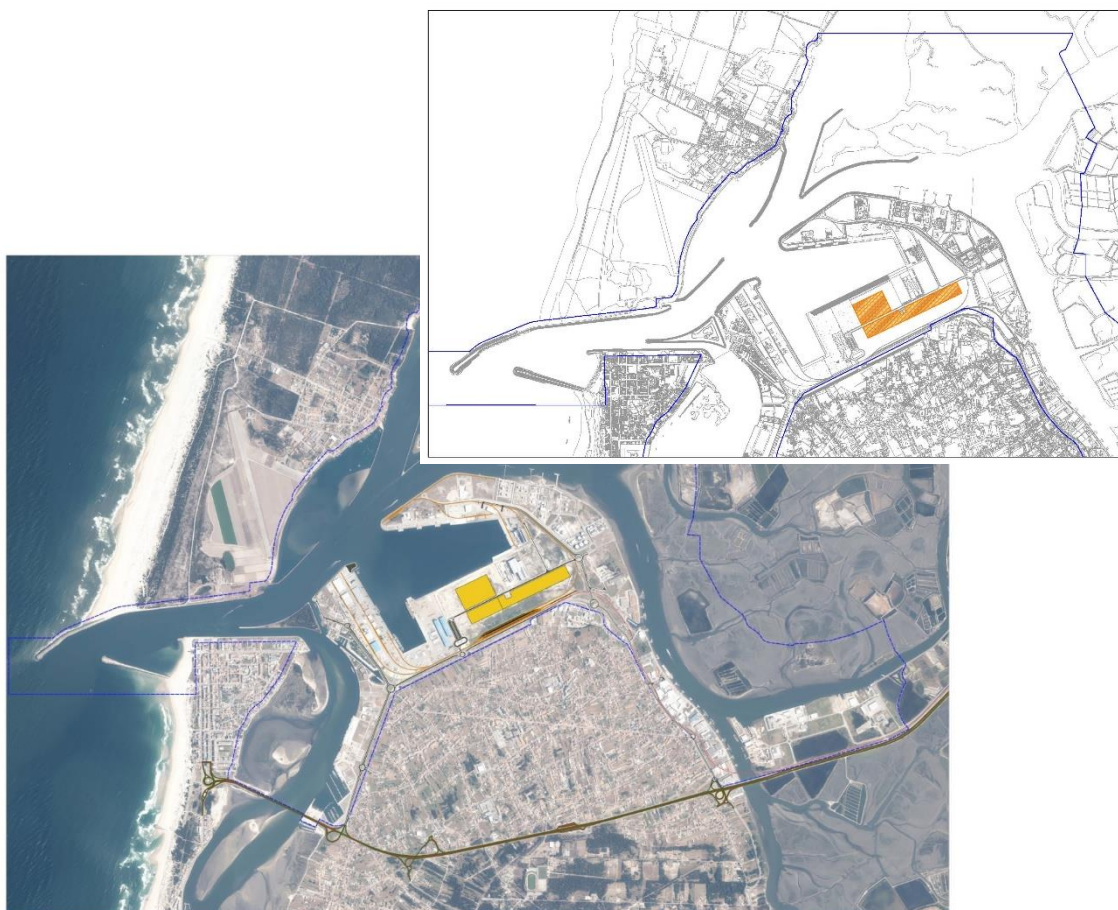


Figura 6 – Porto de Aveiro: terraplenos disponíveis.

A curto médio prazo, está prevista a realização do projeto de melhoria das acessibilidades marítimas do Porto de Aveiro, com a reconfiguração do canal de acesso marítimo, de modo a habilitar o porto com condições de navegabilidade que permitam o acesso de navios de maior dimensão, como seja a navios com boca até 32 m e calado máximo até 11 m. Com o aumento do canal de acesso para os 200 m de largura, será também expectável que se assista a um aumento do comprimento máximo dos navios, ainda que este indicador não tenha sido quantificado à data.

Adicionalmente, estão também previstos investimentos privados da fileira das energias eólicas no porto, como seja a curto prazo a expansão da área da concessão de uma empresa e, a médio longo prazo, os investimentos resultantes da conversão das manifestações de interesse já recebidas em concessões.

Foram também identificadas outras áreas alternativas para dar suporte às atividades a desenvolver, nomeadamente a base aérea de S. Jacinto (85 ha), que permitirá alargar a vocação do porto para atividades de operação e manutenção, e uma área na Ria de Aveiro (185,5 ha, dos quais 35,5 ha de área molhada), que poderá ser estudada enquanto zona para estacionamento, Figura 7.



Figura 7 – Porto de Aveiro: áreas alternativas.

Atualmente, estão já fixadas no Porto de Aveiro as seguintes indústrias: produção de torres eólicas, empresa de mergulhadores profissionais e os estaleiros com doca seca, que acolhem navios até 100 m de comprimento e 6 m de calado. Na envolvente ao porto encontram-se, também, empresas de produção de pás eólicas. Foram também recebidas manifestações de

interesse de empresas dos seguintes sectores: metalomecânica, cabos submarinos, produção, transporte e instalação de estruturas e plataformas offshore.

O acesso o Porto de Aveiro está disponível 18 horas por dia e 7 dias por semana, não obstante do mesmo estar condicionado à existência de condições meteorológicas e de maré favoráveis.

Atento o histórico de 2022, o acesso à barra esteve encerrado apenas 3 vezes, por períodos sempre inferiores a 24 horas, o que equivale a 0,8% do seu tempo de atividade, não se incluindo outras restrições à navegação devido a condições meteorológicas e de maré, mas ajustadas em função da dimensão dos navios.

Porto da Figueira da Foz

O Porto da Figueira da Foz é servido pelos principais corredores rodoviários nacionais, em perfil de autoestrada, que o ligam às principais cidades do país e a Espanha. Este porto está também ligado à rede ferroviária nacional, por intermédio de ramal eletrificado, com ligação ao corredor da Rede Transeuropeia de Transportes (troço do Corredor Atlântico). Atualmente o porto tem condições para receber, sem restrições, navios com as seguintes características: comprimento fora-a-fora até 120 m, boca até 18,5 m e com calado máximo até 6,5 m. No entanto, as condições de movimentação e as áreas disponíveis permitem a expansão do porto, estando, para o efeito, previsto realizar a obra de aprofundamento da barra, canal de navegação e bacia de manobras do porto, que permitirá a entrada de navios com até 140 m de comprimento e 8 m de calado.

Os terraplenos potenciais na Zona Industrial da Morraceira (margem sul) a afetar às atividades de suporte aos centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica totalizam uma área de 13,3 ha, Figura 8. O desenvolvimento de atividades nestas áreas requer a realização de investimentos com terraplanagem e a construção de cais de acostagem com cerca de 100 m de frente de cais.



Figura 8 – Porto da Figueira da Foz: terrapienos potenciais.

O acesso o Porto da Figueira da Foz está disponível 18 horas por dia e 7 dias por semana, não obstante do mesmo estar condicionado à existência de condições meteorológicas e de maré favoráveis.

Atento o histórico de 2022, o acesso à barra esteve encerrado 7 vezes, dos quais 2 vezes por períodos superiores a 24 horas e inferiores a 45 horas, o que equivale a 2,8% do seu tempo de atividade, não se incluindo outras restrições à navegação devido a condições meteorológicas e de maré, mas ajustadas em função da dimensão dos navios.

Porto de Leixões

O Porto de Leixões é a maior infraestrutura portuária da Região Norte de Portugal, possuindo cerca de 5 km de cais, 55 ha de área terrestre e 120 ha de plano de água. Este porto polivalente oferece muitas e diferenciadas valências: terminais de granéis sólidos e líquidos, terminais de contentores, terminais multiusos, terminal petrolífero, terminal de passageiros, terminal Ro-Ro, terminal de cruzeiros, marina comercial e porto de pesca. O Porto de Leixões opera 365 dias por ano e tem a sua barra permanentemente aberta ao tráfego portuário, não existindo por isso restrições de acesso por efeito das marés. O principal canal de acesso ao porto tem fundos a -14 m (ZH). Este porto tem os seus terraplenos concessionados e a sua capacidade de expansão está limitada pelo tecido urbano envolvente. O Porto de Leixões poderá dar apoio logístico nas operações, mas face às concessões em vigor não tem capacidade livre relevante que se possa cativar para apoio aos projetos offshore.

Porto de Viana do Castelo

O sector comercial do Porto de Viana do Castelo está operacional 24 h por dia, 365 dias por ano, podendo receber navios com até 180 m de comprimento e 8 m de calado. Em média este porto encerra à navegação apenas 3 dias por ano por razões meteorológicas. O sector industrial inclui empresas no setor eólico e os Estaleiros Navais, uma empresa de construção e reparação naval que ocupa uma área de implantação de 250 000 m² (50 000 m² correspondem a área coberta), que é constituído por um conjunto de instalações terrestres e marítimas:

- 1 doca seca com 203 x 32 m;
- 1 doca seca com 127 x 18 m;
- 1 plataforma de construção no enfiamento da doca maior, com 140 x 32 m;
- 1 bacia de aprestamento com 2 cais de 190 m de comprimento cada;
- 1 cais de amarração (Bugio) com 300 m de comprimento;
- 1 carreira de construção com 120 x 40 m.

No Porto de Viana do Castelo, os terraplenos disponíveis totalizam uma área de 13 ha (excluindo as áreas do TURH) e encontram-se atualmente dedicados à atividade comercial. Os terraplenos potenciais têm uma área superior a 40 ha. A utilização dessa área está dependente da revisão do PDM (aceitação do município). Importa referir que já foi iniciada a fase de estudo prévio (EP) e o desenvolvimento de estudo de impacto ambiental (EIA) tendo em vista a utilização dessa área do Porto de Viana do Castelo. O canal de acesso tem fundos de serviço a -8,0 m ZH, tendo os cais de acostagem do porto comercial fundos a -9,0m ZH. Estas áreas e respetivas frentes de cais estão apresentadas na Figura 9. Importa referir que parte da área montante considerada como “expansão” engloba terrapleno existente.

Este porto beneficia da existência de várias indústrias já fixadas no porto, ou na sua envolvente, com competências na fileira das energias renováveis offshore.



Figura 9 – Porto de Viana do Castelo: identificação das áreas de expansão.

As manifestações de interesse recebidas dizem respeito a empresas ligadas à metalomecânica, cabos submarinos, produção, transporte e instalação de estruturas/plataformas *offshore*. Estes interesses podem dar origem a projetos no porto ou na sua envolvente ligados à fileira das energias renováveis de offshore.

As acessibilidades rodoviárias do porto de Viana do Castelo foram recentemente melhoradas com a construção do acesso dedicado que liga o porto à zona industrial do Neiva, Figura 10. Esta zona industrial apresenta forte potencial para fixação de indústria, que poderá apoiar o offshore.

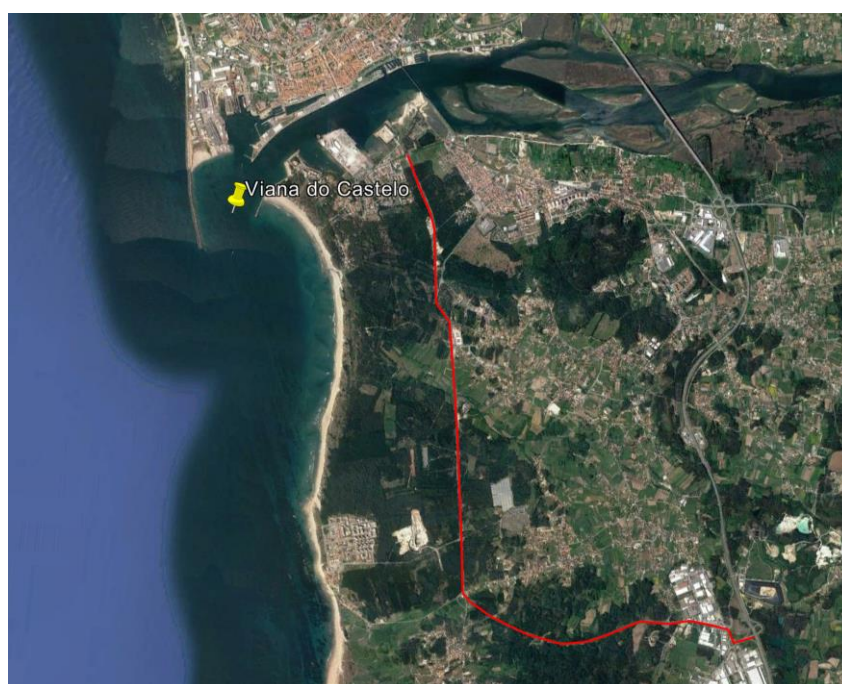


Figura 10 – Novos Acessos rodoviários ao porto comercial de Viana do Castelo.

Síntese das condições existentes e investimentos potenciais

Nesta secção é apresentada uma síntese das condições existentes nas infraestruturas portuárias nacionais na costa Oeste de Portugal que poderão dar suporte aos centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica.

Acessos Marítimos

A caracterização dos acessos marítimos às principais infraestruturas portuárias na costa Oeste de Portugal é apresentada na Tabela 3.

Tabela 3 – Caracterização dos acessos marítimos às principais infraestruturas portuárias na costa Oeste.

Portos	Largura do canal (m)	LOA máximo dos navios (m)	Calado máximo navios (mZH)	Boca máxima navios (m)
Porto de Viana do Castelo	150	< 200	8	
Porto de Leixões	240 ⁽¹⁾	> 300 ⁽²⁾	14 ⁽³⁾	40 ⁽⁴⁾
Porto de Aveiro	150	200	10	30
Porto da Figueira da Foz	120	120	6,5	18,5
Porto de Lisboa	250	sem limite	16,5	sem limite
Porto de Setúbal	200	360 ⁽⁵⁾	14 ⁽⁶⁾	60
Porto de Sines ⁽⁷⁾	900	300	17	50

⁽¹⁾ 240 m no canal de entrada, 210 m (a -16.85 m ZHL) entre os molhes, ⁽²⁾ no anteporto, ⁽³⁾ 14.0 m na bacia/anteporto e 11.0 m nas docas interiores, ⁽⁴⁾ no anteporto (sem restrições de maré).

⁽⁵⁾ LOA máximo para navios do estaleiro, ⁽⁶⁾ Calado máximo para navios com destino ao TMS2 (Terminal Multiusos do Porto de Setúbal, Zona 2). Calados diversos em diferentes cais.

⁽⁷⁾ Limitações nos acessos marítimos para navios podem constituir-se mais limitativas do que aquela a verificar para estruturas como sejam as bases dos flutuadores dos aerogeradores.

Terraplenos

As infraestruturas portuárias nacionais têm atualmente um conjunto de terraplenos disponíveis, *i.e.*, terraplenos pavimentados em condições de serem usados para suportar o desenvolvimento da fileira industrial nacional baseada em fontes de energia renovável offshore. Essas áreas são apresentadas na Tabela 4 e totalizam 84 ha com frente de cais e 118 ha sem frente de cais.

Tabela 4 – Terraplenos disponíveis nas infraestruturas portuárias na costa Oeste.

Portos	Área de terraplenos disponíveis (ha)	
	Com frente de cais	Sem frente de cais
Porto de Viana do Castelo	13 (excluindo áreas com TURH) ⁽¹⁾	---
Porto de Leixões	---	---
Porto de Aveiro	---	---
Porto da Figueira da Foz	---	---
Porto de Lisboa	---	9,5
Porto de Setúbal	59 ⁽²⁾	102 ⁽²⁾
Porto de Sesimbra	Não aplicável	Não disponíveis
Porto de Sines	12 ⁽³⁾	6,6

⁽¹⁾ Os terraplenos disponíveis estão afetos à normal atividade comercial do porto.

⁽²⁾ Os terraplenos disponíveis já estão concessionados ou são privados ou deverão ser concessionados para o serviço público portuário de movimentação de cargas, não estando disponíveis para Leilão para uso privativo e implicam a compra a privados ou a articulação com os usos e títulos existentes.

⁽³⁾ Área relativa ao novo cais de carga geral para o cluster de energias renováveis (ainda em fase de desenvolvimento).

Nas infraestruturas portuárias nacionais, existe também um conjunto de terraplenos potenciais para serem utilizados, que requerem, no entanto, a realização de investimentos de modo a poderem ser usados para suportar o desenvolvimento da fileira industrial nacional baseada em fontes de energia renovável offshore. Essas áreas de terrapleno são apresentadas na Tabela 5 e totalizam 232,5 ha com frente de cais e 134,2 ha sem frente de cais. O total de área de terrapleno potencial é de 367 ha. Essa área pode passar para 637 ha com a inclusão das áreas alternativas propostas pelo Porto de Aveiro.

Tabela 5 – Terraplenos potenciais nas infraestruturas portuárias.

Portos	Terraplenos potenciais (ha)		
	Com acesso direto a cais	Sem acesso direto a cais	Observações
Porto de Viana do Castelo (1)	+40	--	Criação de terraplenos e frentes de acostagem previstas que totalizarão entre [400-800]m – comprimento total e profundidades de cais a aferir no Estudo Prévio em curso
Porto de Leixões	--	--	devido às concessões em vigor não tem capacidade livre relevante
Porto de Aveiro (2)	19		Terraplanagem e construção de cais com cerca de 446 m de frente de cais
Porto da Figueira da Foz		13,3	Terraplanagem e construção de cais com cerca de 100 m de frente de cais
Porto de Lisboa	--	--	
Porto de Setúbal	118,2	117,0	Os terraplenos potenciais estão concessionados ou são privados ou deverão ser concessionados para serviço público portuário de movimentação de cargas, não estando por isso disponíveis para Leilão para uso privativo e implicam a compra a privados ou a articulação com os usos e títulos existentes.
Porto de Sesimbra	Não disponíveis		Porto cujas infraestruturas têm valências ao nível da atividade piscatória e náutica de recreio
Porto de Sines	37,0	3,9	<i>Marshalling harbours</i> : Terminal Sul, com 12 ha, e Terminal Multiusos, com 25 ha. A área total pode aumentar até 210 ha com a inclusão do Terminal Vasco da Gama.

(1) A sul do porto, no acesso à A28, existe uma zona industrial com áreas que poderão ser potencialmente utilizadas pela fileira industrial.

(2) Para além dos terraplenos potenciais, o Porto de Aveiro tem como áreas alternativas para dar suporte às atividades as áreas da base aérea de S. Jacinto (85 ha) e uma área na Ria de Aveiro a ser estudada para estacionamento (185,5 ha).

Proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias

A proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias para suporte aos centros electroprodutores offshore baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica teve por base um conjunto de aspetos técnicos, designadamente:

- Características atuais das infraestruturas portuárias nacionais;
- Projetos atualmente em desenvolvimento e projetos potenciais para potenciar a fileira das renováveis offshore;
- Localização dos centros electroprodutores propostos para a costa Oeste portuguesa;
- Indústria na envolvente ao porto e interesses estratégicos regionais.

A proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias nacionais é apresentada na Tabela 6. Posteriormente, no Capítulo VIII, será realizada uma análise mais pormenorizada dos requisitos do sector das energias renováveis marinhas e dos investimentos necessários em cada um dos portos para o seu cumprimento.

Tabela 6 – Proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias.

Especialização	Porto
Produção de Componentes	Porto de Viana do Castelo. Porto de Aveiro. Porto de Setúbal. Porto de Sines
Operação e Manutenção	Porto da Figueira da Foz. Porto de Viana do Castelo. Porto de Setúbal. Porto de Sines. Porto de Aveiro
Montagem	Porto de Setúbal. Porto de Viana do Castelo. Porto de Sines. Porto de Aveiro
Descomissionamento	Porto de Setúbal. Porto de Sines

IV – Levantamento de localizações alternativas

No capítulo III foi realizada a caracterização das infraestruturas portuárias nacionais, tendo sido identificados os terminais e terraplenos disponíveis para suportar o desenvolvimento do sector das energias renováveis *offshore*, os investimentos atualmente em curso ou já planeados pelas autoridades portuárias para o cluster das energias renováveis offshore, bem como as áreas de terraplenos potenciais que, se necessário, poderão no futuro ser alocadas ao sector.

Como alternativa ou complemento, o Terminal Vasco da Gama do Porto de Sines pode também ser utilizado, numa fase inicial, pelo cluster das energias renováveis offshore. Nesse caso, a área total disponível poderia atingir os 210 ha (Terminal Vasco da Gama em conjunto com o Terminal Multiusos proposto para *Marshaling Harbour*), tal como explicado no Capítulo III

O Porto de Aveiro tem, na sua proximidade, duas áreas alternativas para suporte às atividades da fileira das energias renováveis offshore, designadamente as áreas da base aérea de S. Jacinto (85 ha) e uma área na Ria de Aveiro (185,5 ha). Essas áreas adicionais são de grande importância caso se pretenda que este porto venha a ser uma infraestrutura de apoio à operação e manutenção dos parques offshore e também a usar na montagem das tecnologias de conversão das renováveis offshore.

O Porto de Peniche, construído em 1981, é o porto mais ocidental da Europa continental e está bem posicionado em relação aos centros electroprodutores baseados em fontes de energias renováveis de origem ou localização oceânica. Atualmente é um dos principais portos de pesca portugueses. Os seus estaleiros podem servir de apoio à construção das subestruturas e as áreas subjacentes disponíveis podem ser reafectadas também para este propósito. O calado máximo permitido pelos fundos de serviço atuais (cerca de 3,5 m) limita a sua utilização.

V - Estado de arte e *benchmark* com outros portos eólicos offshore

Enquadramento

Os futuros centros electroprodutores baseados em fontes de energia renovável de origem ou de localização oceânica poderão ser constituídos por tecnologias variadas para a conversão dos diferentes recursos marinhos, por exemplo, vento, ondas ou sol. Poderão ainda ser projetados para a conversão de um ou mais desses recursos marinhos. Este Capítulo é dedicado ao sector do eólico offshore devido ao potencial energético deste recurso, pelo facto de as tecnologias de conversão estarem atualmente mais desenvolvidas e por ser aquele que, à partida, mais irá condicionar o desenvolvimento e preparação das infraestruturas portuárias.

Contexto

A energia eólica offshore na Europa tem crescido constantemente nos últimos 20 anos, com 3,3 GW instalados em 8 parques eólicos em 2021, sendo que o Reino Unido contribuiu com 70% do total [1]. Até o final de 2023, mais 5 parques eólicos estarão em funcionamento na Itália, Alemanha, França, Reino Unido e Países Baixos, com um total de 312 aerogeradores propostos para instalação. A capacidade instalada anual e acumulada da energia eólica *offshore* de 2011 a 2021 pode ser visualizada na Figura 11. A capacidade total de turbinas instaladas na Europa até 2021 é de 28,3 GW, distribuídos por 12 países. Essas instalações são principalmente de fundação fixa, havendo também alguns projetos de demonstração de pequena escala de energia eólica flutuante contribuindo para o total geral. A contribuição da energia eólica *offshore* portuguesa é residual, sendo que atualmente apenas o parque da *Windfloat*, com 25 MW, se encontra em operação. Realça-se, contudo, que o Projeto *Windfloat* não só se tornou uma referência para Portugal como para todo o mundo sendo a sua solução replicada e incrementada no atual desenvolvimento de fundações flutuantes para aerogeradores *offshore*.

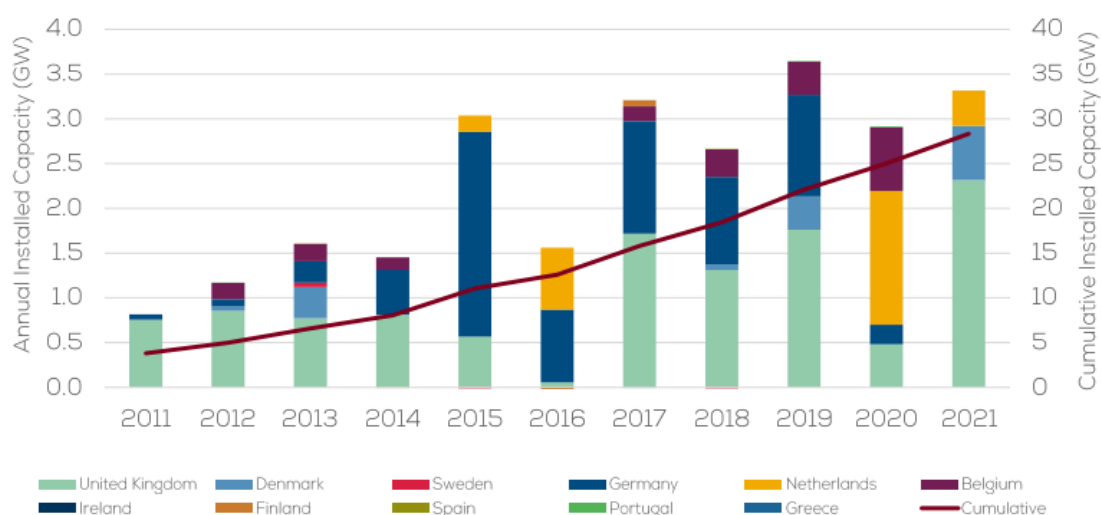


Figura 11 – Capacidade instalada na Europa de 2011 a 2021 [1].

A disseminação de parques eólicos *offshore* na Europa está em fase de crescimento acelerado. O *Green Deal* da Comissão Europeia, estabelecido inicialmente em 2019, definiu uma meta de 40% para o fornecimento de energia a partir de fontes renováveis até 2030. Com a guerra na Ucrânia a evidenciar a dependência da Europa das importações de gás russo, o acordo assinado

pelos parceiros europeus REPowerEU (2022) aumentou as metas para a energia renovável de 40% para 45%, com o objetivo de reduzir a dependência de recursos energéticos externos [ii]. Em paralelo com as ambições mais amplas da Europa, a Declaração de Esbjerg de 2022 comprometeu a Alemanha, Dinamarca, Países Baixos e Bélgica a instalar 65 GW de capacidade electroprodutora de base eólica até 2030, e pelo menos 150 GW até 2050 [iii]. Para atingir as ambiciosas metas da comissão europeia espera-se assim a implementação em grande escala de energia eólica offshore em toda a Europa. O Governo português, em concordância com os parceiros europeus, reconhece o compromisso com as metas da União Europeia e estabeleceu marcos importantes para a energia renovável alinhados com as ambições da UE. No entanto, devido à reduzida expressão da energia eólica *offshore* em Portugal, são necessárias ações concretas e devidamente planeadas para estabelecer uma cadeia de valor neste setor em Portugal que cumpra as metas exigidas, tanto pela União Europeia como pelo Governo português.

As condições de batimetria ao longo da costa ocidental portuguesa são classificadas como de águas profundas, na sua maioria com profundidades acima dos 50 m nos primeiros 10 km de distância à costa. Estas condições naturais e a distribuição do potencial eólico fazem perspetivar que a maioria dos sistemas a instalar sejam flutuantes, subsistindo, contudo, áreas em que será possível recorrer a soluções fixas, como o monopilar. Desta forma, a indústria Eólica Offshore Nacional deverá ter em conta uma maior prevalência, ainda que não necessariamente de modo exclusivo, da cadeia de valor para as soluções do tipo flutuante.

A Europa possui uma capacidade de energia eólica flutuante de 113 MW, com vários projetos flutuantes relevantes incluindo TetraSpar, WindFloat, Kindcardine e PivotBuoy. A indústria ainda está no seu estágio inicial e continuará as experiências nestes projetos de referência. Dada a oportunidade do desenvolvimento e aplicação de soluções de energia eólica flutuante nas águas portuguesas e também em outros países com largas zonas económicas exclusivas, como o caso da Irlanda ou Estados Unidos da América, está a ser feito um investimento significativo pela indústria Internacional para determinar os tipos de fundações e amarração mais adequados para diferentes condições ambientais. Os estudos têm também avançado soluções de como os projetos em larga escala poderão aproveitar a cadeia de valor já existente noutros sectores e indústrias. Este enquadramento também representa uma oportunidade para as Instituições de Investigação e Desenvolvimento nacionais se envolverem e contribuírem para os estudos de localização portuária e de fornecimento de componentes e matérias-primas fundamentais. Tal envolvimento das indústrias e instituições de conhecimento científico valoriza a economia local relativa aos locais de instalação e zonas portuárias.

Neste contexto torna-se evidente e urgente o investimento na infraestrutura portuária europeia e, por conseguinte, da nacional, por forma a dotá-la de capacidade para abraçar os desafios e ambições da Comissão Europeia.

Soluções de fundações fixas para aerogeradores

A indústria relativa a soluções de instalação de aerogeradores com fundações fixas ao fundo marinho está particularmente bem estabelecida, com parques eólicos em operação há mais de 20 anos, destacadamente o Parque Eólico de *Horns Ver* na Dinamarca. Existem três tipos de fundação fixa o que, naturalmente, impacta na variação da área ocupada, destacadamente o espaço físico necessário para as operações de montagem, além dos requisitos relativos a gruas, capacidade de carga no cais e áreas de montagem.

Os 3 tipos de fundação fixa para turbina eólica *offshore* são:

- Monopilar (*monopile*) – A turbina é suportada por um único pilar de aço (Figura 12). Esta solução geralmente é adequada apenas para pequenas profundidades de água (≤ 25 m). Existem variações que introduzem um quadro em forma de tripé, potenciando esta solução para profundidades de água de até 35 m.



Figura 12 – Exemplo de fundação monopile fixa ao fundo marinho (<https://www.rechargenews.com>).

- Fundação Gravítica (*Gravity Base Structure, GBS*) – Este tipo de fundação é geralmente construído em betão armado ou pré-fabricado com lastro de areia, cascalho ou água. As fundações gravíticas são adequadas tipicamente para profundidades de água de até 30 m. Estas requerem alguma preparação do leito marinho antes da instalação para garantir uma superfície estável para a estrutura. Um exemplo de uma estrutura de fundação gravítica está ilustrado na Figura 13.



Figura 13 – Exemplo de fundação gravítica fixa ao fundo marinho (<https://.bouygues-tp.com>).

- Estrutura *Jacket* – As turbinas são suportadas por estruturas do “tipo armação de aço” (Figura 14), semelhantes às que foram utilizadas em instalações fixas de petróleo e gás no passado. Essas fundações são normalmente usadas em profundidades de água superiores a 35 m.



Figura 14 - Típica fundação jacket (<https://www.iberdrola.com>).

Além da profundidade da água, a escolha da fundação e o projeto final serão condicionados por outros fatores, nomeadamente: as condições geotécnicas, as condições meteoceanográficas, a topografia do leito marinho, as considerações de transporte e as capacidades de elevação das gruas disponíveis no cais.

Soluções de plataformas ou subestruturas flutuantes para aerogeradores

As plataformas ou subestruturas flutuantes associadas aos aerogeradores *offshore* podem ser categorizadas em função da técnica de estabilização hidrodinâmica: (i) estabilização por lastro, (ii) estabilização por flutuabilidade e (iii) estabilização por amarração. Os quatro tipos principais de subestruturas flutuantes enquadram-se nessas três categorias, Figura 15 [iv]. A maioria das subestruturas para energia eólica flutuante são baseada em tecnologias já estabelecidas na indústria de petróleo e gás.

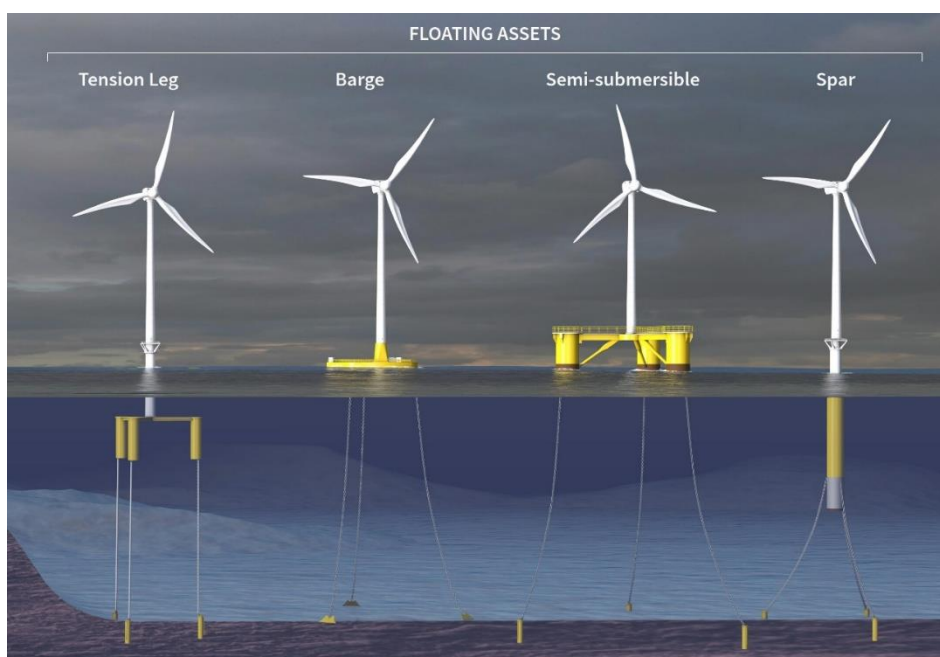


Figura 15 – Tipos de subestrutura flutuante para Eólica Offshore (<https://acteon.com/blog/floating-wind-mooring-options/>).

- Spar - As subestruturas do tipo Spar (Figura 16) possuem uma estrutura cilíndrica longa (alto calado) contendo lastro em profundidade para estabilização. A estrutura cilíndrica é fabricada em aço ou betão. As subestruturas Spar geralmente têm calado superior a 80 m, dependendo da potência/peso da turbina. O flutuador, geralmente, é amarrado ao fundo do mar por meio de linhas de amarração do tipo catenária. A montagem final deste tipo de subestruturas é concluída ao largo (normalmente no local de instalação) devido aos requisitos de águas profundas.



Figura 16 – Exemplo de subestrutura tipo Spar (Aker solution - www.energyfacts.eu).

- Semi-submersíveis – Estas subestruturas semi-submersíveis são usualmente construídas por meio da fabricação de três colunas em triângulo interligadas por uma estrutura rígida (Figura 17). Podem ser fabricadas em aço ou betão. Devido ao calado relativamente baixo das subestruturas, a operação de montagem da turbina geralmente é concluída no cais. O dispositivo (completo) montado é posteriormente rebocado até ao local de instalação por embarcações do tipo rebocador.



Figura 17 – Subestrutura Semi-Submersível WindFloat (<https://www.power-technology.com>).

- Barge - As fundações do tipo *barge* são semelhantes às semi-submersíveis em termos de tecnologia e design, mas geralmente possuem requisitos de calado mais baixos. Estas subestruturas podem ser compostas por um casco de aço ou betão, com a turbina normalmente instalada numa das extremidades da estrutura (Figura 18). Assim como nos tipos semi-submersíveis e devido ao calado mais baixo, a montagem da parte superior pode ser realizada no cais. As subestruturas do tipo *barge* apresentam geralmente maior instabilidade hidrodinâmica e são mais suscetíveis às oscilações da superfície livre da água [v].



Figura 18 – Subestrutura do tipo Barge (<https://www.oedigital.com>).

- *Tension Leg Platform* (TLP) – As subestruturas flutuantes TLP são as menos desenvolvidas entre todos os tipos de subestruturas flutuantes para energia eólica. Existem atualmente projetos piloto para demonstração deste tipo de tecnologia (Figura 19). As subestruturas do tipo TLP são estabilizadas por um equilíbrio entre as forças do sistema de amarração e as forças de flutuabilidade. O princípio do TLP é que este possui maior flutuabilidade do que a massa do conjunto “turbina eólica flutuante”, causando uma força ascendente que mantém a estrutura na posição vertical. Essa força é equilibrada por linhas de amarração que estão sempre tensionadas, estabilizando a estrutura. Esse sistema de amarração é composto por vários tensores de alta resistência axial que reduzem significativamente os movimentos da plataforma TLP nos seus 6 graus de liberdade, tornando o flutuador mais semelhante a uma estrutura fixa [vi].

