**Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P.**

UNIDADE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E

INTEGRAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA

# *Deliverable 3.1*

***Definição e implementação das metodologias e identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore***

Geuffer Garcia, Duarte Santos, Hanna Rybchynska, Teresa Simões e Ana Estanqueiro

LNEG, Junho 2018



Es miar, 22
16 tugal
Te /1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

**RESUMO**

Este relatório tem como objetivo apresentar as metodologias conducentes à seleção de áreas de interesse para exploração de energias renováveis offshore, bem como os resultados obtidos por aplicação das mesmas, enquadrando-se no âmbito do projeto *POSEUR-01-1001-FC-000007 "OffshorePlan - Planeamento do* Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal". Para tal foram produzidas ferramentas que permitem a elaboração de cenários de desenvolvimento das tecnologias de aproveitamento de Energias Renováveis no Mar, as quais integram os constrangimentos físicos e técnicos à instalação de sistemas de energia renovável offshore. Com base nas metodologias desenvolvidas e constrangimentos identificados, são apresentadas as zonas de exploração de energias renováveis offshore e produzidos os dados de entrada necessários ao trabalho a desenvolver na tarefa 4 deste projeto.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

# Índice

Resumo ..... 2
1. Introdução ..... 5
2. Metodologia ..... 18
2.1 Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore 18
2.2 Identificação de custos associados ao desenvolvimento de projetos de energias renováveis offshore 40
3. Resultados ..... 66
3.1 Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas ..... 66
3.2 Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina ..... 69
3.3 Atlas de recurso das ondas por conversor: ..... 71
3.4 Identificação de zonas de maior consumo no território continental português ..... 72
3.5 Regiões de exploração por tecnologia ..... 74
4. Contribuição para a Atividade 4 – Dados de Entrada ..... 83
4.1 Planeamento de Injeção de Geração offshore na RNT ..... 83
5. Notas finais ..... 89
6. Bibliografia ..... 90



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

# Lista de Acrónimos

| | |
|---|---|
| €/kW | Euros por Quilowatt |
| €/MWh | Euros por Megawatt-hora |
| €/W | Euros por Watt |
| B-OF | Conversor de Energia das Ondas – *Bottom-fixed oscillating flap* |
| CAPEX | Despesas de Capital ou Investimento em bens de capital (*Capital Expenditure*) |
| DECEX | Capital utilizado na fase de Desmantelamento (*Decommissioning Expenditure*) |
| DL | Decreto-Lei |
| F-2HB | Conversor de Energia das Ondas – *Floating two-body heaving converter* |
| FEED | *Front-End Engineer Design* |
| FER | Fontes de Energia Renovável |
| FID | Decisão Final de Investimento (*Final Investment Decision*) |
| FIT | Tarifa Bonificada (*Feed-in Tariff*) |
| F-OWC | Conversor de Energia das Ondas – *Floating oscillation water column* |
| GW | Gigawatt |
| GWh | Gigawatt-hora |
| h | Horas |
| IPC | Índice de Preços no Consumidor |
| kW | Quilowatt |
| kWh | Quilowatt-hora |
| LCOE | Custo Normalizado de Energia (*Levelized Cost of Energy*) |
| MAR | Potencial energético máximo específico da região |
| MVA | Megavolt Ampere |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt-hora |
| NEPS | Número de horas anual de funcionamento à potência nominal |
| O&M | Operação e Manutenção |
| OPEX | Capital utilizado na fase de Operação (*Operational Expenditure*) |
| OT | Obrigações do Tesouro |
| Payback | Tempo de Retorno do Investimento |
| POSEUR_AEMaps | Ferramenta de Cálculo Espacial Económico com o título *POSEUR_AEMaps* |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| PV | Sistema Solar Fotovoltaico |
| SIG | Sistemas de Informação Geográfica |
| TIR | Taxa Interna de Rendibilidade |
| TW | Terawatt |
| VAL | Valor Atual Líquido |
| ZR | Zonas de Receção |



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

REPÚBLICA PORTUGUESA

## 1. INTRODUÇÃO

Este relatório pretende apresentar as metodologias desenvolvidas para a identificação das áreas de interesse para a exploração de energias renováveis offshore, bem como os resultados obtidos após aplicação das mesmas no âmbito da Atividade 3 – Identificação de zonas de exclusão e outros constrangimentos ao desenvolvimento de sistemas de aproveitamento de energias *offshore* na costa Portuguesa do projeto OffshorePlan – Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal.

Os trabalhos a desenvolver no âmbito desta atividade incluem igualmente a identificação dos custos envolvidos no desenvolvimento de projetos desta natureza – CAPEX e OPEX – bem como a recolha de informação a disponibilizar para a conclusão da Atividade 4 deste projeto - Desenvolvimento de modelos matemáticos de otimização técnico-económica de cenários de evolução do sector renovável offshore.

Não há uma fórmula única de construir e operar um parque eólico offshore e, de fato, os desafios de escala, profundidade da água e distância da costa são tais que as soluções ótimas ainda estão em desenvolvimento. O ritmo da inovação na indústria eólica tem sido rápido por qualquer padrão nas últimas duas décadas (The Crown Estate, 2010)

O desenvolvimento/planeamento do projeto e o consentimento para a Decisão Final de Investimento (FID – *Final Investment Decision*) investiga os processos até ao momento de decisão para continuar com a construção de um central renovável offshore ou terminar o projeto por completo. Muitas das principais decisões que moldam um projeto de central renovável offshore e, consequentemente, seus custos totais, são tomadas nesta fase. Um maior investimento no projeto e otimização da central no estágio de desenvolvimento/planeamento acabará por reduzir os custos no decorrer do projeto, influenciados por mudanças tecnológicas e de fornecimento. Esta fase consiste no planeamento da central renovável offshore, na avaliação de impacto ambiental e operações de levantamento, como mostrado na tabela seguinte (The Crown Estate, 2010).

| Componentes | Função |
|---|---|
| Gestão do projeto e serviços de planeamento | Inclui viabilidade, licenciamento, planeamento, identificação de áreas de interesse, serviços de radar e gestão projetos. |
| Condições ambientais | Avaliação dos impactos ambientais de uma central renovável offshore sobre a vida selvagem que habita, utiliza ou frequenta o ambiente marítimo circundante, bem como os impactos em terra de cabos e subestações. Consiste em levantamentos bentónicos (fundo marinho/sedimentos), pelágicos (espécies de mar aberto), mamíferos marinhos e ornitológicos. Além disso, a avaliação do impacto na erosão e sedimentação costeira e o impacto nas indústrias da pesca comercial podem ser avaliados através de avaliações de risco de colisão e estudos de pesca comercial. |
| Condições Meteorológicos | Destinado a avaliar as condições meteorológicas e oceanográficas no local proposto para a central renovável offshore. |
| Condições do fundo marinho | Análises das condições geofísicas e geotécnicas do leito marinho e das características do local de instalação da central proposta. |



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

| | |
|---|---|
| Engenharia de Conceção (FEED – Front-End Engineer Design) | Desenvolver o planeamento da central renovável offshore antes de contratar e avaliar áreas de incertezas técnicas. |
| Estudos de impacto humano | Avaliação dos impactos na comunidade que vive perto ou em redor da área costeira próxima à central renovável proposta. Inclui a avaliação da poluição sonora e visual da central proposta, bem como os impactos socioeconómicos e logísticos na infraestrutura da área costeira próxima. |

Tabela 1 - Componentes da Decisão Final de Investimento (FID) (The Crown Estate, 2010).