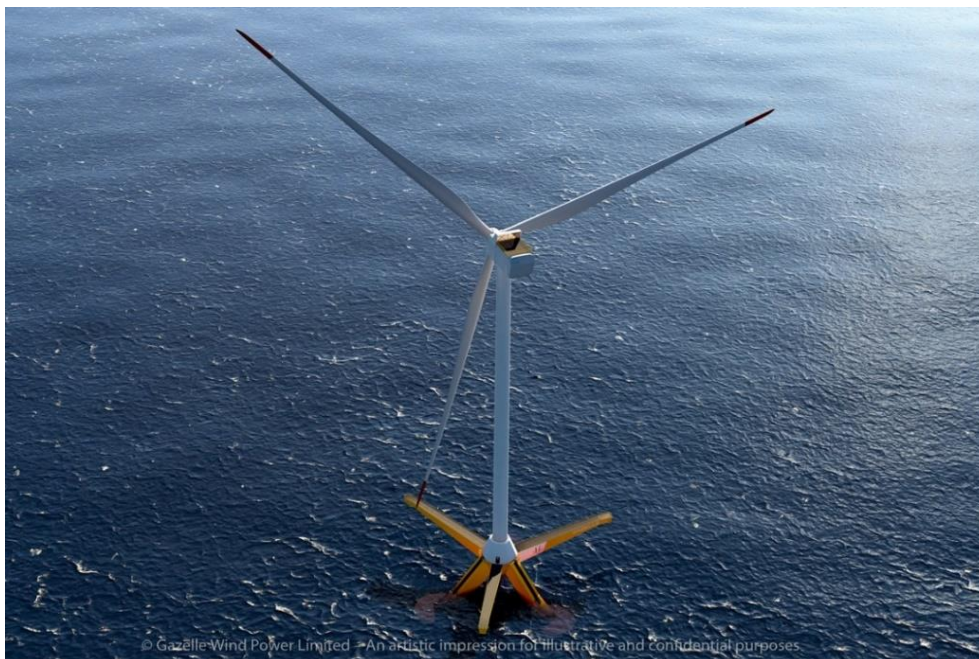


Figura 19 – Subestrutura do tipo TLP (<https://gazellewindpower.com/>).

Embora existam quatro principais tipos de plataformas, a semi-submersível é a mais avançada em termos de implementação e de maturidade da tecnologia. É provável que as fundações semi-submersíveis sejam as primeiras fundações flutuantes a serem instaladas em Portugal e noutros países, dado o avanço da tecnologia e previsibilidade de comportamento. A Tabela 7 apresenta os requisitos típicos de calado no cais para as diferentes subestruturas, contudo existem avanços recentes em todos os tipos de subestruturas flutuantes que indicam novos tipos de requisitos.

Tabela 7 – Profundidade de água requeridas junto ao cais de montagem para as diferentes subestruturas de turbinas eólicas flutuantes.

Tipo de subestrutura	Profundidade (calado) do cais de montagem	
	Aço	Betão
Barge	6 a 8 m	10 a 12 m
Semi-submersível	10 a 12 m	12 a 15 m
Spar	70 m	80 m
TLP	10 a 12 m	

Cada um dos sistemas apresenta exigências específicas para a sua assemblagem, montagem e manutenção, pelo que a escolha da solução técnica condicionará os requisitos que se colocarão aos portos. Importa ainda referir que o grau de desenvolvimento tecnológico (TRL) das várias tecnologias é distinto. As tecnologias já testadas e comprovadas em ambientes offshore com características simulares às existentes na costa Oeste portuguesa deveriam ter prioridade.

Turbina Eólica

Nos últimos 15 anos, ocorreram desenvolvimentos significativos na tecnologia aerogeradores. Em 2021 foram com encomendados aerogeradores com diâmetro rotórico de 222 m [1] (Figura 20). Com a tendência de aumento do tamanho das turbinas, serão necessárias fundações e/ou

plataformas que resistam a cargas maiores, o que implica um aumento de dimensão e, consequentemente, de matéria-prima e espaço/ferramentas para a trabalhar. De facto, os estudos de implantação de aerogeradores *offshore*, atualmente, normalmente consideram uma turbina de 8 a 15 MW como unidade de medida.

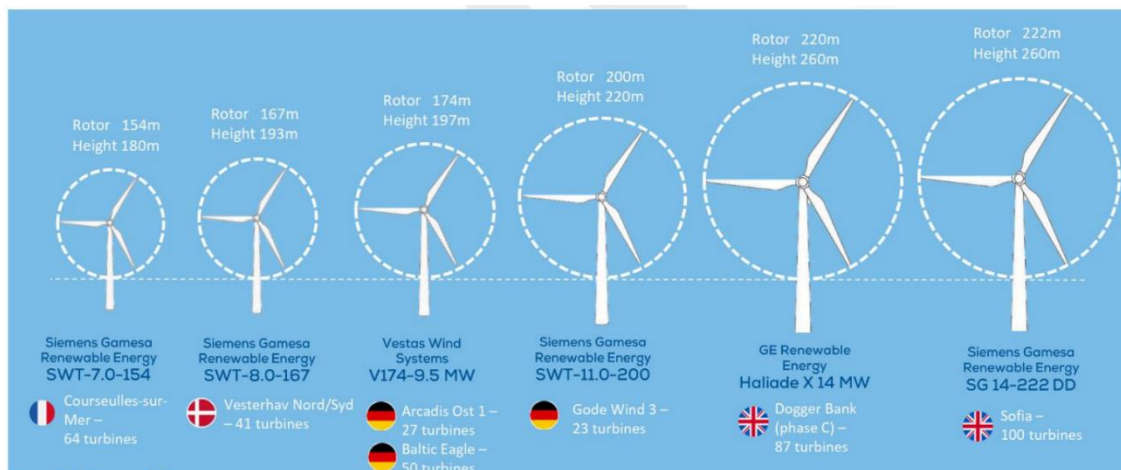


Figura 20 – Tamanhos das turbinas encomendadas em 2021 [vii]

O aumento no tamanho e eficiência das turbinas tem levado a uma redução significativa no Custo Equivalente da Energia (*Levelized Cost Of Energy* - LCOE), com o custo de 50 €/MWh de eletricidade produzida para projetos fixos em 2023, partindo de 192 €/MWh em 2017 [viii]. Embora o aumento de tamanho das turbinas tenha sido economicamente benéfico, isso representa um desafio para a infraestrutura portuária que irá apoiar a construção de parques *eólicos offshore*. As dimensões cada vez mais significativas dos componentes dos aerogeradores e das fundações exigem assim áreas significativas em terra para permitir a organização, armazenamento e movimentação, além de capacidades de carga pesada no cais e em terra. Também será necessária disponibilidade de gruas de grande capacidade nos portos. As turbinas e fundações cada vez maiores também representam um desafio para as embarcações, com poucas embarcações disponíveis no mercado para atender ao aumento do tamanho e peso dos elementos das turbinas. Em 2022, a WindEurope destacou que até 2024-25 a necessidade de embarcações de instalação e lançamento de cabos superará a oferta para a construção de parques *eólicos offshore*. Essa limitação tem o potencial de impactar negativamente o ritmo e a escala da implantação de parques *eólicos offshore* em todo o mundo [ix], algo que não deixa de ser uma oportunidade para a indústria naval portuguesa.

As dimensões típicas dos principais componentes aerogeradores devem ser consideradas para o presente estudo portuário, sem prejuízo de eventualmente se considerarem valores mais elevados para acomodar alguma evolução tecnológica que possa vir a ocorrer. As tabelas seguintes (Tabela 8, Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11) indicam as dimensões típicas para turbinas e fundações considerando aerogeradores de 15 MW. São também aqui apresentadas dimensões expectáveis para uma fundação fixa de *monopile* e para uma subestrutura flutuante semi-submersível.

Tabela 8 – Dimensões e pesos típicos dos componentes de um aerogerador a operar em ambiente offshore (15MW).

Componente	Valor
Diâmetro do rotor [m]	240
Comprimento da pá [m]	115
Peso da pá [t]	65
Diâmetro da base da pá [m]	6
Altura da Nacelle [m]	10
Largura da Nacelle [m]	10
Comprimento da Nacelle [m]	20
Massa da Nacelle [t]	650
Altura da Torre [m]	120
Diâmetro total da Base da Torre [m]	8
Peso da Torre [t]	1000

Tabela 9 – Dimensões e pesos típicos de uma fundação fixa do tipo Monopile (15MW).

Componente	Valor
Comprimento do Monopile [m]	100
Diâmetro do Monopile [m]	10
Peso do Monopile [t]	1400

Tabela 10 – Dimensões e pesos típicos de uma subestrutura flutuante do tipo Semi-Submersível (15MW).

Componente	Valor (Aço)	Valor (betão)
Largura da Subestrutura [m]	100	100
Altura da Subestrutura [m]	25	25
Calado da subestrutura no Porto [m]	9	15
Calado da Subestrutura em operação [m]	13	22
Peso da subestrutura [t]	4500	13000

Tabela 11 – Dimensões do sistema de amarração (15MW)

Componente	Valor
Linhas de amarração por Turbina Eólica Flutuante [m]	4 a 6
Comprimento da linha de amarração/Profundidade [m/m]	6
Peso da linha de amarração [t/m]	0,5

Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore

Dada a especialização naval requerida para este tipo de indústria, é fundamental considerar as embarcações previstas para apoiar a construção de parques eólicos *offshore*, incluindo a implantação de aerogeradores, assim como o seu desenvolvimento. As embarcações necessárias para apoiar a fase de construção e instalação dos projetos terão um impacto direto na infraestrutura portuária necessária. As características dos vários tipos de embarcações necessárias para o transporte e a instalação de fundações fixas ou flutuantes de turbinas eólicas offshore estão discriminadas na Tabela 12.

Tabela 12 – Características das embarcações usadas para transporte e instalação de aerogeradores offshore.

Embarcação	Atividade	Tipo	Dimensões típicas	Tipo de fundação
Navio de transporte de componentes (<i>Component Transfer Vessel – CTV</i>)	Transporte dos elementos da turbina e da fundação para o porto de apoio a partir do local de fabricação, também frequentemente utilizado para transportar componentes da fábrica ou do local de apoio para o local de instalação.	Navios costeiros ou embarcações de transporte pesado	Boca = 20 m LOA = 118 m Calado = 7.25 m	Fixa e Flutuante
Navio de instalação de fundações e aerogeradores (<i>Turbine and Foundation Installation Vessel - WTIV & FIV</i>)	Transporte das turbinas do porto de apoio para o local de instalação, sendo utilizado para concluir a fundação da turbina e a instalação da mesma.	Embarcação com meios de transporte e elevação pesados.	Boca = 49 m LOA = 231 m Calado = 10 m	Fixa
Navio de apoio à instalação (<i>Construction Support Vessels – CSV</i>)	As embarcações CSV normalmente possuem gruas com capacidade de transporte pesado e apoiam instalações à superfície e subaquáticas, além de suportarem atividades de inspeção, reparação e manutenção.	Navio de operação offshore polivalente	Boca = 27 m LOA = 140 m Calado = 6.85 m	Fixa e Flutuante
Navios de instalação de cabos (<i>Cable Installation Vessels - CIV</i>)	Estas embarcações são frequentemente carregadas nos portos de fabricação de cabos e transferidas diretamente para o local <i>offshore</i> . Assim, não há necessidade de o porto de apoio acomodar estas embarcações. As embarcações modernas de instalação de cabos realizam diversas atividades, incluindo escavação de valas, lançamento e enterro de cabos, e ainda deposição de rochas.	Navio especializado para instalação de cabos submarinos	Boca = 32 m LOA = 138 m Calado = 7.3 m	Fixa e Flutuante
Embarcação de transporte pesado (<i>Heavy Lift – HLV</i>)	Transporte dos módulos da subestrutura ou subestruturas totalmente montadas para portos de montagem ou de apoio. Devido ao calado significativo, as subestruturas totalmente montadas podem precisar ser lançadas em águas profundas e rebocadas tanto para o porto de apoio quanto para instalações ‘molhadas’ de armazenamento.	Navio de transporte pesado de estruturas semi-submersíveis	Boca = 78,75 m LOA = 118 m Calado = 7.25 m	Flutuante
Embarcação de ancoragem (<i>Anchor Handling Tug Supply Vessel - AHTS</i>)	Usado para rebocar unidades totalmente montadas de águas mais profundas para portos de apoio, e para rebocar unidades totalmente montadas do porto de apoio para o local de instalação. As embarcações também são usadas para a instalação de equipamentos de ancoragem para flutuadores.	Navio especializado em ancoragem	Boca = 18.5 m LOA = 77 m Calado = 7 m	Flutuante
Embarcação de reboque (<i>Tug Vessels</i>)	Utilizado em conjunto com AHTS (embarcações de reboque e apoio a plataformas) no reboque de unidades totalmente montadas para garantir que os movimentos sejam limitados durante o transporte.	Rebocador	Boca = 12m LOA = 22.8 m Calado = 5.5 m	Flutuante

Funções dos Portos na indústria Eólica Offshore

O objetivo da neutralidade carbónica em 2050 imposto pelo Pacto Ecológico Europeu exige uma aposta em fontes de energia verde, estimando-se que na próxima década a componente eólica offshore aumente de 25 GW para 110 GW, podendo atingir os 400 GW em 2050 [2]. É, por isso, evidente e urgente o investimento na infraestrutura portuária europeia e, por conseguinte, da nacional, por forma a dotá-la de capacidade para abraçar os desafios e ambições da Comissão Europeia.

Embora seja evidente a relevância dos portos neste setor, atualmente há uma falta significativa de infraestrutura adequada em toda a Europa e especialmente na Portugal. Estima-se que sejam necessários 6,5 mil milhões de euros em investimentos em infraestrutura portuária em toda a Europa até ao final da década para alcançar as metas energéticas estabelecidas para 2030 [x]. Embora pareça ser um volume de investimento muito elevado, a WindEurope destaca que esse investimento poderia ser recuperado em cinco anos com a receita gerada pelo uso das infraestruturas para instalação *offshore* [xi]. Isso apresenta tanto um desafio quanto uma oportunidade para o setor portuário português.

Diversos portos europeus e mundiais têm vindo a participar no desenvolvimento, montagem e instalação de parques eólicos e como tal existe informação e experiência relevante que importa considerar na análise dos projetos a desenvolver em Portugal.

As funções principais dos portos na indústria Eólica Offshore são:

- Pré-instalação:
 - Suporte a embarcações de caracterização ambiental (*surveying*);
 - Suporte à instalação e operação de dispositivos de recolha de dados ambientais e meteoceanográficos.
- Fabrico e Montagem:
 - Importação e exportação, tanto de matérias-primas como de componentes (e.g., flutuadores, torres, pás, nacelles, cabos, sistemas de amarração, subestações);
 - Embarque de componentes para porto de armazenamento;
 - Fabricação de elementos de subestruturas;
 - Montagem de elementos modulares de estruturas.
- Armazenamento
 - Armazenamento dos componentes de turbinas, fundações fixas e plataformas flutuantes;
 - Armazenamento de componentes de outras peças grandes dimensões.
- Operação e Manutenção (O&M), reboque a porto e substituição componentes:
 - Fornecimento de condições adequadas ao atracamento de embarcações com características específicas;
 - Armazenamento portuário de componentes de substituição;
 - Instalações para transferência de pessoal dedicado.
- Descomissionamento/Desmantelamento/Desinstalação
 - Condições de atracagem de HLVs;
 - Condições para tráfego de embarcações especializadas;
 - Instalações de transferência de sucata e materiais para indústria da reciclagem.

Os portos terão um papel muito relevante no acolhimento de unidades industriais que forneçam componentes, que se podem fixar na infraestrutura portuária para redução do risco logístico e criação de valor nacional. De referir que a integração e assemblagem dos vários componentes deverá ocorrer em portos próximos do local de instalação dos projetos offshore. As unidades flutuantes totalmente montadas serão posteriormente rebocadas até ao local de instalação. Posteriormente, dando suporte às atividades de O&M e descomissionamento, os portos terão de garantir capacidade para receber navios CTV (*Crew transfer Vessels*), que transportarão as equipas até ao local do projeto, preferencialmente a distâncias inferiores a 100 km, bem como para acolher as plataformas que até lá sejam rebocadas.

Requisitos da infraestrutura Portuária

O expectável aumento do número de projetos eólicos offshore a nível europeu tenderá a criar pressão sobre as infraestruturas portuárias, dado que os requisitos de espaço, de capacidade exigida aos terraplenos e de profundidade de água são elevados. Este facto será ainda potenciado em virtude do aumento de potência nominal dos equipamentos, com o consequente aumento da dimensão dos elementos que o constituem, dificultando o transporte de pás, naceles e torres, que tenderão a ser produzidas junto do plano de água. A WindEurope [2] estima que, entre 2020 e 2030, o número de turbinas instaladas mais do que duplicará, enquanto a potência instalada mais do que quadruplicará.

A avaliação dos requisitos para a infraestrutura portuária no apoio às atividades da indústria Eólica *Offshore* tem que ter em conta algumas considerações, que aqui se enunciam:

- **Boca da embarcação** - Existe uma ampla variedade de embarcações associadas à logística e ao armazenamento, podendo a largura das embarcações variar significativamente, em função da natureza e do propósito da embarcação.
- **Folga lateral do cais** – Para além de ter em conta a boca da embarcação, é necessário um adequado grau de desobstrução lateral do cais para garantir que as operações portuárias decorrem em segurança quando as cargas são estivadas perpendicularmente à orientação da embarcação (*e.g.*, elementos das pás).
- **Calado do cais** (fundos de serviço) – As embarcações necessárias à instalação offshore e outras embarcações de apoio têm requisitos de calado significativos. A profundidade a considerar dependerá da tipologia da solução e da geometria do flutuador, estimando-se uma necessidade de 12 a 15 m de profundidade de água disponível junto ao cais (Tabela 7) e, preferencialmente, a mesma no canal de acesso, para evitar o condicionamento à maré. Os requisitos com os fundos de serviço são mais significativos para unidades eólicas flutuantes.
- **Profundidade do canal de navegação** – O canal de acesso ao porto também deverá ter uma profundidade de água suficiente (fundos de serviço). Os valores de referência são, geralmente, semelhantes ou ligeiramente superiores (cerca de 1 m) que os utilizados para definir a profundidade de água mínima junto ao cais.
- **Adequação a plataformas autoelevatórias** – As condições dos fundos marinhos devem ser adequadas para garantir operações seguras e evitar danos nas paredes do cais.
- **Comprimento de cais** – O comprimento de cais dependerá das operações a realizar e deve permitir acomodar a organização tanto das turbinas como das respetivas fundações. Para as tecnologias flutuantes, o comprimento do cais deverá ser maior. Por exemplo, num

porto de armazenamento, provavelmente, terá que se ter um comprimento de cais para o acoplamento das turbinas (cerca de 200 m – 300 m), com um comprimento adicional de cais para a movimentações das turbinas transportadas por meio de embarcações de transferência de componentes para o porto (cerca de 200 m de comprimento adicional). A frente de cais a disponibilizar dependerá do faseamento dos leilões e do número de turbinas a montar em cada lote, prevendo-se uma necessidade de 300 a 500 m de frente de cais dependendo do número de flutuadores em cais para assemblagem e da frente cais necessárias para receber os navios que transportam os vários componentes (no caso de importação).