A gestão de projetos e contingências desde o FID até ao momento de início de produção (WCD – *Works Completion Date*) inclui estudos posteriores após o FID, incluindo FEED, monitorização ambiental durante a construção, gestão de projetos e outros serviços administrativos e serviços especializados tais como contabilidade e assessoria jurídica e tratamento de ofertas e consultas. Isto inclui, entre outros, a gestão de estudos de engenharia (onde inclui a utilização dos SIG), atividades de administração de contratos de construção, aplicações do planeamento e Impacto ambiental. A gestão de projetos é uma parte essencial desta fase, considerando a quantidade de planeamento necessário para a construção e operação bem-sucedida de uma central renovável offshore e a quantidade de contratados externos e parcerias necessárias para o projeto. (BVG associates, 2012).

### 1.1 A utilização dos SIG no planeamento da instalação de sistemas de energias renováveis

A identificação de áreas de interesse requer um elevado conjunto de informação para que seja possível selecionar de forma assertiva os locais ou áreas adequadas à instalação dos sistemas de produção de energia renovável offshore. Para tal é necessário recolher essa informação e processá-la para que esta possa ser introduzida num modelo adequado aos objetivos. Os sistemas de informação geográfica são atualmente amplamente utilizados neste tipo de estudos, em especial devido à sua capacidade de processar, manusear e modelar os volumes elevados de informação que caracterizam este tipo de estudos.

No caso português, um dos estudos atuais que utilizaram os sistemas de informação geográfica foi o projeto RoadMap WW – Metodologias para Conceção, Monitorização a Atualização de Estratégias de Desenvolvimento: Aplicação ao Caso das Energias Marinhas em Portugal, projeto que teve como objetivo final o desenvolvimento de um roadmap preliminar para o desenvolvimento das energias renováveis marinhas em Portugal (Castro-Santos, Prado-Garcia, Costa, & Estanqueiro, 2013; Castro-Santos, Prado-Garcia, Simões, & Estanqueiro, 2018; Prado-Garcia & Castro-Santos, 2013; C. A. S. Silva et al., 2011; N. Silva et al., 2011). O estudo concluiu que após a análise de cada ponto da costa portuguesa, existem algumas áreas marinhas em Portugal onde as energias renováveis podem ser instaladas. Este poderá ser o início de um mercado de tecnologias *offshore* e um cluster económico viável a existir em Portugal. O estudo económico realizado na preparação do roadmap para as energias renováveis marinhas demonstrou resultados viáveis para os investidores em algumas áreas, no ano em que o estudo foi desenvolvido. Neste sentido, poderá melhorar o desenvolvimento regional de outras indústrias paralelas como a construção naval, clusters de investigação, indústrias de manutenção e fornecedores de dispositivos para o aproveitamento eólicos e ondas.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

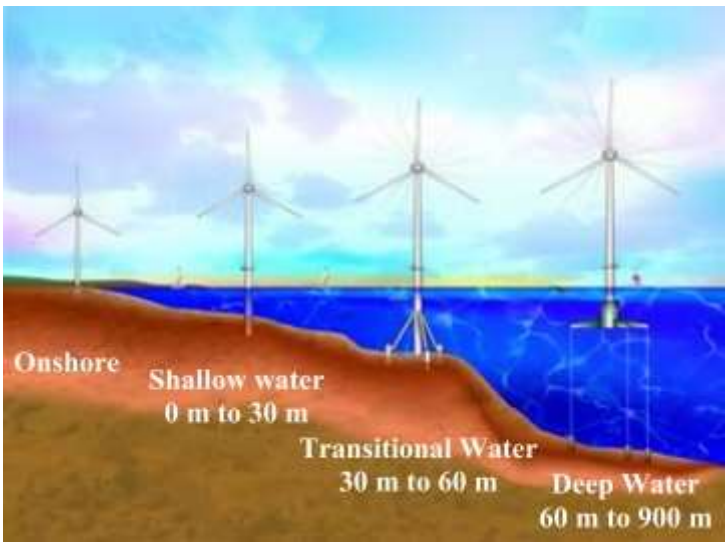
A nova central eólica offshore flutuante Windfloat Atlantic, a ser instalada em breve na costa portuguesa (prevista para inicio da instalação em 2018) também recorreu os sistemas de informação geográfica na sua fase de Desenvolvimento e Conceção de forma encontrar o melhor local para a instalação da central e passagem do cabo elétrico submarino, tendo em conta todas as restrições físicas, ambientais e otimização dos resultados económicos do projeto. (WindPlus, 2017; WindPlus, Wavec, & Júlio de Jesus Consultores, 2018). A central eólica offshore estará localizada a 20km da costa de Viana do Castelo em águas com profundidades entre 85 a 100m. A central terá uma potência de 25MW, utilizará três turbinas MHI Vestas V164 de 8.4MW de potência nominal, cada uma instalada numa fundação flutuante do tipo Windfloat. A eletricidade produzida será transmitida por um cabo submarino de 150 kV a operar a 60kV, desde a fundação que fica mais próximo da costa até ao ponto de interligação com a rede elétrica existente em terra. Na Zona Industrial do Porto de Viana do Castelo será instalado um posto de corte, do qual seguirá um cabo elétrico subterrâneo que permitirá a ligação à Subestação de Monserrate, pertencente à Rede Nacional de Distribuição, localizada na União das Freguesias de Viana do Castelo (Santa Maria Maior e Monserrate) e Meadela, concelho de Viana do Castelo (WindPlus et al., 2018).

Neste contexto, no projeto POSEUR recorreu-se igualmente a um sistema de informação geográfica desenvolvido pela empresa ESRI, o ArcGIS (ESRI, 2010). Devido à sua vasta comunidade de utilizadores, é possível encontrar uma grande variedade de informação georreferenciada nos formatos adequados à sua aplicação, bem como recorrer às ferramentas disponíveis para a sua adequação aos modelos a utilizar e/ou desenvolver.

## 1.2 A tecnologia renovável offshore

### 1.2.1 Energia Eólica

O aspeto mais importante no progresso da energia eólica *offshore* refere-se às fundações, uma vez que a turbina eólica a instalar é semelhante à que se utiliza para projetos em terra. À medida que a profundidade da água aumenta, o tipo de fundação a considerar muda, podendo estas ser definidas de acordo com a profundidade marítima no local: águas rasas, águas de transição e águas profundas (Musial, Butterfield, & Ram, 2006).






Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 1 - Progressão Tecnológica para Turbinas Eólicas Offshore (Musial et al., 2006).

As fundações mais comuns para turbinas eólicas terrestres são de betão enterradas no solo, populares no continente europeu, e estruturas de amarração impulsionadas e fundidas no leito rochoso, comumente usadas em países de condições desafiadoras do solo, como é exemplo a Noruega. As turbinas eólicas offshore são colocadas a vários quilómetros da costa, e podem ser fixadas ao fundo, com fundações apoiadas no fundo do mar ou instaladas em estruturas flutuantes que ficam na superfície da água. Nos próximos parágrafos apresentam-se os tipos de fundações offshore mais comuns.

**a) Fundações Fixas ao Fundo do Mar**

A fundação fixa mais comum é do tipo *monopile* (em Português Monopilar), a qual é constituída por um longo tubo de aço que pode ser considerado como uma extensão da torre no fundo do mar. Esta é uma técnica de fundação bastante simples, mas é pouco adequada para profundidades superiores a 30 m, e levanta preocupações ambientais na fase de instalação devido à poluição sonora associada ao processo de fixação pneumática da fundação no fundo do mar. O segundo tipo de fundação mais usado comercialmente é a fundação GBS – *Gravity Based Substructure*, a qual se baseia no efeito da gravidade. Neste caso, a torre está ligada a uma estrutura pesada que repousa sobre o fundo do mar. A estrutura é parcialmente construída em terra e depois transportada para o local pretendido, no mar, onde se inicia o processo fixação através do enchimento da subestrutura com betão, areia, rocha, etc, para aumentar o seu peso e garantir a fixação ao fundo. Os GBSs são usados em profundidades até, aproximadamente, 30 m, e apresentam menores impactos ambientais. Para águas mais profundas, podem referir-se as *Space Frame Substructures*, construídas a partir de várias subestruturas. Estas podem ser divididas em duas tipologias de estrutura, *Tripods* e *Jacket*. As estruturas *Tripod* são construídas a partir de tubos de aço e consistem num eixo central com três pernas. As estruturas *Jacket* utilizam significativamente menos aço do que as *Tripod*, devido ao posicionamento do aço mais distante do eixo central da fundação, tornando-as quase transparentes. Este tipo de estrutura é adequado para locais com 20 a 50 metros de profundidade. Tal como as *Tripod*, as estruturas *Jacket* incluem subestruturas que são fixas ao fundo marinho (European Wind Energy Association, 2011).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

A fundação *Jacket* pode também ser fixada ao fundo marinho utilizando a nova tecnologia de "*Suction Bucket*" (Baldes de sucção), que se encontram na base da fundação *Jacket*. Quando o ar e a água são bombeados para fora dos baldes de sucção, as fundações são ancoradas no fundo do mar, mantendo as turbinas seguras no local de instalação. Quando o projeto é desmantelado, o processo de instalação é revertido, removendo toda a fundação (Vattenfall UK, 2018). Os conceitos de fundações fixas estão ilustrados na Figura seguinte.

Figura 2 - Fundação "Suction Bucket" Jacket (Vattenfall UK, 2018).

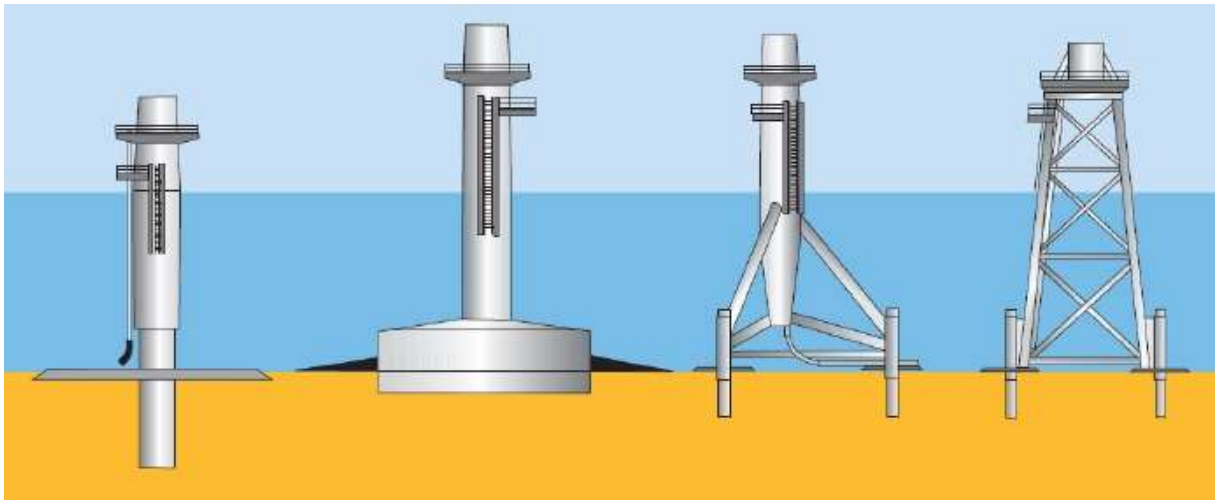


Figura 3 – Fundações fixas no fundo marinho. Da esquerda para a direita: *Monopile*, fundação baseada na gravidade (GBS), *Space Frame (Tripod)* e *Space frame (Jacket)* (European Wind Energy Association, 2011).