- **Área para armazenamento** – As áreas de terrapleno para armazenamento dependem das dimensões do projeto (número e dimensão das turbinas). Os requisitos de disponibilidade de área em terra são frequentemente significativos quando o porto está exclusivamente dedicado ao armazenamento de turbinas e fundações. Tipicamente, caso um porto não possa fornecer área em terra suficiente para apoiar o armazenamento das turbinas e das fundações, é possível que as turbinas sejam armazenadas num local diferente do das fundações. Para o armazenamento dos vários componentes (*e.g.*, *nacelles*, torres, pás, cabos, sistemas de amarração) que constituem as unidades flutuantes, será de prever uma área não inferior a 15-20 ha, para um lote de 500 MW. Prevê-se que possam ser utilizadas turbinas de 15 MW, com pás com mais de 100 m de comprimento (6 m de diâmetro máximo e 40 t de peso), *nacelles* com mais de 650 t e torres cuja dimensão depende do sistema flutuante, mas que poderão atingir as 1000 t de peso e mais de 120 m de comprimento com diâmetro na base de cerca de 8 m.
- **Armazenamento “molhado”** – É geralmente necessária uma área para armazenamento molhado para permitir que as subestruturas, depois de montadas, sejam armazenadas no plano de água, antes de serem instaladas as partes superiores das turbinas e para que as unidades totalmente montadas sejam armazenadas antes do seu rebocamento para o local de instalação, que dependerá das condições meteorológicas. O armazenamento molhado precisará de ter fundos de serviço adequados e espaço suficiente, incluindo para ancoragem temporária. É essencial evitar a ocupação de canais de navegação existentes. É provável que o impacto visual das áreas de armazenamento molhado seja um fator importante a ser considerado ao avaliar a concessão de licenças.
- **Capacidade resistente nas frentes de cais** - É necessária uma capacidade de carga elevada no cais para permitir que grandes gruas sobre carris movimentem itens pesados no cais. Nas frentes de cais, e caso se considere a necessidade de instalação de gruas de elevada capacidade (1000t-3000t ou superiores), poderão ser necessárias capacidades entre as 25-50 t/m² (cargas uniformemente distribuídas) e 50-80 t/m² (cargas lineares) na zona de circulação da grua/pórtico. Estas exigências poderão ter de ser estendidas a áreas não inferiores a 1-2 ha.
- **Capacidade de carga dos terraplenos** - A capacidade resistente dos terraplenos poderá ser ajustada espacialmente em função do tipo de atividade que se venha a desenvolver em cada setor do mesmo. Em zona de armazenamento “pesado” devem considerar-se capacidades resistentes de 10-20 t/m² para cargas uniformemente distribuídas.
- **Restrições de calado aéreo** - É fundamental que não existam muitas restrições no espaço aéreo que impeçam a entrada de embarcações no porto. Estas embarcações podem estar a transportar cargas de grande altura (*e.g.*, fundações fixas). As turbinas eólicas flutuantes requerem que não existam quaisquer restrições no espaço aéreo, dada a elevada altura

das unidades totalmente montadas (prevista acima de 300 m de altura). Ou seja, será de garantir que o local de assemblagem e todo o percurso de cada unidade flutuante não tenha qualquer restrição de calado aéreo.

- **Proximidade ao local de instalação de aerogeradores offshore** – A proximidade ao local de instalação é um dos aspetos mais importantes na seleção do porto para as atividades de armazenamento e de preparação. Os portos relativamente próximos do local proposto são considerados mais favoráveis, devido à redução dos tempos de trânsito durante a fase de construção, para além da redução dos custos com as embarcações. A distância de 150 milhas náuticas (cerca de 275 km) é usualmente considerada como limite máximo.
- **Instalações Ro-Ro** – As rampas de suporte às operações Ro-Ro são necessárias e podem ser importantes para acelerar o processo de carga e descarga.
- **Instalações doca seca** – As docas secas são usualmente usadas no fabrico de embarcações e na sua manutenção. As docas secas também têm sido utilizadas para tarefas específicas no setor das renováveis, como o fabrico e o armazenamento de fundações gravíticas, e outras atividades de operação e manutenção. As docas secas podem ser extremamente úteis para a montagem de unidades eólicas flutuantes.
- **Capacidade das Gruas** - A disponibilidade de gruas de elevada capacidade determina os tipos e formatos de cargas que podem ser içadas. Para o manuseamento das cargas, em particular na montagem sobre as plataformas, poderá ser necessário usar gruas com 1000 a 3000 t de capacidade. As cargas transmitidas ao terrapleno por gruas e/ou pórticos para movimentação dos diversos elementos que não devem ultrapassar a sua capacidade de carga. Estas gruas de alta capacidade, móveis ou operando sobre carris, podem mover uma ampla gama de cargas. Embora não seja comum, as gruas pórtico também podem facilitar o transporte de componentes em locais específicos.
- **Proximidade aos fornecedores** - Prevê-se que haja um significativo desenvolvimento da cadeia de abastecimento para apoiar a indústria eólica *offshore* em Portugal, sendo vantajosa a proximidade com uma cadeia de abastecimento existente com experiência na indústria *offshore*. Além disso, a proximidade com a cadeia de abastecimento melhorará a logística do projeto, reduzindo os custos gerais de instalação.
- **Logística local** - As ligações rodoviárias, ferroviárias e aeroportuárias são importantes numa lógica de cadeia de abastecimento.
- **Experiência em operações de energia renovável Offshore** - É vantajoso que o porto já esteja familiarizado com a logística e operação de projetos offshore. Tal facto acelera o processo e ajuda à sua execução em segurança.

Os requisitos mínimos para armazenamento de fundações e turbinas são indicados na Tabela 13 considerando tanto os aerogeradores de fundação fixa como os de plataforma flutuante. Os valores foram definidos com base em literatura existente e estudos anteriores ([1], [2], [4], [5], [6], [7], [10]), considerando o provimento de uma capacidade instalada de 1 GW.

É necessário ter em atenção que o tipo provável de subestrutura para os projetos flutuantes não está à partida definido, criando alguma imprevisibilidade em relação à tecnologia flutuante. No entanto, para efeitos de determinação dos requisitos portuários, são assumidas fundações semi-submersíveis. As subestruturas semi-submersíveis são as que têm a pegada mais significativa e, como tal, serão as mais críticas em termos de requisitos de armazenamento. A tecnologia das

subestruturas do tipo semi-submersível também é a mais desenvolvida até ao momento. Os requisitos de área consideram unidades semi-submersíveis com aproximadamente 80-100 m de largura para uma subestrutura que suporta turbinas de 15 MW. Estes critérios consideram tanto fundações em betão como aço. Os requisitos de área em terra excluem o armazenamento de cabos e equipamentos de amarração, que são à partida desprezáveis face aos requisitos para as fundações e turbinas.

É preciso ter em consideração que o armazenamento molhado terá que ter em conta as janelas temporais disponíveis para a instalação, dependentes dos estados do mar, e que os requisitos de calado devem ter em atenção os movimentos de rotação da plataforma em torno dos eixos x, y e z. Consequentemente, prevê-se que os requisitos de calado para armazenamento molhado sejam semelhantes aos calados operacionais. Na prática a estabilidade hidrodinâmica na zona de armazenamento molhado é dada pelo grau de abrigo aos estados de mar e pela natureza das subestruturas propostas, sendo os calados operacionais das plataformas fabricadas em betão significativamente maiores do que os de aço. É preciso também ter em conta que a zona de armazenamento molhado deve permitir a ancoragem temporária destas estruturas.

A ligação à rede elétrica não foi considerada limitativa, pois as limitações estão essencialmente relacionadas com os espaços disponíveis e capacidade de suporte dos cais e gruas.

Importa ainda acrescentar os seguintes fatores limitativos:

- O tamanho expectável das pás, nacelles, torres e fundações, que condicionará o seu transporte desde o local de fabrico até ao local de montagem. Caso não sejam fabricadas localmente, tenderão a ser transportados por via marítima;
- A geometria e tipo de fundações flutuantes definirá a relação profundidade *versus* largura do canal de acesso e cais de acostagem;
- Após montagem, os elementos flutuantes serão fundeados provisoriamente na bacia portuária ou noutro local a designar (i.e., armazenamento molhado) onde aguardarão por condições meteorológicas e operacionais adequadas para serem rebocadas e colocados no destino final;
- Atendendo ao estado de desenvolvimento da tecnologia e às condições exigidas para o fabrico dos equipamentos, estima-se uma capacidade de produção de aproximadamente 25/30 unidades por local de fabrico [2];
- As condições adversas de mar no período de Inverno marítimo limitam a cerca de 6 meses o período de instalação das fundações em offshore;
- Atendendo à estratégia europeia de aposta nas energias offshore, a simultaneidade de iniciativas nos diversos Estados membros pode contribuir para uma baixa disponibilidade de meios de elevada capacidade e constrangimentos na cadeia de fornecedores;
- Possível constrangimento a nível de matérias-primas devido à necessidade acentuada de crescimento do sector devido à transição energética;
- Identifica-se, também, como potencial fator limitativo, a carência de recursos humanos especializados para apoio às principais atividades associadas ao fabrico e à montagem dos componentes: serralheiros, soldadores, eletricitas, entre outros, bem como pessoal especializado em operações offshore (e.g., engenheiros, mergulhadores, tripulantes, operadores de embarcações especializadas, especialistas em segurança marítima). Trata-se de um aspeto que merecerá particular atenção e que deverá ser colmatado pela

formação de novos quadros para o setor, requalificação de técnicos e atração de mão-de-obra estrangeira qualificada.

Tabela 13 – Requisitos para operações portuárias com fundações e turbinas para fundações fixas e flutuantes.

	Turbinas de fundação Fixa		Turbinas de fundação Flutuante	
	Mínimo exigido	Preferencial	Mínimo exigido	Preferencial
Largura do canal de acesso [m]	120	200	150	200
Profundidade do canal de acesso [m]	9	12	9	15
Calado do Cais (fundos de serviço) [m]	10	12	10	15
Espaço em ar [m]	30	40	Ilimitado	Ilimitado
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento) [m]	200	300	300	600
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento) [m]			600	900
Largura do cais de acostagem [m]	60	80	40	80
Capacidade de suporte do cais [t/m ²]	15	25	15	50
Area de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante) [ha]			12	18
Area de armazenamento (turbinas) [ha]	10	13	6	12
Area de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações) [ha]	15	20	34	50
Capacidade de suporte da zona de armazenamento [t/m ²]	7.5	20	7.5	20
Area de armazenamento molhado [ha]			80	280
Calado de armazenamento molhado [m]			13	23
Espaço de escritório para indústria e pessoal especializado [m ²]	200	700	200	700
Proximidade ao local de instalação de aerogeradores offshore	150 milhas náuticas (cerca de 275 km)			
Proximidade ao porto – O&M	Preferencialmente a distâncias inferiores a 100 km			

Dado o nível de maturidade da tecnologia flutuante, existem atualmente diferentes soluções em desenvolvimento que poderão atingir o nível de maturidade e competitividade desejadas, pelo que os valores anteriormente apresentados devem ser considerados como indicativos.

Considerações finais

A capacidade requerida nas infraestruturas portuárias nacionais dependerá do faseamento dos leilões e também das necessidades associadas aos processos de produção, armazenamento, assemblagem, transporte para o largo e fundeamento/amarração do sistema.

Para o transporte dos diversos elementos será necessário utilizar embarcações e rebocadores de grande capacidade, alguns deles em número limitado a nível mundial e com necessidades de reserva antecipada a mais de 5 anos.

É importante referir que os portos nacionais poderão, progressivamente, vir a ocupar um lugar de destaque como Hubs de Energias *Offshore*, na produção, armazenamento e distribuição de energias renováveis e combustíveis verdes alternativos como o Hidrogénio e o Metanol.

O papel dos portos não se resumirá à fase da instalação dos parques electroprodutores offshore. Será essencial que estas infraestruturas participem também ativamente nas fases de Operação e Manutenção (O&M) bem como de descomissionamento de unidades mais antigas. O modelo de negócio deve por isso prever essa eventual disponibilidade futura.

Atendendo à diversidade de tecnologias possíveis, não é possível antecipar completamente as efetivas necessidades nos portos nacionais. Será aliás necessário considerar que nem todos os portos terão a mesma função e que deverão ser encontradas soluções que maximizem o valor para o país, e tarifas tão competitivas quanto possível.

Portos de referência na indústria eólica *offshore*

O relatório Wind Europe de 2021 [11] indica uma série de portos de referência para a indústria Eólica Offshore na Europa que cumprem grande parte dos requisitos acima definidos. A Tabela 14 indica, por país, quais os portos referidos no relatório:

Tabela 14 – Portos de referência para indústria Eólica Offshore na União Europeia.

Dinamarca	Suécia	Polónia	Países-Baixos	Bélgica	Reino Unido	Irlanda	França	Espanha
Port of Esbjerg	Port of Rønne A/S	Port of Gdynia	Eemshaven	Port Oostende / Rebo	Port of Cromarty Firth	Port of Galway	Port of Dieppe	Bilbao Port
Port of Aalborg			Port of Amsterdam		Port of Hull	Shannon Foynes Port	Port of Caen-Ouistreham	Port of A Coruña
Lindø Port of Odense			Port of Den Helder			Moneypoint Port	Port of Cherbourg	Ports of Tenerife
Port of Grenaa							Port Atlantique La Rochelle	
							Port-La-Nouvelle	

Cada um dos Portos acima referidos tem valências diferentes, podemos categorizar cada um destes portos em relação à sua capacidade tendo em conta as 5 atividades principais para projetos portuários na Energia Eólica Offshore:

- Fabrico de componentes;
- Fabrico de Fundações;
- Montagem;
- Instalação;
- Operação e Manutenção (O&M).

VI -Indústria eólica offshore nacional

A análise pormenorizada e diagnóstico da indústria offshore nacional está atualmente em curso e tem por base uma extensa consulta a todos os sectores relevantes da indústria e *stakeholders*, de forma a caracterizar a capacidade instalada no país, as competências existentes e iniciativas em curso, bem como a estratégia para o offshore.

Uma participação significativa da economia portuguesa na cadeia abastecimento necessária à construção e operação de parques eólicos offshore ao longo de toda a sua vida útil requer infraestruturas portuárias adequadas (incluindo as conexas) visando instalações industriais, algumas situadas no hinterland dos portos, para fabrico de peças, espaços adequados para as empresas prestadoras de serviços durante as diferentes fases do projeto (desenvolvimento, instalação, operação e manutenção) e ainda atividades de descomissionamento, incluindo a reintrodução dos materiais utilizados nos parques no circuito económico.

A relação que se apresenta seguidamente¹ ilustra de um modo não exaustivo um diverso conjunto de equipamentos, bens e serviços envolvidos na cadeia de fornecimento associada à eólica offshore. Não é possível à data mapear de um modo detalhado a potencial participação da indústria nacional nesta cadeia de fornecimento embora se saliente que está já identificado um conjunto muito significativo de atores que operam em território nacional entre as várias etapas descritas. Ainda assim, a sua participação ou a participação de novas empresas encontram-se significativamente condicionados que pela taxa de instalação de aerogeradores quer, concomitantemente, pela adaptação das áreas portuárias e áreas destinadas a instalações fabris, assim como as infraestruturas logísticas conexas.

Desenvolvimento dos projetos

- Avaliação impacto ambiental e social
 - Caracterização dos ecossistemas – espécies e habitats offshore
 - Caracterização dos ecossistemas – espécies e habitats onshore
 - Avaliação impacto nas atividades humanas
- Avaliação do meio físico
 - Avaliação geotécnica
 - Avaliação hidrográfica
 - Avaliação do recurso eólico
- Projeto e engenharia
 - **Aerogerador**
 - Nacelle (incluindo caixas de engrenagens)
 - Rótor
 - Torre
 - Sistemas elétricos, sistemas hidráulicos e de controlo

¹ ETIPWind Executive Committee Alexander Vandenberghe, WindEurope Pierre Tardieu, WindEurope. *ETIPWind Roadmap*. 2020

Shields, Matt, Jeremy Stefek, Frank Oteri, Sabina Maniak, Matilda Kreider, Elizabeth Gill, Ross Gould, Courtney Malvik, Sam Tirone, Eric Hines. 2023. *A Supply Chain Road Map for Offshore Wind Energy in the United States*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-84710

BVG Associates on behalf of the Offshore Renewable Energy Catapult, The Crown Estate and Crown Estate Scotland. *Guide to a Floating Offshore Wind Farm*. May 202

- **Balance of plant**

- Cabos
 - Cabos internos do parque eólico (entre aerogeradores e subestação)
 - Cabos para ligação à rede em terra (entre subestação e rede)
 - Elementos auxiliares (proteções, junções, etc)
- Estruturas monopilares
 - Aço
 - Fundações
 - Proteção contra a corrosão
- Estruturas flutuantes
 - Aço
 - Sistemas auxiliares
 - Proteção contra a corrosão
- Sistema de amarração
 - Equipamento de ancoragem
 - Cabos de amarração
 - Conectores
- Subestação offshore
 - Sistema elétrico de Alta Tensão (CA, CC)
 - Sistemas auxiliares
 - fundações
- Subestação onshore
 - Sistema elétrico
 - Edifícios

- **Instalação e comissionamento**

- Instalação subestação offshore
 - Serviços embarcação especializada
- Instalação cabos offshore
 - Instalação Cabos internos do parque eólico e Cabos para ligação à rede em terra
 - Serviços embarcação especializada
 - Testes elétricos e comissionamento da rede
- Instalação cabos onshore
- Instalação da amarração
 - Serviços embarcação especializada
- Montagem dos aerogeradores em plataforma offshore
 - Equipamento de manobra de componentes pesados
- Instalação aerogerador offshore
 - Reboque
 - Serviços embarcação especializada
 - Comissionamento
- Transportes entre locais de produção e locais de montagem
- Doca de construção
- Logística Offshore
 - Apoio e Coordenação marítima
 - Previsão meteorológica e dados meto-oceanográficos
 - Segurança e salvamento marítimos

- **Operação e Manutenção**
 - Operações
 - Centro de controle de operações
 - Formação e qualificação de pessoas
 - Previsão meteorológica e dados meteo-oceanográficos
 - Monitorização social e ambiental
 - Manutenção
 - Manutenção dos aerogeradores
 - Manutenção do *Balance of plant*
 - Inspeções obrigatórias
 - Grandes reparações
 - Remodelação, substituição e reparação de componentes principais (*in situ*)
 - Remodelação, substituição e reparação de componentes principais (reboque para o porto)
 - Embarcações offshore e logística
 - Projeto, construção e comissionamento de embarcações especializadas
 - Embarcações de transferência de tripulação
 - Embarcações de serviço
 - Sistemas de acesso a turbinas
 - Helicópteros
 - Porto de O&M
- **Descomissionamento**
 - Serviços embarcação especializada
 - Desativação e remoção de aerogeradores eólicos offshore
 - Desativação e remoção de estruturas de suporte e, no caso de flutuantes dos sistemas de amarração
 - Desativação e remoção de cabos
 - Desativação e remoção de subestações offshore
 - Gestão do espaço em terra de recolha do material
 - Reutilização, reprocessamento e reciclagem
- **Investigação, Desenvolvimento e inovação**
 - Previsão para diferentes horizontes temporais condições meteorológicas e oceânicas visando o aproveitamento energético dos recurso marinhos e a optimização das atividades offshore
 - Previsão integrada da oferta e da procura de eletricidade para diferentes horizontes temporais
 - Desenvolvimento de novos materiais
 - Desenvolvimento e validação de componentes
 - Soluções digitais
 - Soluções industriais de produção de bens
 - Caracterização da dinâmica estrutural dos equipamentos offshore
 - Inspeções robóticas e inteligência na gestão de ativos
 - Análise do ciclo de vida dos investimentos
 - Participação na construção de normas internacionais
 - Desenvolvimento de algoritmos de controlo global dos parques eólicos.