### b) Fundações Flutuantes

Atualmente existem três tipos de conceito nas fundações flutuantes: estabilização por lastro (*ballast stabilised concepts*), estabilização por amarração (*mooring line stabilised concepts*) e estabilização por flutuabilidade (*buoyancy stabilised structures)*. A fundação com estabilização por lastro baseia-se no equilíbrio dos momentos causados pelo lastro posicionado abaixo de um centro de flutuação, neutralizando forças induzidas pela inclinação e rotação e os movimentos de elevação (Exemplo *Spar-Buoy* na figura seguinte). A fundação com o conceito de estabilização por amarração depende do excesso de flutuabilidade para fornecer tensão nas linhas de ancoragem, o que faz a estrutura flutuar mais fundo do que seria o caso sem a amarração das linhas (Exemplo *tension-leg platform - TLP* na figura seguinte), que tem sido utilizado na indústria de petróleo e gás. O foco no aumento da flutuabilidade pode levar a custos reduzidos de material, mas subsequentemente a tensão nas linhas de ancoragem pode exigir melhores tecnologias de ancoragem. As fundações com o conceito de estabilização



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

por flutuabilidade obtêm estabilidade pelo posicionamento ideal dos elementos de flutuação na fundação. Possíveis variações em cargas externas e seus impactos podem ser neutralizadas através da variação dos elementos de flutuação, e no controle do nível de água de lastro dentro de certas seções da fundação (Exemplo *semi-submersible platform* na figura seguinte) (European Wind Energy Association, 2011).

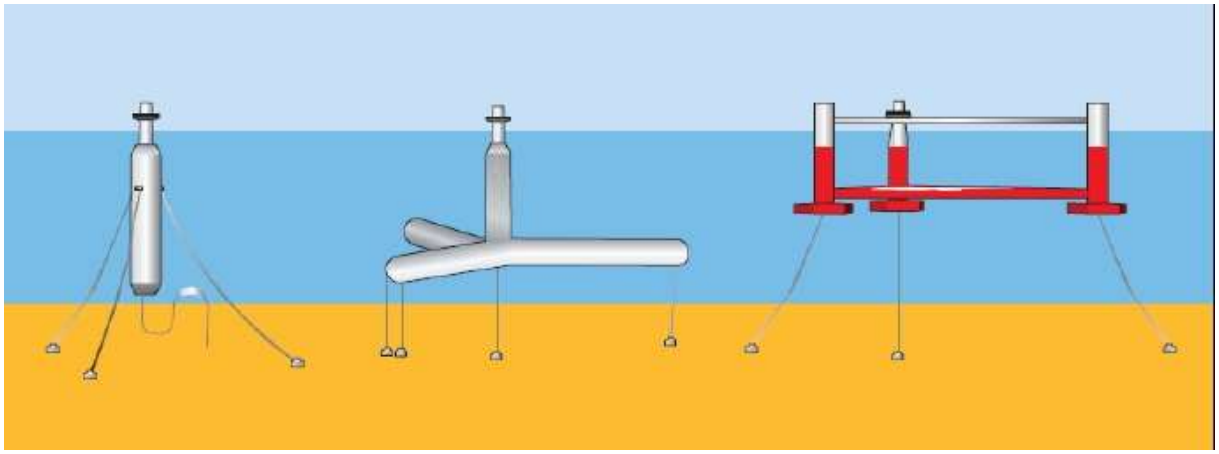


Figura 4 - *Spar, TLP e semi-submersible platform* (European Wind Energy Association, 2011).

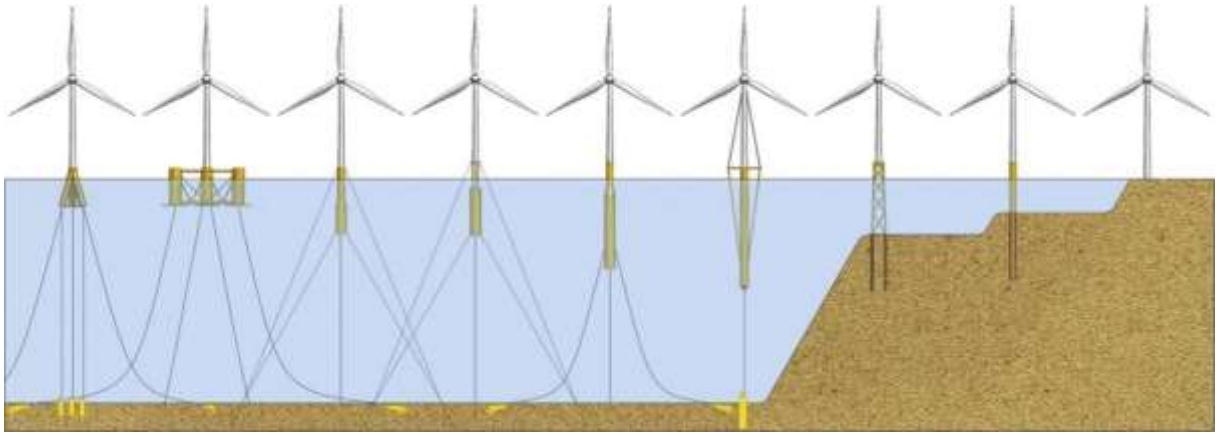


Figura 5 - Ilustração das Fundações Eólicas Offshore. Da esquerda para a direita: *TLWT*, *WindFloat*, *TLB B, TLB X3, Hywind II, SWAY , Jacket*, *Monopile* e referência *onshore* (Myhr, Bjerkseter, Ågotnes, & Nygaard, 2014).

O sistema *Tension-Leg Wind*-Turbine (TLWT) encontra estabilidade por meio de linhas de deslocamento e amarração. É desenvolvido pelo *International Design, Engineering and Analysis Service* (I.D.E.A.S) (Copple & Capanoglu, 2012) e baseado no sistema *Tension-Leg-Platform* (TLP), uma solução amplamente utilizada no setor petrolífero offshore. O conceito de TLP é bem conhecido pelo seu desempenho, utilizando amarrações verticais em tensão para restringir o movimento ao longo do eixo vertical. No entanto, o TLWT apresenta uma estrutura melhorada e uma fundação com três flutuadores espaçados de forma otimizada. O TLWT pode utilizar um conjunto de três cabos de amarração inclinados sob condições específicas, mas a configuração demonstrada na figura anterior apresenta três cabos de amarração em tensão verticais estabilizados por âncoras de sucção.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Utiliza também um segundo sistema de amarração de catenária para manutenção de movimentos horizontais e possíveis redundâncias (Myhr et al., 2014).

O sistema WindFloat desenvolvido pela Principle Power foi implementado com sucesso numa turbina de 2 MW instalada na costa Portuguesa no final de 2011 (EDP-Renováveis, 2014). O protótipo utiliza flutuabilidade para estabilização, implicando uma subestrutura complexa e de aço com uma massa de cerca de 2500 toneladas. Apesar da sua complexidade, o conceito beneficia de uma boa capacidade de reboque reduzindo assim os custos de instalação (Myhr et al., 2014).

Figura 6 - WindFloat no Estuário do Sado (Maciel & EDP-Renováveis, 2012).