VII - Desenvolvimento da fileira industrial nacional de produção de energias offshore

Oportunidade para a Indústria Portuária

O setor eólico offshore está a crescer significativamente em todo o mundo, impulsionado pela crescente necessidade de transição energética, principalmente no contexto Europeu e do cenário de guerra na Ucrânia, e redução da dependência de fontes emissoras de carbono. À medida que os países se esforçam para fazer a transição para economias com base em energia renovável, as energias renováveis offshore, e em particular a eólica offshore, surge como uma solução fundamental para alcançar as metas de descarbonização já definidas. De referir que a energia eólica offshore oferece várias vantagens, incluindo velocidades de vento mais altas, menor impacto visual e espaço amplo para instalações de turbinas em grande escala.

À medida que a indústria eólica offshore se expande, surgem uma série de oportunidades e de desafios. Um aspecto crucial é o desenvolvimento de novas indústrias ligadas às atividades portuárias. Os portos desempenham um papel fundamental no apoio ao setor eólico offshore, fornecendo a infraestrutura e os serviços necessários para a instalação, operação e manutenção dos parques eólicos marítimos.

A necessidade de novas indústrias surge dos requisitos únicos dos projetos eólicos offshore. Esses projetos envolvem a construção, transporte e instalação de turbinas eólicas de dimensões assinaláveis, subestruturas e equipamentos associados em ambientes marinhos adversos. Tais atividades exigem embarcações especializadas, equipamentos e mão de obra qualificada para garantir operações eficientes e sustentabilidade a longo prazo.

A emergência dessas novas indústrias ligadas às atividades portuárias cria uma variedade de benefícios económicos, tecnológicos e de emprego. Os portos locais têm potencial para se tornarem centros para a energia eólica offshore, atraindo investimentos, criando empregos e promovendo a inovação. Essas indústrias englobam uma ampla gama de serviços, incluindo o suporte a embarcações, logística, construção, manutenção e reparação.

Além disso, o desenvolvimento dessas indústrias impulsiona o crescimento de uma cadeia de valor nacional. Com uma cadeia de abastecimento localizada, o setor eólico offshore pode reduzir sua dependência de importações e melhorar a resiliência e competitividade da indústria. Isso representa uma oportunidade para diversos setores, como a manufatura, a engenharia, a fabricação e os serviços de energia renovável, contribuindo para a cadeia de valor da energia eólica offshore.

Em resumo, a rápida expansão do setor eólico offshore exige o desenvolvimento de novas indústrias ligadas às atividades portuárias. Essas indústrias não facilitam apenas o crescimento e funcionamento eficiente dos projetos eólicos offshore, mas também oferecem oportunidades económicas significativas e contribuem para a transição global em direção a um futuro energético mais sustentável.

Esta indústria em Portugal, assim como outros países, está numa fase muito embrionária, o que exige esforço e investimento a nível político e económico das autoridades administrativas com

vista ao impulsionamento da indústria e posicionamento a nível internacional traduzindo este investimento em benefícios económicos fundamentais a médio e longo prazo.

Indústrias a fixar no porto e área envolvente

De acordo com o que foi referido no capítulo V, as indústrias a fixar no porto são essencialmente as que estão relacionadas direta e indiretamente com as seguintes atividades:

- Pré-instalação;
- Fabrico e Montagem;
- Armazenamento;
- Operação e Manutenção (O&M);
- Descomissionamento/Desmantelamento/Desinstalação.

Em Portugal é esperado, assim como nos outros países, que nos portos e nas zonas envolventes se desenvolvam novas instalações que incluam o fabrico de subestruturas flutuantes. Contudo, existem vários outros setores que poderiam aproveitar a infraestrutura para outros propósitos quando esta não estivesse a fabricar/montar flutuadores/unidades eólicas. No que concerne a peças e componentes em aço, seriam necessárias instalações de apoio ao fabrico de monopiles, *jackets*, peças de transição e outros elementos em aço auxiliares para as instalações fixas e flutuantes. No que concerne a elementos em betão, é necessário prever instalações capazes de produzir grandes elementos em betão armado para aplicação em flutuadores, obras pesadas de engenharia civil, como infraestruturas portuárias, elementos de pontes e outras aplicações em betão para as energias renováveis offshore (e.g., energia das ondas). As autoridades portuárias que estão a preparar/apresentar pedidos de consentimento devem estar cientes das potenciais instalações portuárias multimodais e refletir isso nos pedidos para evitar futuros problemas e estrangulamento de atividades portuárias e de engenharia.

Os processos e a logística para os aerogeradores *offshore* de fundação fixa são já amplamente conhecidos. Resumindo, durante a fase de construção de um parque eólico offshore com essas máquinas, o porto de apoio é usado como a instalação intermediária. Os portos de apoio estão relativamente próximos ao local proposto e geralmente estarão mais próximos da localização do parque eólico do que o porto de fabrico. Os principais componentes, como fundações, pás, nacelles e torres, são normalmente fabricados noutro local e depois transportados (geralmente por mar) para o porto de apoio, onde são descarregados e armazenados temporariamente antes da montagem e, em seguida, recolhidos para a instalação final no local ^[xii]. A montagem de estruturas fixas envolve a pré-montagem de certos elementos da torre, elementos da peça de transição ou outras atividades de soldadura. Essas atividades serão concluídas no porto de apoio e de montagem. A construção e a montagem da turbina com a peça de transição ocorrem no local do parque eólico, com os elementos transportados pela embarcação de instalação.

No caso dos aerogeradores instalados em plataformas flutuantes, a incerteza e os desafios são naturalmente maiores. Estão atualmente concluídos projetos demonstrativos, com assinalável sucesso. Contudo, é difícil dizer, com certeza absoluta, como a indústria se pode desenvolver para a implementação de projetos comerciais em larga escala em Portugal. A inovação terá um papel muito importante na adaptação das infraestruturas portuárias às exigências do sector da energia eólica flutuante. A necessidade de inovação estende-se ao *design* otimizado das subestruturas, de forma a reduzir custos e necessidades nas várias fases de projeto.

Além da logística do projeto, os requisitos exatos do porto para a energia eólica flutuante serão ditados pela natureza da subestrutura proposta. A escolha da subestrutura para um projeto será influenciada por um grande número de fatores, incluindo (mas não se limitando) às condições meteoceanográficas, profundidade da água, condições do solo, proximidade e funcionalidade das instalações portuárias, restrições de licenciamento, opções de amarração e considerações da cadeia de fornecedores. Como as turbinas serão acopladas à subestrutura no cais/terrapleno portuário, todo o processo tem um elevado grau de complexidade, pois a instalação terá que lidar com os movimentos da subestrutura.

A subestrutura é normalmente fabricada e montada num estaleiro de grande dimensão, sendo depois transportada para o porto de montagem para a assemblagem dos elementos da turbina com a fundação. As subestruturas são geralmente transportadas por embarcação do tipo semi-submersível com capacidade de elevação (i.e., grua pesada), dependendo da distância entre o estaleiro e o porto de montagem. Quando a distância entre os portos é relativamente pequena e dependendo da janela meteorológica, as unidades de subestrutura podem ser rebocadas para o porto de montagem. Também é possível, se houver espaço e fornecedores disponíveis, concluir a construção e montagem da subestrutura, além da instalação da turbina, num único local portuário.

Se disponíveis, as docas secas são úteis para concluir os trabalhos de construção/pré-montagem a seco. Em seguida, as docas secas permitem flutuar a subestrutura sem a necessidade de guindastes adicionais ou de embarcações semi-submersíveis. As duas primeiras subestruturas de aço para o projeto de demonstração WindFloat Atlantic foram construídas na doca seca da Lisnave, em Portugal, antes de serem rebocadas para Ferrol, em Espanha, para a integração das partes superiores das turbinas (Figura 21). As docas secas são úteis para este tipo de processo. Embora se espere que as subestruturas sejam fabricadas e montadas num único local, é possível que as unidades modulares de subestruturas sejam transportadas para locais portuários para montagem prévia antes do acoplamento da turbina. Isso ofereceria mais oportunidades para a cadeia de fornecedores locais.



Figura 21 – Subestrutura do WindFloat a ser rebocada à saída da doca seca da Lisnave (ASM Industries).

Em relação à indústria portuária para o armazenamento e montagem das turbinas, embora os elementos da turbina eólica permaneçam os mesmos, independentemente do tipo de fundação, haverá diferenças no papel dos portos ao considerar tecnologias flutuantes. Ao contrário das

estruturas fixas no fundo do mar, onde a maioria da construção e da montagem da turbina é feita no local do parque eólico, as turbinas flutuantes geralmente são acopladas no cais e depois rebocadas para a localização final. Esta diferente metodologia de construção tem implicações significativas na profundidade de água exigida junto ao cais e no canal de acesso. Por exemplo, a profundidade de água mínima exigida depende do tipo subestrutura podendo chegar a 15 m para fundações semi-submersíveis fabricadas em betão. Para além do calado, certos tipos de subestruturas possuem uma largura significativa. Os canais de acesso precisarão tanto de calado adequado quanto de largura para permitir o transporte dessas unidades.

Os portos de montagem flutuante também necessitam de assegurar áreas de armazenamento molhado para os projetos comerciais. O armazenamento molhado é necessário para permitir que as subestruturas, depois de montadas, sejam armazenadas na água antes da instalação das partes superiores das turbinas e para que as unidades totalmente montadas sejam armazenadas antes do reboque para o local de instalação ao largo.

As estruturas das turbinas eólicas flutuantes requerem amarrações e ancoragens para fixação no local ao leito marinho, além dos cabos de interligação entre turbinas. Estes componentes adicionais provavelmente integrarão unidades fabricadas/montadas em portos diferentes e são transportados diretamente para o local *offshore* aquando da instalação. Este processo oferece a oportunidade de envolvimento de portos de menor escala na indústria de apoio ao sector eólico offshore, visto que não possuem dimensão adequada para o fabrico/montagem ou para a preparação de materiais na instalação de energia eólica flutuante.

Prevê-se que as atividades de manutenção e reparação sejam significativas no futuro. Espera-se que as unidades flutuantes sejam rebocadas de volta ao porto de manutenção para que esses trabalhos sejam efetuados. Para a manutenção de rotina, os requisitos provavelmente serão semelhantes aos de estruturas fixas, porém há um grau adicional de complexidade, pois as unidades flutuantes não estarão estáticas. Os técnicos responsáveis pela manutenção destas estruturas flutuantes terão assim um desafio mais exigente. Ainda existem muitas dúvidas em relação ao processo de manutenção de estruturas eólicas flutuantes. Os portos de manutenção precisarão de ter calado adequado para acomodar a entrada rebocada das unidades, além de possuírem gruas de grande capacidade e espaço no cais/terrapleno para permitir atividades de manutenção/reparação.

Em resumo o fluxograma apresentado na Figura 22 permite obter uma visão das atividades e indústrias a desenvolver no porto e nas zonas envolventes. O fluxograma permite também ter uma visão geral das ligações entre as várias atividades principais.

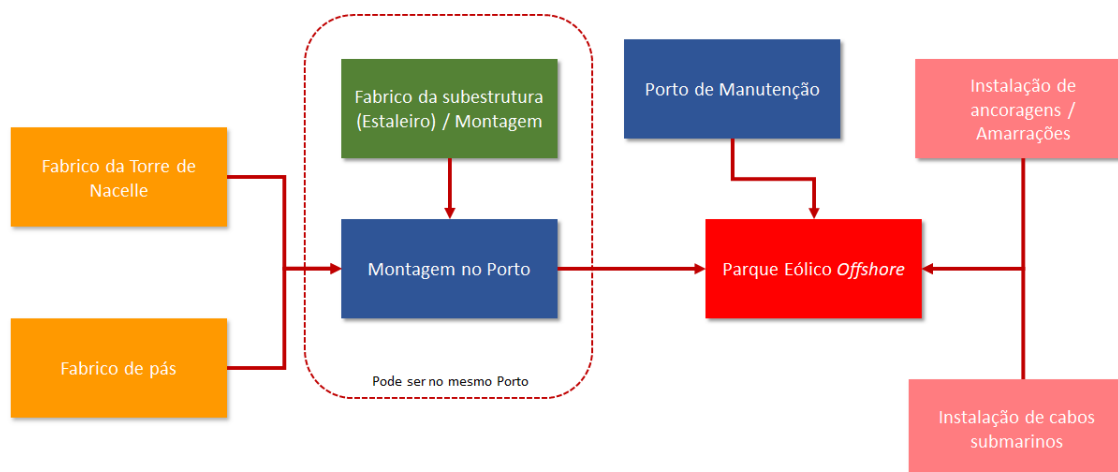


Figura 22 – Fluxograma que mostra as indústrias portuárias e envolvidas no âmbito do sector eólico offshore.

Oportunidades para a economia envolvente ao porto

A cadeia de valor associada às atividades portuárias no âmbito da indústria eólica offshore pressupõe o desenvolvimento de um vasto número de negócios a nível local. Dividindo em áreas de competência é possível agregar:

- Indústria de instalação de turbinas eólicas offshore:
 - Suporte logístico;
 - Serviços especializados de engenharia;
 - Hotelaria / Restauração;
 - Serviços de transporte;
 - Serviços de segurança;
 - Serviços de fornecimento de material e equipamento essencial;
 - Serviços de fabrico especializado;
 - Serviços de inspeção/Monitorização;
 - Serviços navais;
 - Serviços ligados com gruas e plataformas elevatórias;
 - Serviços de mergulho.
- Instalação de cabos submarinos:
 - Suporte Logístico;
 - Serviços de operação e instalação em mar;
 - Serviços de mergulho;
 - Serviços de inspeção/Monitorização;
 - Fornecimento de equipamento elétrico (cabos, etc..).
- Subestação *onshore* e ligação à rede:
 - Serviços de engenharia especializado;
 - Fornecimento de equipamento especializado;
 - Serviços de Engenharia Civil.
- Operação marítima e logística:
 - Serviços de estiva;
 - Serviços de embarcações portuárias;
 - Serviços de tripulação para operações marítimas;

- Fabrico de sistemas de amarração e fixação em mar;
- Empilhadoras, camiões, etc..
- Serviços de Engenharia Civil e Engenharia Mecânica.

Criação de emprego nas indústrias envolventes ao Porto

É esperado um aumento geral no emprego local para apoiar o pipeline de atividades ligadas com o sector da energia eólica *offshore* nos portos. Esperam-se empregos diretos no fabrico e na montagem de componentes finais em instalações portuárias ou estaleiros e empregos indiretos em relação à produção de peças ou materiais para determinados componentes. A produção de naceles, incluindo fabrico e montagem de subcomponentes tem potencial para a criação de novos empregos, especialmente por meio do fabrico e montagem de subcomponentes, como geradores, caixas de engrenagens e conversores de energia. O fabrico de monopiles, torres e pás do rotor também oferece uma grande oportunidade de criação de empregos. Além disso, espera-se um aumento significativo de empregos em operações portuárias e linhas de montagem em estaleiros [xiii].

A instalação de componentes de energia eólica offshore no mar requer uma força de trabalho capaz de operar embarcações e instalar grandes estruturas industriais, máquinas e cabos em ambientes oceânicos adversos.

Naturalmente a indústria naval associada necessitará de recrutar localmente grande parte da força de trabalho, criando uma grande quantidade de empregos para operações navais em mar.

Por pontos, as áreas e perfis mais suscetíveis de criação de emprego são:

- Desenvolvimento e Engenharia
 - Engenheiros Offshore;
 - Especialistas na avaliação do potencial energético do recurso eólico e projeto de parques eólicos offshore;
 - Especialistas em Ambiente;
 - Especialistas em caracterização de fundo marinho;
 - Especialistas na monitorização e exploração dos ativos.
- Fabrico/Manufatura
 - Gestão de produção em fábrica;
 - Design e Engenharia;
 - Qualidade e Segurança;
 - Trabalhador de chão de fábrica;
 - Manutenção de instalações.
- Embarcações
 - Tripulação marítima;
 - Equipa de projeto;
 - Equipa de construção.
- Operação e Manutenção (O&M)
 - Equipa de O&M;
 - Operações em mar.

A este propósito, faz-se notar que o aproveitamento pleno dos benefícios decorrentes de uma indústria eólica vocacionada para o offshore inclui não só o desenvolvimento de infraestrutura portuária especializada para atender às necessidades da indústria como também um planeamento integrado para garantir uma abordagem holística na adequação do território em torno das zonas portuárias para este setor. Isso envolve a colaboração entre autoridades portuárias, municípios, comunidades intermunicipais / áreas metropolitanas na área de influência e comunidades locais e obriga à consideração do impacto ambiental, à apreciação da capacidade de infraestrutura existente assim como à análise de potenciais investimentos, avaliando a sua viabilidade económica e a sua relevância para as indústrias que se vierem a instalar no cluster em torno do porto.

VIII - Investimentos necessários

Porto de Viana do Castelo

O Porto de Viana do Castelo está apto a funcionar como porto de fabricação de componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Esta infraestrutura portuária tem áreas disponíveis (13 ha atualmente afetas à atividade comercial), incluindo terraplenos, já infraestruturados e com frente de cais, que podem ser usadas para a instalações de indústrias desta fileira, no entanto, condicionado à atual profundidade do canal de acesso de -8.0 m (ZH). Encontra-se em desenvolvimento o Estudo Prévio e Estudo de Impacte Ambiental para a expansão em 40 ha da área de terraplino do porto, também com frente de cais, que pode vir a constituir um contributo para esta fileira, havendo flexibilidade para ajustar este espaço às necessidades do setor (i.e., capacidades de carga e profundidades de frentes de cais).