O sistema WindFloat encontra-se na fase pré-comercial, estando prevista para 2019, a instalação do parque eólico offshore flutuante *WindFloat Atlantic* com 25MW de potência nominal, 3 turbinas *Vestas V164* de 8MW, com um investimento total de aproximadamente 125M€. Será instalado a 20 km da costa de Viana do Castelo em águas com profundidades entre 85 a 100m, numa zona com o fundo marinho arenoso, ótimo para o sistema de amarração e ancoragem (WindPlus, 2017).

Os sistemas *Tension-Leg-Buoy* (TLB) utilizam um sistema de estabilização que consiste em seis camadas de fibra *Dyneema* em tensão, presos por três âncoras verticais de carga (VLA). As linhas de amarração de alta rigidez axial são mantidas esticadas pelo excesso de flutuabilidade. A alta rigidez resulta em movimento mínimo, comparável ou até menor do que para turbinas terrestres, mas também aumenta o custo da amarração, especialmente em maiores profundidades. O TLB B e o TLB X3, desenvolvidos na *University of Life Science* na



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Noruega, baseiam-se nos trabalhos originais apresentados por (Sclavounos, Tracy, & Lee, 2007). A razão para implementar dois conceitos diferentes de TLB foi a de se identificar a possibilidade de implementação de medidas para reduzir a carga marítima na estrutura, e a carga total nas âncoras. O TLB X3 possui uma peça de transição de treliça fina, com um aumento do fator de complexidade localizado na zona de ação das ondas. Em comparação, o TLB B utiliza uma transição cónica mais tradicional. A massa total de aço da plataforma é aproximadamente a mesma - 445 e 521 toneladas, respetivamente (Myhr et al., 2014).

O sistema Hywind II é uma versão otimizada do sistema Hywind original que opera na costa da Noruega desde 2009. A solução apresenta tecnologias comprovadas, mas com uma grande pegada em amarrações com um sistema catenário de três cabos semelhante ao WindFloat, além do elevado peso em aço da fundação, com cerca de 1700 toneladas para acomodar o lastro necessário para a sua estabilidade (Myhr et al., 2014).

Figura 7 - Reboque da Hywind - Hywind Scotland Pilot Park (Statoil, 2018).

O sistema Hywind também se encontra em fase pré-comercial através de uma central eólica piloto *Hywind Scotland*, em operação desde Outubro de 2017. A potência nominal da central é de 30MW, com 5 flutuadores Hywind II e turbinas Siemens SWT-6.0-154 de 6 MW. A central offshore foi instalada a 25 km da costa numa zona marítima com 96 a 110 metros de profundidade (Hywind Scotland, 2018).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 8 - Protótipo SWAY, Noruega (SWAY AS, 2018).

A tecnologia SWAY encontra-se em fase protótipo desde 2011. O sistema SWAY® é uma fundação flutuante do tipo *Spar-Contínua* que incorpora a turbina eólica (não existe transição entre a torre da turbina eólica e o flutuador) e prevê a instalação em locais com profundidades de 60 a 300+ metros.

A torre flutuante é ancorada no leito do mar com uma perna de torção de tensão, que é equipada com eixo giratório submarino passivo, ou seja, a torre completa reposiciona-se quando o vento muda de direção. Os movimentos de rotação são inteiramente controlados pelo *pitching* individual das pás do rotor, inclusive em condições de "ausência de vento". A perna de tensão e o eixo de rotação submarino são baseados em conceitos e materiais comprovados na indústria petrolífera *offshore*. O sistema de amarração é geralmente um importante fator de custo para todos os conceitos atuais de fundações de turbinas eólicas flutuantes. O sistema de amarração de perna única patenteado Sway economiza mais de 60-70% dos custos de amarração em comparação com os sistemas habituais. Usando uma turbina *downwind*, a torre é suportada por um sistema patenteado de hastes de tensão, semelhante ao mastro de um veleiro, reduzindo o peso da torre em quase 50%. A viabilidade do sistema foi verificada através de extensas simulações dinâmicas nos últimos 8 anos e por um protótipo instalado na Noruega. O comportamento dinâmico do sistema, a fadiga e as condições extremas de carga encontram-se bem documentadas. Devido ao seu baixo peso de aço e do sistema de amarração minimalista, estima-se que os custos totais de torre/fundação e amarração deste sistema sejam inferiores a 50% dos custos dos mais promissores sistemas de fundações flutuantes concorrentes e sejam comparáveis aos custos das fundações *Jackets* em águas pouco profundas – 30 metros de profundidade (SWAY AS, 2018).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### 1.2.2 Energia das ondas

O oceano é um ambiente com grande potencial energético, mas é também extremamente agressivo. Assim, os dispositivos de aproveitamento da energia das ondas continuam numa fase de demonstração, onde atualmente podemos encontrar protótipos pré-comerciais instalados em teste no mar. A área da energia das ondas continua em desenvolvimento, existindo atualmente, mais de 1000 conceitos/ideias de conversores patenteadas no Japão, América do Norte e Europa. Atualmente, existem entre 50 a 60 desenvolvimentos em curso. Apenas um número reduzido de dispositivos alcançou a fase de testes em condições reais. Entre esses, destacam-se os seguintes projetos (C. A. S. Silva et al., 2011):

- Projeto *Pelamis* – Primeiro contracto comercial de 3 unidades de 750 kW cada (máquina P1) testadas em 2008 no Norte de Portugal (Aguçadora) pela empresa escocesa *Pelamis Wave Power Ltd.* (PWP), no âmbito de um projeto com a Enersis (posteriormente Babcock&Brown), tendo sido descativado no final de 2008. O *Pelamis* P2 (750 kW) foi instalado no EMEC, Reino Unido, em finais de 2010.

Figura 9 - Sistema Pelamis (EMEC, 2018b).

- Tecnologia *Powerbuoy* da empresa norte-americana *Ocean Power Technology* (OPT) – Segunda empresa a estabelecer em 2008 um contracto comercial para instalação de um parque da tecnologia *Powerbuoy* em Espanha, com apoio da Iberdrola e da Total, sendo um projeto de 1.39 MW de capacidade total instalada.
- Tecnologia BOLT da norueguesa Fred Olsen – Protótipo de 45 kW instalado na costa sudoeste na Noruega em 2009, sem ligação à rede elétrica.
- Tecnologia *Oyster* da empresa britânica *Aquamarine* – Protótipo de 315 kW em operação no EMEC desde 2009, com planos para construção do protótipo Oyster2.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 10 - Sistema Oyster 2 (Babarit et al., 2012).

- Tecnologia *WaveRoller* da empresa finlandesa AW-Energy Oy – Instalação de um módulo de 300 kW em Peniche no ano de 2012, com uma capacidade total instalada prevista até 1 MW.

Figura 11 - Sistema WaveRoller (Aw-energy.com, 2018).

- Tecnologia *Wave Star* da empresa dinamarquesa Wave Star A/S – A empresa instalou em 2009 uma secção do protótipo com 50 kW no mar do Norte em Hanstholm, Dinamarca.

Figura 12 - Sistema Wave Star (Babarit et al., 2012).

- Tecnologia CETO da empresa australiana Carnegie Corporation – Foram realizados testes no mar com o CETO II em 2008.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 13 - Sistema CETO (Babarit et al., 2012).

- Tecnologia CAO da empresa Voith Hydro (que adquiriu a empresa escocesa Wavegen) – Integrada no projeto do quebramar Mutriku no País Basco com o apoio da EVE (Ente Vasco de La Energia) e uma potência instalada total de 300 kW. Outro projeto em maior escala – o SIADAR de 4 MW – foi projetado para a ilha de Lewis, na Escócia (Reino Unido) em parceria com *RWE Enpower Renewables*.
- Projeto da *Oceanlinx* – Projeto com a tecnologia Coluna de Ar Oscilante (CAO) flutuante testada em Port Kembla (Austrália), em 2010, antes de ser surpreendida por uma tempestade que a danificou. Este projeto vem no seguimento da experiência adquirida pela empresa com uma central fixa CAO de 500 kW no mesmo local.
- Central do Pico – CAO costeira de 400 kW operada pelo WavEC, após importante intervenção de recuperação em 2005 (a instalação original remonta a 1999, com ligação à rede). Não se trata de um protótipo em desenvolvimento comercial, mas representa um importante passo para as CAOs em geral. Funciona desde Setembro de 2010 em regime autónomo.

Figura 14 - Central de Ondas do Pico OWC (Wavec, 2006).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- Projeto HiWave, tecnologia WaveSpring – CorPower Ocean: os dispositivos com a tecnologia WaveSpring são pequenos e leves, com baixa inércia, têm a vantagem de converter energia através de uma ampla gama de ondas. Os sistemas WEC (*Wave Energy Converter*) possuem uma boia de levantamento na superfície que absorve energia do movimento combinado. é conectado ao fundo marinho através de uma linha de amarração esticada. O WEC inclui um PTO (*Power-Take-Off*) que possui um oscilador com pré-tensão pneumática entre a linha de atracação e a boia com um dispositivo de acionamento mecânico com alta frequência natural de oscilação. Este sistema é combinado com algoritmos de controle de fase, fazendo com que o WEC (PTO e absorvedor primário) oscile em ressonância com ondas de entrada. O controle de fase torna o sistema inerentemente ressonante em uma ampla faixa de períodos de onda, o que amplifica fortemente o movimento e a captura de energia. Em janeiro de 2018 a CorPower Ocean, em parceria com a Green Marine (UK) Ltd., instalou com sucesso no mar o seu protótipo de meia-escala C3, versão *Stage 3* do projeto HiWave, no Centro Europeu de Energia Marinha (EMEC) em Orkney, na Escócia (CorPower Ocean, 2017; EMEC, 2018a, 2018c; InnoEnergy KIC, 2017; Möller & CorPower Ocean, 2017).

Figura 15 - Protótipo a meia-escala do conversor de energia das ondas CorPower C3 (EMEC, 2018c).

Dos projetos acima enumerados, três foram realizados em Portugal: a Central do Pico de 400 kW em 1999 e ainda em operação pelo WavEC, o projeto PELAMIS de 2,25 MW em 2008, que operou apenas durante 5 meses na Aguçadoura, e mais recentemente 2012, o projeto *WaveRoller* de 1 MW em Peniche.(C. A. S. Silva et al., 2011).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

# 2. Metodologia

## 2.1 Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore

A fase de planeamento da instalação de sistemas de energias renováveis offshore para a produção de energia elétrica conta com um elevado conjunto de restrições que limitam a área disponível para a sua exploração. Em Portugal, é possível recorrer a vários organismos para a recolha dessa informação, a qual se encontra disponível, em quase todos os casos, nos formatos adequados à sua utilização no sistema de informação geográfica (SIG) selecionado para a realização deste trabalho – ArcGIS. Ainda assim, é frequentemente necessário efetuar ações adicionais de forma a conseguir utilizar toda a informação de forma coordenada com vista à obtenção de resultados que cumpram os objetivos a cumprir. Algumas dessas ações passa por transformações de coordenadas, operações de álgebra de mapas e outras técnicas de informação geográfica comuns, bem como a produção de mapas auxiliares a usar nos modelos/ferramentas de processamento a desenvolver.

Assim, nesta Atividade foram processados e atualizados os mapeamentos das restrições físicas existentes e que condicionam diretamente a instalação de sistemas de energias renováveis offshore, e produzidos os mapeamentos adicionais necessários. A Tabela 2 mostra as principais condicionantes existentes neste tipo de estudo e que serão consideradas neste trabalho.

| Tipo de condicionantes | Descritor |
|---|---|
| Físicos | Ambiente |
| | Batimetria |
| | Geologia e tipo de fundo |
| | Área disponível para a instalação de sistemas |
| | Áreas de actividades diversas (corredores de navegação, pescas, áreas reservadas para outros usos,…) |
| | … |
| | Recurso energético |
| Técnicos | Tecnologia |
| | Capacidade disponível na rede eléctrica |
| | … |
| | |
| Económicos | Payback, LCOE |
| | Outros indicadores económicos de relevância |
| Logísticos | Disponibilidade de portos e estaleiros adequados para construção/reparação e instalação de equipamentos; circulação de navios especializados, … |

Tabela 2 – Tipos de condicionantes.

### 2.1.1 Condicionantes Físicas

O LNEG tem em posse alguns dos principais dados de restrições e constrangimentos georreferenciados para o desenvolvimento das energias offshore na costa portuguesa. Sempre que disponíveis, as restrições identificadas no âmbito de projetos anteriores foram atualizadas com dados do geoportal SNIG – Sistema Nacional de



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Informação Geográfica (DGT, 2017) e do geoportal SNIMAR – Sistema Nacional de Informação do Mar (emepc, 2018). Estes geoportais também permitiram complementar a base de dados geográfica adicionando novos dados. Assim foi possível obter informações georreferenciadas atualizadas para serem utilizadas nas ferramentas desenvolvidas no projeto OffshorePlan.