Devido à sua localização a norte, próximo de uma das áreas de maior potencial e onde se têm vindo a desenvolver os mais relevantes pilotos nacionais associados às energias renováveis marinhas, o porto de Viana do Castelo é uma peça-chave na estratégia nacional para as energias renováveis marinhas. As valências que este porto vier a adquirir no futuro vão determinar a sua competitividade em relação aos portos da Galiza, que se encontram não muito distantes, têm boas condições para o fornecimento de serviços aos blocos offshore que se situam mais a norte e possivelmente já alguma experiência acumulada no apoio aos projetos offshore espanhóis.

A Tabela 15 apresenta os requisitos e investimentos necessários no Porto de Viana do Castelo. A adequação das áreas existentes depende da forma como os leilões forem sendo conduzidos e espaçados no tempo. A proposta de criação de um novo cais e terraplino de apoio a essa fileira é justificada e de extrema importância. Considera-se fundamental reequacionar os fundos de serviço no canal de acesso ao porto e na zona adjacente aos cais para facilitar as operações com as fundações flutuantes. A criação de uma área de armazenamento molhado para fundações flutuantes, junto ao quebramar norte, deveria ser equacionada, ainda que de dimensão inferior à que a bibliografia recomenda. Alternativamente poder-se-ia equacionar a criação de uma área de fundeadoiro próxima, com condições adequadas à função.

Tabela 15 – Requisitos e investimentos necessários no Porto de Viana do Castelo.

Requisito	Descrição
Largura do canal de acesso	Com 150 m de largura, o canal de acesso ao porto permite a realização das operações portuárias necessárias para tecnologias de fundação fixa e flutuante, ficando, contudo, abaixo da largura preferencial (200 m). Não sendo uma intervenção prioritária, poderá equacionar-se o seu alargamento no futuro. Os fundos atuais no canal de entrada e acesso ao cais comercial são de -8.0m ZH pelo que poderá ser exigido o rebaixamento de fundos.
Profundidade do canal de acesso [m]	Os fundos de serviço a -8,0 ZH no canal de acesso ao porto são inferiores ao desejável. A profundidade mínima de 9,0 m exigida para tecnologias de fundação fixa e flutuante apenas pode ser conseguida para alturas de maré superiores a 1.0 m. Dados os calados das subestruturas flutuantes atuais e as perspetivas de evolução futura, a aposta neste porto como porto de montagem/asmblagem requer a realização de investimentos no rebaixamento dos fundos no canal de acesso ao porto no sentido de os aproximar dos valores recomendados (12 e 15 m, respetivamente para tecnologias de fundação fixa e flutuante). Em alternativa pode ser equacionada a utilização de meios complementares de auxílio à flutuação das plataformas eólicas dentro do porto ou a especialização do porto em apenas alguns tipos de fundações flutuantes.
Calado do Cais (fundos de serviço)	Os fundos de serviço a -9,0 m ZH junto aos cais de acostagem (existente e proposto) garantem a profundidade de água mínima (9,0 m) exigida para tecnologias de fundação flutuante, para qualquer altura de maré. Para as tecnologias de fundação fixa tal apenas é garantido para alturas de maré acima de 1.0 m. Dados os calados das subestruturas flutuantes atuais e as perspetivas de evolução futura, a aposta neste porto como infraestrutura de montagem/asmblagem requer investimentos no rebaixamento dos fundos de serviço junto aos cais de acostagem no sentido de os aproximar dos valores recomendados (12 e 15 m para sistemas de fundação fixa e flutuante, respetivamente). Em alternativa pode ser equacionada a utilização de meios complementares de auxílio à flutuação das plataformas eólicas dentro do porto ou a especialização do porto em apenas alguns tipos de fundações flutuantes.
Espaço em ar	Não existem restrições no espaço aéreo para este porto.
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento)	O comprimento total de cais atualmente disponível no cais comercial (490 m) possibilita a sua utilização em atividades de armazenamento de turbinas de fundação fixa, como tem sido feito nos últimos anos. Esse cais teria também um comprimento suficiente para servir de apoio ao armazenamento de sistemas flutuantes (comprimentos de referência entre os 300 e 600 m). O terraplino potencial disponibilizado, que permite a criação de uma frente de cais com mais de 400 m (a aferir no EP em curso) melhora as condições existentes. O cais do Bugio (porto industrial), a norte, embora com fundos mais reduzidos (-6.0 m ZH) aumenta em 300 m a frente de cais disponível.
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento)	O comprimento de cais atualmente disponível é insuficiente para o porto poder ser utilizado no fabrico e armazenamento de sistemas de fundação flutuante, dado que estas operações requerem um comprimento de cais entre os 600 e 900 m. O terraplino potencial disponibilizado já garante esse requisito.
Largura do cais de acostagem	No novo e futuro cais, deve ser assegurada uma largura útil entre os 60 e os 80 m, preparado as exigentes condições de operação desta indústria.
Capacidade de suporte do cais	O cais atualmente existente no porto tem uma capacidade de suporte de 5 t/m ² e já está preparado para os requisitos de alguns sistemas de fundação fixa atuais. Deve ser avaliada a possibilidade de reforço deste cais de forma a cumprir com os valores recomendados para fundações fixas (15 a 25 t/m ²) e flutuantes (15 a 50 t/m ²). O novo cais e terraplino adjacentes propostos devem ser preparados para os requisitos das fundações flutuantes (mais exigentes).
Área de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante)	A área de terraplino disponível (13 ha) é suficiente para assegurar o espaço necessário para a montagem de subestruturas flutuantes, embora não possa ser dedicada na totalidade a este novo uso pois é utilizado para a regular operação do porto. O novo terraplino proposto melhora as condições existentes.
Área de armazenamento (turbinas)	A área de terraplino disponível (13 ha) é suficiente para o armazenamento temporário, quer de tecnologias fixas, quer flutuantes, embora não possa ser dedicado na totalidade

	aos novos usos pois é utilizado para a regular operação do porto. O novo terraplino melhora as condições existentes.
Área de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações)	A área atual é insuficiente para assegurar o fabrico, a montagem e o armazenamento de turbinas e fundações. Com o terraplino proposto passará a ser possível cumprir os requisitos associados às fundações flutuantes (mais exigentes).
Capacidade de suporte da zona de armazenamento	O cais atualmente existente no porto tem uma capacidade de suporte de 5 t/m ² e já está preparado para os requisitos de alguns sistemas de fundação fixa atuais. Deve ser avaliada a possibilidade de reforço do cais de forma a cumprir os valores recomendados para fundações fixas e flutuantes (7.5 a 20 t/m ²). O novo cais e terraplino adjacentes devem ser preparados para os requisitos das fundações flutuantes (mais exigentes).
Área de armazenamento molhado	O armazenamento molhado é essencial para assegurar que o porto funcione também como porto de montagem de tecnologias com fundações flutuantes. A área disponível é limitada, mas poderá equacionar-se a criação de uma área de armazenamento junto ao quebra-mar norte do porto, ainda que muito menor do que o recomendado para este tipo de portos (80 a 280 ha). Alternativamente poder-se-ia equacionar a criação de uma área de fundeadoiro próxima do porto, com condições adequadas à função.
Calado de armazenamento molhado	A profundidade de água na zona de armazenamento proposta é reduzida (fundos a -6.0 m ZH). A sua utilização implicaria o aumento dos fundos de serviço para -13 m ZH, mas preferencialmente para valores maiores.
Espaço de escritório	Não existem restrições a este nível.
Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore	As condições existentes são adequadas para a movimentação e manobra da maioria das embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore. Há, no entanto, uma classe de navios de instalação de fundações e aerogeradores fixos que não poderá operar neste porto (LOA = 231 m e calado = 10.0 m). Alguns tipos de embarcações de transporte pesado (fundações flutuantes), com cerca de 80 m de boca, poderão ter restrições de movimentação.
Terminal Ro-Ro	Equipado com pontão flutuante e servido por cais 245m e -9.0m ZH
Proximidade ao local de instalação (< 275 km)	Viana do Castelo (< 50 km); Leixões (< 110 km); Figueira da Foz (< 225 km); Ericeira e Sintra Cascais (< 360 km); Sines (< 475 km)
Proximidade ao porto – O&M (< 100 km)	

Porto de Leixões

O Porto de Leixões, ainda que possa vir a dar algum apoio logístico nas operações de carga de componentes, face às atuais concessões em vigor e indisponibilidade de espaços, não detém capacidade disponível relevante para apoio aos projetos *offshore*.

Porto de Aveiro

O Porto de Aveiro é uma infraestrutura portuária relevante vocacionada para a produção de componentes da indústria, dada a forte presença de indústrias da fileira das energias renováveis offshore localizadas em porto, bem como na sua envolvente (torres e pás eólicas), sendo que o seu calado de 10 m condiciona a vocação como porto de montagem.

O acolhimento de novos projetos e/ou a extensão do seu perfil para porto de operação e manutenção está, no entanto, condicionado ao espaço disponível que, atualmente, já se encontra limitado (19 ha com frente de cais, mediante infraestruturação), questão que poderá ser ultrapassada com a afetação de outras áreas próximas ao porto, mas que se encontram sob a gestão de outras entidades, como seja a base área de São Jacinto (85 ha mediante infraestruturação), cuja habilitação para este propósito requer a realização de investimentos de médio longo prazo. O porto conta ainda com um estaleiro naval, uma rampa Ro-Ro e uma área. A Tabela 16 apresenta os requisitos e investimentos necessários no Porto de Aveiro.

Tabela 16 – Requisitos e investimentos necessários no Porto de Aveiro.

Requisito	Descrição
Largura do canal de acesso	Com 150 m de largura, o canal de acesso ao porto permite a realização das operações portuárias necessárias para tecnologias de fundação fixa e flutuante, ficando, contudo, abaixo da largura preferencial (200 m), perfil que será alcançado através da implementação do projeto de melhoria das acessibilidades marítimas.
Profundidade do canal de acesso [m]	Os fundos de serviço atuais permitem a movimentação de embarcações com calados até 10 m, prevendo-se um aprofundamento até aos 11 m com o projeto de melhoria das acessibilidades marítimas. A profundidade mínima de 9,0 m exigida para tecnologias de fundação fixa e flutuante está assim assegurada, mesmo nas condições de maré mais desfavoráveis.
Calado do cais (fundos de serviço)	Os fundos de serviço atuais permitem a movimentação de embarcações com calados até 10 m. A profundidade mínima de 9,0 m exigida para tecnologias de fundação fixa e flutuante está assim assegurada, mesmo nas condições de maré mais desfavoráveis.
Espaço em ar	Não existem restrições no espaço aéreo para este porto.
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento)	O cais de acostagem proposto para apoio à fileira das energias renováveis offshore terá um comprimento de cerca de 450 m, que possibilita a sua utilização em atividades de armazenamento de componentes de turbinas de fundação fixa e flutuante.
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento)	O comprimento de cais proposto é insuficiente para poder ser utilizado no fabrico e no armazenamento de tecnologias de fundação flutuante, pois estas operações requerem um comprimento de cais entre os 600 e 900 m.
Largura do cais de acostagem	No cais proposto deve ser assegurada uma largura útil entre os 60 e os 80 m. Deve ainda ser preparado para as exigentes condições de operação desta indústria.
Capacidade de suporte do cais	O cais e terraplino propostos devem ser preparados para os requisitos associados às operações com fundações fixas (15 a 25 t/m ²) e flutuantes (15 a 50 t/m ²).
Área de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante)	O reforço de área de terraplino com a base área de São Jacinto (85 ha) poderá habilitar o porto para esta função. Neste caso, concorre adicionalmente a disponibilidade de uma área na Ria de Aveiro 185 ha, incluindo 35 ha de área molhada, que poderá ser estudada para estacionamento de estruturas.
Área de armazenamento (turbinas)	A área de terraplino disponível (19 ha) é suficiente para o armazenamento temporário, quer de componentes para tecnologias fixas, quer flutuantes.
Área de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações)	Não aplicável. Porto apenas especializado na produção de componentes para a fileira das energias renováveis marinhas.
Capacidade de suporte da zona de armazenamento	O cais e terraplino propostos devem ser preparados para os requisitos associados às operações com fundações fixas e flutuantes (7.5 a 20 t/m ²).
Área de armazenamento molhado	Não aplicável. Porto apenas especializado na produção de componentes para a fileira das energias renováveis marinhas.
Calado de armazenamento molhado	Não aplicável. Porto apenas especializado na produção de componentes para a fileira das energias renováveis marinhas.
Espaço de escritório	Não existem restrições a este nível.
Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore	As condições existentes são adequadas para a movimentação e manobra da maioria das embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore. Há, no entanto, uma classe de navios de instalação de fundações e aerogeradores fixos que não poderá operar neste porto (LOA = 231 m). Alguns tipos de embarcações de transporte pesado (fundações flutuantes) podem ter restrições de movimentação.
Terminal Ro-Ro	Adjacente ao Terminal Norte, o Terminal Ro-Ro está preparado para a receção de carga contentorizada e Ro-Ro. Possui 450 m de cais e uma rampa Ro-Ro com 200 m.
Proximidade ao local de instalação (< 275 km)	Viana do Castelo (< 150 km); Leixões (< 75 km); Figueira da Foz (< 120 km); Ericeira e Sintra Cascais (< 240 km); Sines (< 350 km)
Proximidade ao porto – O&M (< 100 km)	

Figueira da Foz

O parque eólico *offshore* com maior dimensão em termos de potência instalada (4GW) localiza-se ao largo da Figueira da Foz, pelo que será crucial a utilização do Porto de Figueira da Foz como infraestrutura de suporte. Assim, devido ao facto deste porto possuir um calado reduzido, mesmo após implementação do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas que irá garantir fundos adjacentes a -8 m (Z.H.) e da área disponível também ser limitada (13 ha com frente de cais mediante infraestruturização), o perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção compatíveis com as suas condições.

Tabela 17 – Requisitos e investimentos necessários no Porto da Figueira da Foz

Requisito	Descrição
Largura do canal de acesso	Com 120 m de largura, o canal de acesso ao porto só permitiria realizar as operações portuárias com tecnologias de fundação fixa.
Profundidade do canal de acesso [m]	Os fundos de serviço atuais só permitem a movimentação de embarcações com calados até 6.5 m. Mesmo após a execução do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas ao porto, com a passagem dos fundos a -8,0 m (ZH), a profundidade mínima exigida para tecnologias de fundação fixa e flutuante (9,0 m) apenas seria conseguida para alturas de maré superiores a 1.0 m. Os valores recomendados são 12 e 15 m para tecnologias de fundação fixa e flutuante, respetivamente.
Calado do Cais (fundos de serviço)	Mesmo após a execução do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas ao porto, a profundidade mínima junto ao cais exigida para tecnologias de fundação fixa e flutuante (9,0 m) não seria conseguida. Os valores recomendados são 12 e 15 m para tecnologias de fundação fixa e flutuante, respetivamente. O perfil de vocação do porto fica restrito a algumas atividades de operação e manutenção.
Espaço em ar	Não existem restrições no espaço aéreo para este porto.
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento)	A proposta de construção de cais com 100 m de frente de acostagem não possibilita o seu uso em atividades de armazenamento de turbinas de fundação fixa ou flutuante.
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento)	O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Largura do cais de acostagem	O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Capacidade de suporte do cais	O cais e terrapleno propostos devem ser preparados para os requisitos associados às operações com fundações fixas (15 a 25 t/m ²) e flutuantes (15 a 50 t/m ²).
Área de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante)	O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Área de armazenamento (turbinas)	O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Área de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações)	O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Capacidade de suporte da zona de armazenamento	O cais e terrapleno propostos devem ser preparados para os requisitos associados às operações com fundações fixas e flutuantes (7.5 a 20 t/m ²).
Área de armazenamento molhado	Não aplicável. O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Calado de armazenamento molhado	Não aplicável. O perfil de vocação do porto fica restrito a atividades de operação e manutenção que sejam compatíveis com as condições do porto.
Espaço de escritório	Não existem restrições a este nível.

Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore	As condições existentes são adequadas para a movimentação e manobra da maioria das embarcações para suporte à operação e manutenção das turbinas eólicas offshore.
Terminal Ro-Ro	Não existe terminal Ro-Ro, podendo ser equacionado, se necessário, a adaptação dos terminais existentes para este propósito.
Proximidade ao local de instalação (< 275 km)	Viana do Castelo (<km); Leixões (<km); Figueira da Foz (<km); Ericeira e Sintra Cascais (<km); Sines (km)
Proximidade ao porto – O&M (< 100 km)	

Porto de Lisboa

O Porto de Lisboa, ainda que possa vir a dar algum apoio logístico nas operações de carga de componentes, face às atuais concessões em vigor e indisponibilidade de espaços, não detém capacidade disponível relevante para apoio aos projetos *offshore*.

Porto de Peniche

De forma complementar e em articulação com os outros portos, poderá ainda ser considerado o Porto de Peniche, uma vez que os seus estaleiros podem servir de apoio para a construção das subestruturas e pelo facto de existir disponibilidade de áreas que podem ser reafectadas para este propósito.

Porto de Setúbal

O Porto de Setúbal reúne múltiplas valências e é uma infraestrutura portuária particularmente habilitada para a fabricação de plataformas e componentes, assim como para a montagem e o apoio à operação e à manutenção dos parques *offshore*. Destaca-se a grande oferta de espaços disponíveis, os fundos de serviço dentro dos parâmetros necessários para as referidas operações e, principalmente, os seus estaleiros navais, que foram inclusivamente já utilizados no projeto *WindFloat*.

As áreas de expansão identificadas são compostas por terraplenos atualmente disponíveis, cerca de 161 ha, que podem ser adaptados para este propósito, bem como por novas áreas mediante infraestruturação, estimadas em 235 ha, sendo que a grande maioria de todas estas áreas possui plano de água. Refere-se que os terraplenos existentes e potenciais estão concessionados ou são privados ou deverão ser concessionados para serviço público portuário de movimentação de cargas, não estando por isso disponíveis para Leilão para uso privativo e implicam a compra a privados ou a articulação com os usos e títulos existentes.

O Porto de Setúbal conta ainda com outros fatores relevantes, tais como a existência de terminais de carga Ro-Ro, a presença da indústria envolvente, com particular enfoque na fileira cimenteira e siderúrgica. O abrigo da Serra da Arrábida (ventos predominantemente de Norte) confere condições muito favoráveis ao *Wet Storage* nos planos de água estuarinos e do lado do Atlântico.

Tabela 18 – Requisitos e investimentos necessários no Porto de Setúbal.

Requisito	Descrição
Largura do canal de acesso	Com 200 m de largura, o canal de acesso ao porto tem a dimensão recomendada para as operações portuárias com tecnologias de fundação fixa e flutuante.
Profundidade do canal de acesso [m]	Os fundos de serviço permitem a movimentação de embarcações com calados até 14 m. A profundidade mínima exigida para as tecnologias de fundação fixa e flutuante está assegurada (9,0 m). Os valores recomendados (12 e 15 m para tecnologias de fundação fixa e flutuante, respetivamente) estão, em geral, garantidos, o que justifica a aposta neste porto como infraestrutura de montagem/asmblagem.
Calado do Cais (fundos de serviço)	Os fundos de serviço junto ao cais não colocam restrições relevantes. A profundidade de água mínima está assegurada e os valores recomendados, mais exigentes, também (12 e 15 m para sistemas de fundação fixa e flutuante, respetivamente).
Espaço em ar	Não existem restrições no espaço aéreo para este porto.
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento)	Requisito não limitativo. O comprimento de cais de acostagem associado a terraplenos disponíveis e terraplenos potenciais é superior aos valores mínimos e preferenciais para uso em atividades de armazenamento de turbinas de fundação fixa e flutuante.
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento)	Requisito não limitativo. O comprimento de cais de acostagem associado a terraplenos disponíveis e terraplenos potenciais é superior aos valores mínimos e preferenciais para utilização em atividades de fabrico e armazenamento de turbinas de fundação fixa e flutuante.
Largura do cais de acostagem	Deve ser assegurada uma largura útil entre os 60 e os 80 m, preparado as exigentes condições de operação desta indústria.
Capacidade de suporte do cais	Necessidade de reforço de cais de forma a cumprir com os valores recomendados para fundações fixas (15 a 25 t/m ²) e flutuantes (15 a 50 t/m ²).
Área de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante)	A área de terraplenos disponíveis e potenciais é suficiente para assegurar o espaço necessário para a montagem de subestrutura flutuantes.
Área de armazenamento (turbinas)	A área de terraplenos disponíveis e potenciais é suficiente para o armazenamento temporário, quer de tecnologias fixas, quer flutuantes.
Área de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações)	A área de terraplenos disponíveis e potenciais é suficiente para assegurar o fabrico, a montagem e o armazenamento de turbinas e fundações.
Capacidade de suporte da zona de armazenamento	Necessidade de reforço da zona de armazenamento de forma a cumprir os valores recomendados para fundações fixas e flutuantes (7.5 a 20 t/m ²).
Area de armazenamento molhado	O armazenamento molhado é essencial para assegurar que o porto permite também a montagem de tecnologias com fundações flutuantes. A área molhada adjacente aos cais é significativa, pelo que poderá considerar-se a criação de uma área de armazenamento no local (área recomendada entre 80 a 280 ha).
Calado de armazenamento molhado	Os fundos de serviço na zona de armazenamento molhada proposta são de -XX.0 m ZH. A utilização dessa área implicaria o aumento dos fundos de serviço para -13 m ZH, mas preferencialmente para valores maiores (idealmente 23 m).
Espaço de escritório	Não existem restrições a este nível.
Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore	As condições existentes no porto são adequadas para a movimentação e manobra da maioria das embarcações utilizadas no transporte e na instalação das turbinas eólicas offshore. Alguns tipos de embarcações de transporte pesado (fundações flutuantes), com aproximadamente 80 m de boca, podem ter restrições de movimentação.
Terminal Ro-Ro	Existência de terminais de carga Ro-Ro.
Proximidade ao local de instalação (< 275 km)	Viana do Castelo (<km); Leixões (<km); Figueira da Foz (<km); Ericeira e Sintra Cascais (<km); Sines (km)
Proximidade ao porto – O&M (< 100 km)	

Porto de Sines

O Porto de Sines, sendo um porto de águas profundas, é a infraestrutura portuária nacional que oferece melhores condições em termos de calado, sendo esta uma característica relevante na fase de assemblagem das turbinas eólicas nas subestruturas, antes da sua instalação no mar. Apesar de atualmente dispor apenas de 7 ha de área disponível sem frente de cais, estão previstos, a médio longo prazo, alguns investimentos que poderão servir este propósito, como seja (1) o novo cais de carga geral para o cluster de energias renováveis, que prevê a construção de um cais multiusos de 310 m e fundos de serviço -16 m Z.H., que permita receber navios até 250 m de comprimento (LOA), incluindo um terraplino adjacente com uma área total de 12 ha, (2) a construção do Terminal Sul, que prevê a construção de um cais multiusos de 800 m de extensão e 150 m de largura, com fundos de serviço -16 m ZH, incluindo uma plataforma adjacente com uma área total de 12 ha, e (3) o Terminal Vasco da Gama, atualmente idealizado como terminal de contentores com uma área de afetação de 209 ha, poderá constituir uma solução híbrida quanto à sua natureza, compatibilizando a construção de um *Marshaling Harbour*, contemplando a construção de um cais multiusos, com um comprimento aproximado de 500 m, com fundos de serviço -14 m ZH, e uma plataforma com uma área total de 25 ha, ou num modelo transitório que dê resposta às necessidades e exigências dos projetos do setor das energias eólicas offshore e evolua para o segmento dos contentores como inicialmente idealizado.

O perfil do Porto de Sines possui todas as características necessárias para dar resposta a qualquer uma das fases de implementação de um projeto eólico offshore, no entanto, apenas a médio/longo prazo após conclusão dos projetos referidos anteriormente e face à sua localização predominante a sul, poderá implicar dificuldades no reboque das infraestruturas dos parques eólicos mais a norte.

Tabela 19 – Requisitos e investimentos necessários no Porto de Sines.

Requisito	Descrição
Largura do canal de acesso	Com 900 m de largura, o canal de acesso ao porto tem uma dimensão muito superior à recomendada para operações portuárias com tecnologias de fundação fixa e flutuante.
Profundidade do canal de acesso [m]	Os fundos de serviço permitem a movimentação de embarcações com calados até 17 m. A profundidade mínima exigida para as tecnologias de fundação fixa e flutuante está assegurada (9,0 m). Os valores recomendados (12 e 15 m para tecnologias de fundação fixa e flutuante, respetivamente) estão garantidos, o que justifica a aposta neste porto como infraestrutura de montagem/assemblagem.
Calado do Cais (fundos de serviço)	Os fundos de serviço junto ao cais não colocam restrições. A profundidade de água mínima está assegurada e os valores recomendados, mais exigentes, também (12 e 15 m para sistemas de fundação fixa e flutuante, respetivamente).
Espaço em ar	Não existem restrições no espaço aéreo para este porto.
Comprimento do cais de acostagem (armazenamento)	Atualmente não está disponível nenhuma frente de cais para a fileira das renováveis marinhas. Os investimentos previstos a médio e longo prazo permitem cumprir com os requisitos em termos de comprimento de cais de acostagem para uso em atividades de armazenamento de turbinas de fundação fixa e flutuante.
Comprimento do cais de acostagem (Fabrico + Armazenamento)	Atualmente não está disponível nenhuma frente de cais para a fileira das renováveis marinhas. Os investimentos previstos a médio e longo prazo permitem cumprir com os requisitos em termos de comprimento de cais de acostagem para uso em atividades de fabrico e armazenamento de turbinas de fundação fixa e flutuante.
Largura do cais de acostagem	Nos novos cais em fase projeto deve ser assegurada uma largura útil entre os 60 e os 80 m, preparado os mesmos para as exigentes condições de operação desta indústria.

Capacidade de suporte do cais	Necessidade de reforço de cais de forma a cumprir com os valores recomendados para fundações fixas (15 a 25 t/m ²) e flutuantes (15 a 50 t/m ²).
Área de armazenamento (montagem de subestrutura flutuante)	Os investimentos previstos a médio e longo prazo neste porto permitem assegurar o espaço necessário para a montagem de subestrutura flutuantes.
Área de armazenamento (turbinas)	Os investimentos previstos a médio e longo prazo neste porto permitem assegurar a área de terraplenos requerida para o armazenamento temporário, quer de tecnologias fixas, quer flutuantes
Área de armazenamento (Fabrico + Turbina + Fundações)	Os investimentos previstos a médio e longo prazo no porto permitem assegurar a área de terraplenos necessária para o fabrico, a montagem e o armazenamento de turbinas e fundações.
Capacidade de suporte da zona de armazenamento	Necessidade de reforço da zona de armazenamento de forma a cumprir os valores recomendados para fundações fixas e flutuantes (7.5 a 20 t/m ²).
Área de armazenamento molhado	O armazenamento molhado é essencial para assegurar que o porto permite também a montagem de tecnologias com fundações flutuantes. No interior do porto, existe área molhada suficiente para a criação de área de armazenamento (área recomendada entre 80 a 280 ha).
Calado de armazenamento molhado	Os fundos de serviço na zona de armazenamento molhada proposta são de -XX.0 m ZH. A utilização dessa área implicaria o aumento dos fundos de serviço para -XX m ZH, mas preferencialmente para valores maiores (idealmente 23 m).
Espaço de escritório	Não existem restrições a este nível.
Embarcações para transporte e instalação das turbinas eólicas offshore	As condições existentes no porto são adequadas para a movimentação e manobra da maioria das embarcações utilizadas no transporte e na instalação das turbinas eólicas offshore. Alguns tipos de embarcações de transporte pesado (fundações flutuantes), com aproximadamente 80 m de boca, podem ter restrições de movimentação.
Terminal Ro-Ro	O Terminal Multipurpose de Sines (TMS) disponibiliza uma rampa Ro-Ro para apoio às operações de carga/descarga de cargas rolantes.
Proximidade ao local de instalação (< 275 km)	Viana do Castelo (<km); Leixões (<km); Figueira da Foz (<km); Ericeira e Sintra Cascais (<km); Sines (km)
Proximidade ao porto – O&M (< 100 km)	

Antecipação de investimentos planeados

Será de equacionar a possibilidade de, face às necessidades evidenciadas, alguns investimentos serem antecipados para estimular o desenvolvimento da fileira industrial nacional baseada em fontes de energia renovável offshore.

Para além da adaptação e potenciação das infraestruturas portuárias nacionais disponíveis para acolher projetos de construção de equipamentos para a energia eólica marítima, é necessário desenvolver o setor da construção e da reparação naval. Com efeito, haverá a necessidade de produzir, no futuro próximo, novas embarcações com requisitos específicos para o transporte, manutenção e instalação dos novos equipamentos a instalar no mar.

Este setor está atualmente muito desenvolvido no porto de Viana do Castelo, que suporta um dos maiores parques eólicos flutuantes da Europa e a maior indústria nacional de fabrico de geradores para energia eólica.

Recursos Humanos

Ingrediente fundamental para o crescimento e consolidação de um setor eólico offshore, não só no âmbito da operação dos portos, mas de uma maneira geral, é a existência de recursos humanos altamente capacitados e especializados.

De facto, as características da energia eólica offshore têm especificidades com implicações significativas para as competências necessárias às pessoas envolvidas no setor. Desde a produção dos bens e equipamentos a montante, passando pelo desenvolvimento de parques eólicos, a sua implantação, operação e até ao seu desmantelamento, são necessários trabalhadores e técnicos especializados, tripulações de navios, operadores, engenheiros, bem como peritos com conhecimentos desde a logística, saúde e segurança, aspetos ambientais até tarefas administrativas, regulamentação ou aspetos financeiros².

A indústria eólica offshore oferece oportunidades de emprego estimulantes e tipicamente bem remuneradas³. Contudo, tal requer investimento na formação de pessoas aptas para trabalhar neste setor, tanto para quem está a entrar no mercado de trabalho como para quem pretende obter novas qualificações e competências.

Adicionalmente, número de empregos gerado pelo setor é muito significativo⁴: em 2016, só o Reino Unido e a Alemanha, com um mercado relativamente incipiente, contabilizavam juntas quase 50.000 postos de trabalho.

Trata-se, portanto, fundamental que, em conformidade com a Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas⁵, sejam disponibilizadas oportunidades de requalificação de trabalhadores visando a sua capacitação para participar na indústria eólica offshore, nos diferentes segmentos da cadeia de valor.

Admite-se, neste contexto, que o papel das Universidades e Centros de Tecnologia e Inovação pode constituir-se como fundamental para assegurar qualidade e rigor nestes processos de requalificação. Contudo, este papel não deve esgotar-se em atividades de formação. É essencial que, como estratégia, o país seja capaz de aproveitar o impulso da indústria eólica offshore para criar uma dinâmica de investigação e desenvolvimento responsável pela produção de conhecimento e de técnicos altamente especializados.

Para o efeito, releva-se a experiência adquirida com a constituição do Fundo de Apoio à Inovação⁶ no âmbito do concurso público internacional denominado “Concurso para atribuição de capacidade de injeção de potência na rede do sistema elétrico de serviço público e pontos de receção associados para energia elétrica produzida em centrais eólicas”, lançado em 2005⁷. Este fundo, com uma dotação inicial correspondente à soma das contribuições prestadas pelas entidades adjudicatárias das fases A e B do concurso referido, começou por ser dirigido ao financiamento do sistema científico nacional e ao financiamento e promoção de projetos de

²Rambøll and Danish energy Agency, Job creation in a new industry - Learnings from Denmark's offshore wind journey, 2023

³McKinsey & Company, Renewable-energy development in a net-zero world: Overcoming talent gaps, November 2022

⁴IRENA, Offshore wind investment, policies and job creation Review of key findings for G7 ministerial meetings, September 2018

⁵Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017, Estratégia Industrial para as Energias Renováveis Oceânicas

⁶Despacho n.º 32 276-A/2008, publicado no *Diário da República*, 2.ª Série, de 17 de dezembro de 2008

⁷lançado nos termos do aviso publicado no *Diário da República*, 2.ª série, de 28 julho de 2005

investigação e desenvolvimento tecnológico, incluindo bolsas de doutoramento, com particular enfoque no domínio do aproveitamento das fontes renováveis de energia e eficiência.

IX - Modelos de financiamento

O modelo de financiamento encontra-se intimamente ligado aos modelos a adotar, tanto no que respeita à atribuição de capacidade geradora como no que respeita aos modelos de governação das Administrações Portuárias, particularmente no que se refere às políticas de atração de polos industriais. De facto, as Administrações Portuárias detêm uma combinação única de poderes e recursos⁸, os quais as colocam no caminho crítico de um futuro cluster industrial localizado em Portugal.

Admite-se, neste contexto, que o desenvolvimento da eólica offshore em Portugal tenha duas linhas distintas: (i) a que reporta ao desenvolvimento dos parques eólicos, cuja condução e operação caberá aos promotores, e (ii) a que reporta aos clusters industriais de produção de bens e serviços, cuja localização se prevê, em grande medida, nos portos. Estas linhas, ainda que separadas, poderão ter alguma interseção, em função do modo como os potenciais leilões vierem a ser desenhados e do modo como o desenvolvimento do próprio setor vier a ocorrer.

Neste contexto, as áreas portuárias reservadas ao setor devem estar assentes numa estratégia de desenvolvimento industrial dedicado ao invés de associadas a projetos específicos de parques eólicos offshore. Assim, a estratégia de desenvolvimento da infraestrutura portuária de suporte à implantação de parques eólicos offshore em Portugal deverá assentar numa rede colaborativa entre os portos para apoiar de forma eficiente, económica e fiável as atividades de fabricação e instalação, bem como as atividades futuras de operação e manutenção.

Para o efeito, tal estratégia deve ficar clara aos atores industriais interessados em participar na cadeia de valor, destacadamente no que respeita a assegurar a existência de um pipeline de desenvolvimento que lhe assegure a mitigação dos seus próprios riscos de investimento: não só tem de haver segurança na existência de um mercado como devem ser asseguradas condições mínimas para a sua implantação.

Há, nesta linha de definição do mercado potencial, dois mercados a ter em conta: o nacional e o estrangeiro. Sobre o primeiro, estando definida uma meta de 10 GW, é crítico gerar cenários de capacidade de *deployment* dos aerogeradores para entrada em operação. Já sobre o segundo, pesem os desafios associados, a existência de um mercado parece assegurado: não só existe um *gap* significativo no setor eólico entre as necessidades de produção de bens para atender às metas como a maioria da produção desses bens tende a fixar-se na Ásia⁹, que possuirá uma quota de 70 a 80% do mercado cabendo o restante sobretudo à Europa. Atendendo a que a Comissão Europeia prevê uma capacidade instalada eólica *offshore* de

⁸ Henrik Sornn-Friese, Petar Sofev, Kirils Kondratenko, *The port authority as system builder in cross-border regionalization: An exploratory study of port Esbjerg in the development of north sea wind*, Maritime Transport Research, Volume 4, 2023, 100084, ISSN 2666-822X, <https://doi.org/10.1016/j.martra.2023.100084>.

⁹ International Energy Agency, *The State of Clean Technology Manufacturing: An ETP Special Briefing*, May 2023, IEA. CC BY 4.0

60 GW em 2030 e 300 GW em 2050¹⁰, o desafio passa por assegurar a competitividade dos portos nacionais e da indústria que lhe estiver associada face aos seus congéneres europeus.

A competitividade dos portos nacionais é, aliás, um tema já amplamente estudado, com particular ênfase no que respeita aos prazos das concessões portuárias que deverão aproximar-se dos prazos de referência comuns dos principais países potencialmente concorrentes no setor¹¹. Deve-se, contudo e para além do prazo das futuras concessões, perspetivar esta competitividade em demais dimensões nomeadamente no carácter da própria concessão. Neste sentido, a relevância de assumir fins múltiplos da concessão, concedendo um carácter de flexibilidade à mesma a utilizar em função das necessidades do mercado que se forem sentindo, é passível de resultar na formação de consórcios industriais mais resilientes às alterações de contexto e, conseqüentemente, com efeitos benéficos para a economia de um modo mais duradouro.