O Sistema Nacional de Informação Geográfica (SNIG) é a Infraestrutura Nacional de Informação Geográfica que permite o registo e a pesquisa de dados e de serviços de dados geográficos produzidos por entidades públicas e privadas em Portugal. O geoportal do SNIG permite pesquisar, explorar e visualizar os dados geográficos através de serviços de dados geográficos OGC (Open Geospatial Consortium) (DGT, 2017).

O geoportal SNIMar é uma importante ferramenta para a gestão ambiental das águas marinhas portuguesas, contribuindo para a implementação da Diretiva Quadro Estratégia Marinha (PEC-UE, 2008), uma vez que facilita a partilha, a pesquisa e o acesso a metadados e dados marinhos especialmente útil para funcionários e investigadores da administração pública, de universidades e institutos de investigação. (emepc, 2018)

**Dados recolhidos no Geoportal SNIG:**

1) Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015).

Relevância para o projeto POSEUR:

A identificação e georreferenciação das culturas marinhas (aquicultura) são dados importantes para serem utilizados nas ferramentas desenvolvidas no projeto POSEUR. Estes dados serão utilizados como restrições de localização, visto não ser possível instalar centrais electroprodutoras offshore nos locais estabelecidos para a aquicultura marinha e salinas no território nacional.

2) Áreas Classificadas (ICNF, 2017):
   a) Limites de Áreas Protegidas – AP,
   b) Limites das reservas da biosfera,
   c) Limites dos Sítios de Importância Comunitária – SIC,

Relevância para o projeto POSEUR:

As Áreas Classificadas e georreferenciadas fornecidas pelo ICNF são dados já utilizados pelo LNEG. Estas são áreas de restrição para a instalação de Centrais Offshore. A relevância destes dados passa pela atualização dos mesmos fazendo com que as ferramentas desenvolvidas no projeto POSEUR seja o mais atual possível.

1) Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

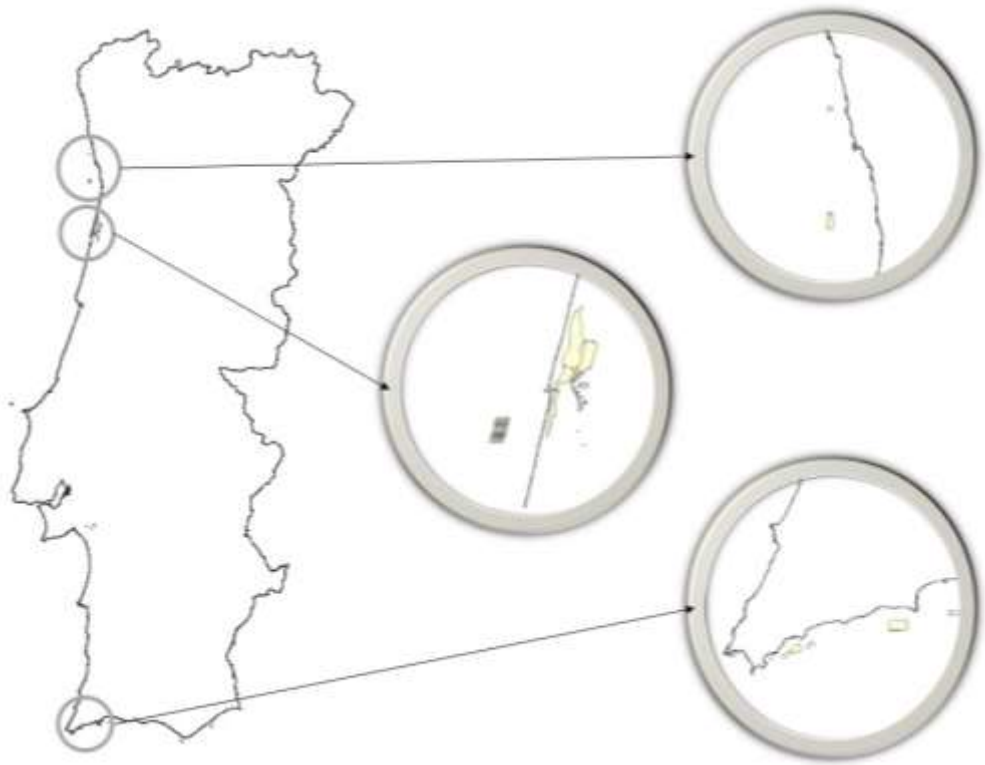


Figura 16 – 1) Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura) (DGRM, 2015).

Limites dos estabelecimentos de aquiculturas marinhas e de salinas em território nacional, levantados no âmbito das atribuições legais da DGRM conforme definido no Decreto-Lei n.º 49-A/2012, de 29 de fevereiro, nomeadamente no sentido de "Programar, coordenar e executar a fiscalização, a vigilância e o controlo das atividades da pesca e aquicultura e atividades conexas (...)", "Autorizar, licenciar e aprovar as estruturas e atividades produtivas nos domínios da pesca marítima, aquicultura (...)" e "Gerir o sistema de informação das pescas, incluindo a aquicultura (...)". (DGRM, 2015)

2) Áreas Classificadas (ICNF, 2017):

2a) Limites de Áreas Protegidas – AP.

2b) Limites das reservas da biosfera.

2c) Limites dos Sítios de Importância Comunitária – SIC.

Figura 17 - Áreas Classificadas (ICNF, 2017).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

2a) Limites de Áreas Protegidas – AP

É constituído pelos limites das áreas protegidas classificadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 142/2008, de 24 de julho. São classificadas como áreas protegidas as áreas terrestres e aquáticas interiores e as áreas marinhas em que a biodiversidade ou outras ocorrências naturais apresentem, pela sua raridade, valor científico, ecológico, social ou cénico, uma relevância especial que exija medidas específicas de conservação e gestão, em ordem a promover a gestão racional dos recursos naturais e a valorização do património natural e cultural, regulamentando as intervenções artificiais suscetíveis de as degradar. (ICNF, 2017)

2b) Limites das reservas da biosfera

As Reservas da Biosfera são amostras representativas de ecossistemas marinhos, terrestres ou costeiros onde se promovem soluções para reconciliar a conservação da biodiversidade com o seu uso sustentável. São reconhecidas internacionalmente (Programa Man & Biosphere da UNESCO), designadas por governos nacionais e permanecem sob a jurisdição soberana dos estados onde se localizam. Ao longo do seu zonamento em área(s) Núcleo, Tampão e Transição têm que promover 3 funções: conservação do património natural e cultural, desenvolvimento sustentável, divulgação e conhecimento. Somente a área Núcleo necessita de proteção legal, podendo corresponder a uma área protegida pré-existente, como uma reserva ou parque natural. Tem como objetivo a conservação de paisagens, ecossistemas e espécies; Desenvolvimento social, cultural e ecologicamente sustentável; Criação de uma plataforma de investigação, monitorização, educação e troca de informação adequada. (ICNF, 2018)

2c) Limites dos 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. São objetivos dos diplomas Diretiva n.º 92/43/CEE de 21 de Maio - Decreto Lei n.º140/99 de 24 de Abril contribuir para assegurar a biodiversidade, através da conservação e do restabelecimento dos habitats naturais e da flora e fauna selvagens num estado de conservação favorável no território nacional, tendo em conta as exigências económicas, sociais e culturais, bem como as particularidades regionais e locais.