Também relevantes para a competitividade dos portos são as despesas de investimento na adaptação e/ou construção de infraestruturas que se preveem como substanciais. Entre os modelos de financiamento, que podem ter um carácter alternativo ou complementar, os que emergem como as opções mais viáveis em Portugal, salientam-se os seguintes:

- a) Investimento direto do setor privado no qual as empresas privadas investem diretamente no desenvolvimento e modernização de infraestrutura portuária para atender às necessidades da indústria eólica *offshore*, com linhas de crédito asseguradas pelas próprias e ao abrigo de contratos de concessão ou do regime jurídico das Sociedades Gestoras de Participações Sociais (SGPS); a este propósito merece destaque o terminal de cargas pesadas, REBO, no porto de Ostende, na Bélgica, uma SGPS estabelecida em Outubro de 2010¹² e alterada em Outubro de 2019 com a aquisição pelo porto de Ostende da totalidade das participações¹³;
- b) Estabelecimento de Parcerias Público-Privadas (PPP) envolvendo a colaboração entre o setor público e empresas privadas e permitindo tanto a partilha de riscos e benefícios como a conjugação de *expertise* técnica e recursos necessários para desenvolver infraestrutura portuária; a este propósito merece destaque a experiência do Porto de *La Nouvelle*¹⁴, em França, que, neste regime de PPP inaugurou recentemente uma concessão, cuja primeira área de intervenção é precisamente a eólica *offshore*;
- c) Incentivos fiscais e benefícios regulatórios de estímulo ao investimento privado na modernização e expansão de portos destinados à indústria eólica *offshore*; o suporte de crédito, por exemplo, o seguro de crédito com garantia do estado, não é incomum neste tipo de investimentos de alto risco;

¹⁰ European Commission, *An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future* - COM/2020/741 final, November 2020.

¹¹ Tribunal de Contas, Auditoria à gestão, monitorização e fiscalização de contratos de concessão de serviço público no âmbito das Administrações Portuárias – Volume I. Relatório de auditoria n.º 07/16 - 2.ª SECÇÃO. Maio de 2016

¹² <https://www.vliz.be/imisdocs/publications/266146.pdf>, acedido em maio de 2023

¹³ Port Oostende and REBO take next step in active participation in maritime and logistics chain | Port Oostende (portofoostende.be), acedido em maio de 2023

¹⁴ DEME nv, *Port-La Nouvelle Port Concession inaugurated – press release*, June 2022

- d) Recurso a linhas de financiamento, sejam elas privadas, sejam elas estabelecidas no quadro europeu, através do Banco Europeu de Investimento¹⁵ ou do *Connecting Europe Facility*¹⁶; a este propósito merece destaque o projeto do terminal MRE (Marine Renewable Energy) do porto de Brest, França, um investimento público (enquadrado na Diretiva 2014/24/EU¹⁷) de cerca de 217 milhões de euros, cofinanciado em cerca de 90 milhões pelo Banco Europeu de Investimento¹⁸.

As regras estabelecidas nos leilões de atribuição da capacidade geradora de base eólica offshore podem estabelecer os modelos de financiamento possíveis para a partilha de obrigações e riscos, também para as despesas de investimento associadas à adaptação e/ou construção das infraestruturas portuárias. Esta abordagem não é incomum no desenvolvimento de projetos de grandes infraestruturas e/ou do sector energético. À semelhança do observado noutros países onde a indústria eólica offshore é mais madura, o retorno do investimento nas infraestruturas portuárias através da utilização das mesmas infraestruturas durante as atividades de fabricação, instalação e operação e manutenção é possível e o reembolso, total ou parcial, desses investimentos de alto risco pode ser relativamente rápido.

Promotores, investidores e financiadores com experiência no sector das eólicas offshore estão melhor posicionados para responder aos desafios destes projetos que requerem um muito elevado volume de capital e de *expertise* iniciais e avançar mais rapidamente a indústria eólica offshore em Portugal.

Realça-se, em todo caso, a necessidade de haver uma qualificação adequada dos investidores em projetos industriais. Os critérios de atribuição das licenças de estabelecimento destas indústrias devem englobar critérios ambientais, sociais e de governança assim como devem estar a coberto de garantias prestadas no âmbito do setor privado de modo a garantir a transparência e competitividade do mercado.

X – Portos com potencial para garantir a produção, montagem e manutenção de Estruturas eólicas Offshore

Tendo por base o trabalho realizado, a Tabela 20 apresenta uma proposta preliminar para a especialização das infraestruturas portuárias nacionais.

Tabela 20 – Proposta preliminar de especialização das infraestruturas portuárias.

Especialização	Porto
Componentes	Porto de Viana do Castelo. Porto de Aveiro. Porto de Setúbal. Porto de Sines
Operação e Manutenção	Porto da Figueira da Foz. Porto de Viana do Castelo. Porto de Setúbal. Porto de Sines. Porto de Aveiro
Montagem	Porto de Setúbal. Porto de Viana do Castelo. Porto de Sines. Porto de Aveiro

¹⁵ <https://www.eib.org/en/>, acedido em maio de 2023

¹⁶ https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/energy-infrastructure-connecting-europe-facility-0_en, acedido em maio de 2023

¹⁷ EUR-Lex - 32014L0024 - EN - EUR-Lex (europa.eu), acedido em maio de 2023

¹⁸ PORT DE BREST (eib.org), acedido em maio de 2023

XI - Lacunas de informação

A análise e diagnóstico da indústria *offshore* nacional está atualmente em curso e tem por base uma extensa consulta a todos os sectores dessa indústria e stakeholders, de forma a caracterizar a capacidade instalada no país, as competências existentes e iniciativas em curso, bem como a estratégia para o *offshore*. Esta informação será integrada na versão final deste relatório.

Para a correta avaliação das necessidades da fileira das renováveis offshore e o consequente planeamento dos projetos de adaptação e de melhoria das infraestruturas portuárias nacionais, para dar uma resposta eficaz às necessidades desse sector, é importante o acesso a informação concreta sobre as tecnologias flutuantes atualmente mais desenvolvidas e com maior potencial de aplicação em Portugal, bem como rendimentos de instalação, requisitos para a montagem, armazenamento e instalação. Dada a natureza desta informação e a sua relevância para o leilão dos blocos *offshore*, a mesma poderá ser difícil de obter.

Para além disso, importa aprofundar o estudo relativamente aos modelos de financiamento disponíveis para o investimento em infraestruturas portuárias, bem como a relação entre estes investimentos e o desenho do leilão.

XII - Notas finais

Os futuros centros electroprodutores baseados em fontes de energia renovável de origem ou de localização oceânica poderão ser constituídos por tecnologias para conversão dos diferentes recursos marinhos (e.g., vento, ondas ou sol). Este relatório foca mais o sector do eólico offshore pelos seguintes motivos: potencial deste recurso energético, as tecnologias de conversão estão mais desenvolvidas atualmente e, à partida, irão condicionar mais o processo de adaptação das infraestruturas portuárias nacionais.

A implementação do projeto WindFloat Atlantic ao largo de Viana do Castelo permitiu concluir que as infraestruturas portuárias nacionais atuais respondem de forma limitada às condições necessárias para o desenvolvimento industrial do eólico *offshore*. Considerando que as turbinas instaladas têm, cada uma, uma capacidade de produção de 8,4 MW, e atenta a informação do relatório do subgrupo 1 quanto à proposta preliminar das áreas especializadas e potência passível de ser instalada (GW), é expectável um aumento da potência por turbina, o que irá implicar estruturas e componentes de maiores dimensões, volumes e cargas, criando assim novos desafios a nível logístico. A este respeito, importa realçar que, apesar do sucesso e potencial de vários projetos europeus de eólico flutuante, e em particular em Portugal, a experiência atual em ambiente real é ainda curta e inferior à existente no sector eólico offshore de fundação fixação, que atingiu em 2022 uma potência total instalada superior a 30 GW, que compara com valores inferiores a 150 MW no caso do eólico flutuante, que poderá, contudo, chegar aos 330 MW em 2024.

De referir que o desenvolvimento tecnológico da energia eólica *offshore* veio alargar a função tradicional de porto logístico para porto industrial, com extensas áreas para armazenamento ou

movimentação de carga, o que implica um agravamento dos requisitos exigidos aos portos, sendo fundamental um planeamento do desenvolvimento das infraestruturas portuárias de suporte à implementação de fontes de energias renováveis offshore, assim como da sua envolvente.

Tendo em conta as características dos portos nacionais, bem como da sua envolvente e área exigida por esta indústria, reconhece-se a necessidade de existirem vocações específicas para cada porto, por forma a alcançar as metas de instalação de potência eólica *offshore* com um racional aceitável do ponto de vista de utilização dos recursos. Neste seguimento, considerando que o desenvolvimento industrial precederá o desenvolvimento de projetos, será necessário acautelar as condições necessárias antes da adjudicação de espaços. Por outro lado, considera-se que este *decouple* do *rollout* da indústria e infraestruturas portuárias do desenvolvimento dos projetos eólicos *offshore* seja um fator de competitividade e contribua para reduzir o LCOE (aspeto fundamental para os projetos de eólico *offshore* flutuante).

Por outro lado, o desenvolvimento regional de projetos deverá ser coordenado e articulado com a atual indústria eólica nacional e *stakeholders*, com o objetivo de salvaguardar a operação de toda a cadeia de abastecimento, num calendário de investimentos articulado com o desenvolvimento dos projetos.

A proposta de especialização das infraestruturas portuárias nacionais que a seguir se apresenta, de forma sumária, foi definida tendo por base as características próprias e a localização de cada porto, numa lógica e estratégia de complementaridade multi-porto de âmbito nacional. Ou seja, pretende-se uma gestão da operação portuária na armazenagem e montagem de componentes e conjuntos fundação-turbina neutra em termos de competição.

O Porto de Viana do Castelo, considera-se apto enquanto porto de fabricação de componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Esta infraestrutura portuária tem áreas disponíveis, incluindo terraplenos já infraestruturados e com frente de cais (13 ha), que podem ser direcionadas para a instalações de indústrias desta fileira, no entanto, condicionado à atual profundidade do canal de -8,0m (Z.H.). Encontra-se em desenvolvimento o Estudo Prévio e Estudo e Impacte Ambiental para a expansão em +40 ha da área de terrapleno do porto, também com frente de cais, que pode vir a constituir um contributo para esta fileira, havendo flexibilidade para ajustar este espaço às necessidades do setor (capacidades de carga e profundidades de frentes de cais).

Quanto ao Porto de Leixões e o Porto de Lisboa, ainda que estes possam vir a dar apoio logístico nas operações de carga de componentes, face às atuais concessões em vigor e indisponibilidade de espaços, os mesmos não detêm capacidade disponível relevante para apoio aos projetos *offshore*.

O Porto de Aveiro constitui-se como uma infraestrutura portuária relevante vocacionada para a produção de componentes da indústria, dada a forte presença de indústrias da fileira das energias renováveis offshore localizadas em porto, bem como na sua envolvente (torres e pás eólicas).

O acolhimento de novos projetos e/ou a extensão do seu perfil para porto de operação e manutenção está, no entanto, condicionado ao espaço disponível que, atualmente, já se encontra limitado (19 ha com frente de cais, mediante infraestruturização), questão que poderá ser ultrapassada com a afetação de outras áreas próximas ao porto, mas que se encontram sob

a gestão de outras entidades, como seja a base área de São Jacinto (85 ha mediante infraestruturação), cuja habilitação para este propósito requer a realização de investimentos de médio longo prazo. O porto conta ainda com um estaleiro naval, uma rampa RoRo e uma área na Ria de Aveiro de 185 ha, incluindo 35 ha de área molhada, que poderá ser estudada para parqueamento de estruturas.

Adicionalmente, a melhoria do canal de acesso e o aprofundamento da barra para fundos de 11 m, conforme previsto no projeto de melhoria das acessibilidades marítimas, também será determinante para este objetivo.

A área preliminarmente identificada para desenvolvimento de centrais eólicas offshore com maior dimensão em termos de potência instalada (4 GW) localiza-se ao largo da Figueira da Foz, pelo que será crucial a utilização do Porto de Figueira da Foz como infraestrutura de suporte. Assim, devido ao facto deste porto possuir um calado reduzido, mesmo após implementação do futuro projeto de melhoria das acessibilidades marítimas que irá garantir fundos adjacentes a - 8 m (Z.H.) e da área disponível também ser limitada (13 ha com frente de cais mediante infraestruturação), o perfil de vocação deste porto fica restrito a atividades de operação e manutenção.

Complementarmente, poderá ainda ser considerado o Porto de Peniche, uma vez que os seus estaleiros podem também servir de apoio para a construção das subestruturas e pela disponibilidade de áreas subjacentes disponíveis, que podem ser reafectadas para este propósito.

No que se refere ao Porto de Setúbal, este reúne múltiplas valências que o tornam numa infraestrutura portuária particularmente habilitada para a fabricação de plataformas, componentes, operação e manutenção e/ou montagem. Destaca-se a grande oferta de espaços disponíveis, o seu calado dentro dos parâmetros necessários para as referidas operações e, principalmente, os seus estaleiros navais, que foram inclusivamente utilizados no projeto *WindFloat*.

As áreas de expansão identificadas são compostas por terraplenos atualmente disponíveis, cerca de 161 ha, que podem ser adaptados para este propósito, bem como por novas áreas mediante infraestruturação, estimadas em 235 ha, sendo que a grande maioria de todas estas áreas possui plano de água.

O Porto de Setúbal conta ainda com outros fatores relevantes, tais como a existência de terminais de carga RoRo, a presença da indústria envolvente, com particular enfoque na fileira cimenteira e siderúrgica. O abrigo da Serra da Arrábida (ventos predominantemente de Norte) confere condições muito favoráveis ao *Wet Storage* nos planos de água estuarinos e do lado do Atlântico.

Ao nível do calado, o Porto de Sines, é a infraestrutura portuária nacional que oferece melhores condições, sendo esta uma característica relevante na fase de assemblagem das turbinas eólicas nas subestruturas, antes da sua implantação no mar. Apesar de atualmente dispor apenas de 7 ha de área disponível sem frente de cais, estão previstos, a médio longo prazo, alguns investimentos que poderão servir este propósito, como seja (1) o novo cais de carga geral para o cluster de energias renováveis, que prevê a construção de um cais multiusos de 310 m e fundos de serviço -16 m Z.H., que permita receber navios até 250 m de comprimento (LOA), incluindo um terrapleno adjacente com uma área total de 12 ha, (2) a construção do Terminal Sul, que

prevê a construção de um cais multiusos de 800 m de extensão e 150 m de largura, com fundos de serviço -16 m ZH, incluindo uma plataforma adjacente com uma área total de 12 ha, e (3) o Terminal Vasco da Gama, atualmente idealizado como terminal de contentores com uma área de afetação de 209 ha, poderá constituir uma solução híbrida quanto à sua natureza, compatibilizando a construção de um *Marshaling Harbour*, contemplando a construção de um cais multiusos, com um comprimento aproximado de 500 m, com fundos de serviço -14 m ZH, e uma plataforma com uma área total de 25 ha, ou num modelo transitório que dê resposta às necessidades e exigências dos projetos do setor das energias eólicas offshore e evolua para o segmento dos contentores como inicialmente idealizado.

O perfil do Porto de Sines possui todas as características necessárias para dar resposta a qualquer uma das fases de implementação de um projeto eólico offshore, no entanto, apenas a médio/longo prazo após conclusão dos projetos referidos anteriormente e face à sua localização predominante a sul, poderá implicar dificuldades no reboque das infraestruturas dos parques eólicos mais a norte.

Como o processo de licenciamento ambiental e de construção ou adaptação de infraestruturas portuárias pode demorar vários anos até ser finalizado (em alguns casos até 5 a 7 anos), e dada necessidade e a importância de acompanhar a estratégia europeia definida para o sector das renováveis *offshore*, recomenda-se que sejam criados procedimentos próprios (*fast-track*) ou seja dada prioridade aos projetos de capacitação dos portos nacionais para o sector do eólico *offshore*.

Por fim, ressalta-se que esta fileira da eólica offshore se insere num novo paradigma das instalações portuárias que, previsivelmente, deverão assumir de modo cada vez mais vinculada o papel hubs energéticos com novos atores, como o hidrogénio, e novas soluções, como as **Power-to-X**, que devem também ser equacionadas e que abrem um novo conjunto de necessidades, oportunidades e desafios. Neste contexto, recomenda-se ao governo o desenvolvimento de uma estratégia para atração de investimento em conjunto com as administrações portuárias e a AICEP para a criação da cadeia de valor.

Referências Bibliográficas

- [¹] Proposta preliminar das áreas especializadas e dos pontos para a ligação à Rede Nacional de Transporte de Eletricidade. Grupo de Trabalho para o planeamento e operacionalização de centros electroprodutores baseados em fontes renováveis de origem ou localização oceânica. Despacho n.º 11404/2022, de 23 de setembro
- [ⁱ] WindEurope Market Intelligence, Offshore wind energy 2021 statistics, WindEurope, March 2022.
- [ⁱⁱ] European Commission, “REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy,” 8th March 2022. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_1511.
- [ⁱⁱⁱ] The Esbjerg Declaration, “The Esbjerg Declaration,” 2022.
- [^{iv}] M. Leimeister, K. Athanasios and C. Maurizio, “Critical review of floating support structures for offshore wind farm deployment,” Journal of Physics: Conference Series. IOP Publishing., vol. 1104, no. 1, p. 012007, 2018
- [^v] A. Crowle and P. Thies, “Floating offshore wind turbines port requirements for construction,” Journal of Engineering for the Maritime Environment, p. 10, 2022.
- [^{vi}] Journal of Petroleum Technology, “Evolution of the Tension Leg Platform,” 31st August 2020. [Online]. Available: <https://jpt.spe.org/evolution-tension-leg-platform>. [Accessed 16th June 2022].
- [^{vii}] National Ports Study (2022), Wind Energy Ireland (GDG)
- [^{viii}] P. McNally, “An Efficient Energy Transition: Lessons from the UK's Offshore Wind Rollout,” Tony Blair Institute for Global Change, February 2022.
- [^{ix}] WindEurope, “Offshore wind vessel availability until 2030: Baltic Sea and Polish perspective,” WindEurope, 2022.
- [^x] WindEurope, “Ports: a key enabler for the floating offshore wind sector,” WindEurope, 2020.
- [^{xi}] WindEurope, “A 2030 Vision for European Offshore Wind Ports,” WindEurope, 2021.
- [^{xii}] ARUP, “Ports for offshore wind - A review of the net-zero opportunity for ports in Scotland,” Crown Estate Scotland, 2020.
- [^{xiii}] Stefek, Jeremy, Chloe Constant, Caitlyn Clark, Heidi Tinnensand, Corrie Christol, Ruth Baranowski. 2022. U.S. Offshore Wind Workforce Assessment. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-81798. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81798.pdf>