**Dados recolhidos no Geoportal SNIMAR:**

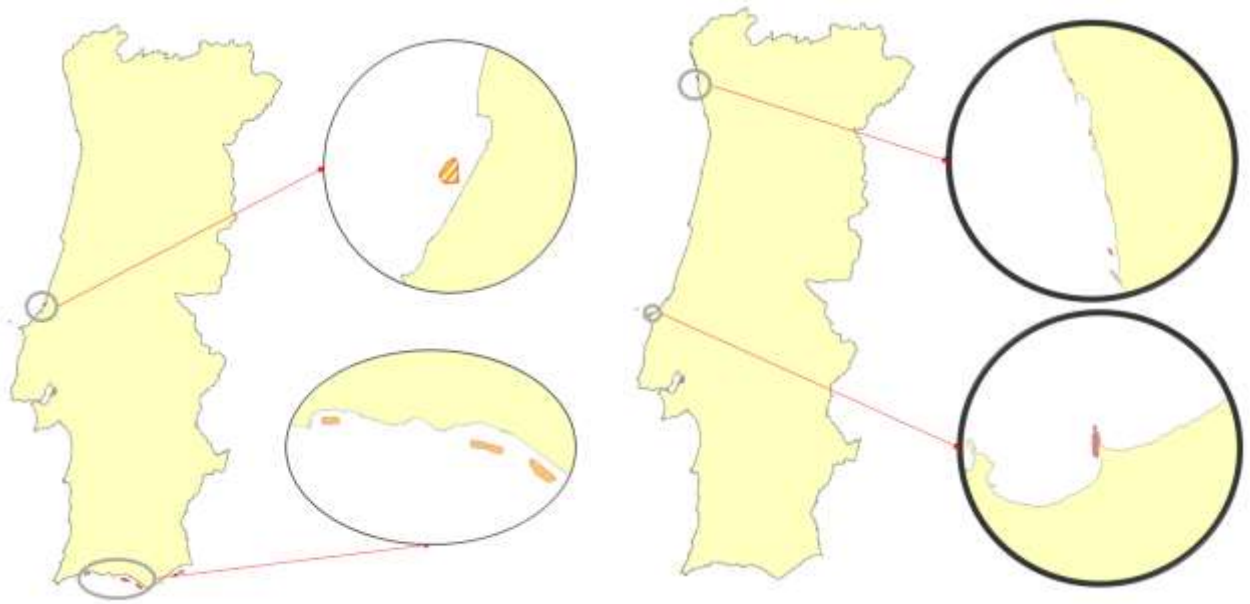
3) Recifes
   a) Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa (IPMA, 2016)
   b) Recifes – Habitat 1170 (ICNB e ICNF, 2004)
4) Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa (Instituto Hidrográfico, 2010)
   a) Esta carta permitiu a digitalização da zona rochosa na superfície do chão marinho ao longo da costa portuguesa, atualizando assim o mapeamento de Zonas Rochosas que servem de restrição para as tecnologias offshore fixas.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

3) Recifes

3a) Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa (IPMA, 2016) e 3b) Recifes – Habitat 1170 (ICNB e ICNF, 2004)



3a) Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa (IPMA, 2016).

3b) Recifes – Habitat 1170 (ICNB e ICNF, 2004)

Figura 18 - Recifes ao largo da Costa Portuguesa.

Os complexos recifais ao largo da costa portuguesa são também áreas de restrição para a instalação de Centrais Offshore. A sua importância ambiental e no ecossistema marinho obriga a sua total proteção contra intervenção antropogénica.

Complexos Recifais implantados pelo IPMA ao largo da costa Portuguesa com vista a servirem de instrumentos de revitalização de ecossistemas costeiros, de ordenamento de pescas litorais e de gestão integrada do litoral (IPMA, 2016). Sítios compostos por substratos rochosos ou de origem biológica, submarinos ou expostos durante a maré baixa, desde o fundo do mar até às zonas sublitorais. Nestes recifes ocorrem comunidades bentónicas vegetais e animais, bem como comunidades não bentónicas associadas. Este habitat é caracterizado por uma muito elevada diversidade biológica. Os povoamentos animais, que neste habitat apresentam representantes de todos os grandes Filos, surgem nas mais diversas situações: Fauna nectónica, fauna bentónica fixa aos substratos e fauna bentónica não fixa aos substratos. Pode apresentar concreções, incrustações ou formações recifais biogénicas, em que a fauna é parte do recife, ocorrendo desde a zona entre marés até grandes profundidades. Os recifes costeiros concentram mais de 80% da vida no mar. Deles dependem também, em muitos casos, formas de vida animal mais características de mar alto, particularmente nos períodos críticos de reprodução ou crescimento de juvenis. (ICNB e ICNF, 2004)

Ameaças:

- Dragagem de fundos marinhos, costeiros ou estuarinos.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- Obras de engenharia costeira indutoras de alterações ao regime de correntes e à dinâmica sedimentar ou que impliquem a destruição direta do habitat.
- Fundeação desordenada de embarcações.
- (…)

Orientação de gestão:

- Condicionar dragagens.
- Condicionar obras de engenharia costeira que modifiquem a dinâmica de sedimentos junto à costa ou que impliquem a destruição direta do habitat.
- (…)

4) Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa - Atualização de Zonas Rochosas no fundo marinho (Instituto Hidrográfico, 2010).

As Zonas Rochosas no fundo marinho impedem a instalação de dispositivos offshore fixos ao fundo oceânico, visto estes terem as suas fundações fixadas a alguma profundidade dentro do fundo marinho. (OffshoreWind.net, 2017). As zonas rochosas também são irregulares, desniveladas e duras, o que dificulta os trabalhos de nivelamento e fixação das fundações.

A antiga *layer* rochas, pertencente ao LNEG, foi atualizada através da digitalização das zonas rochosas identificadas na Carta de Sedimentos Superficiais da Plataforma Portuguesa (Instituto Hidrográfico, 2010), disponível no geoportal SNIMAR em formato WMS server (imagens 4a) a 4d)).

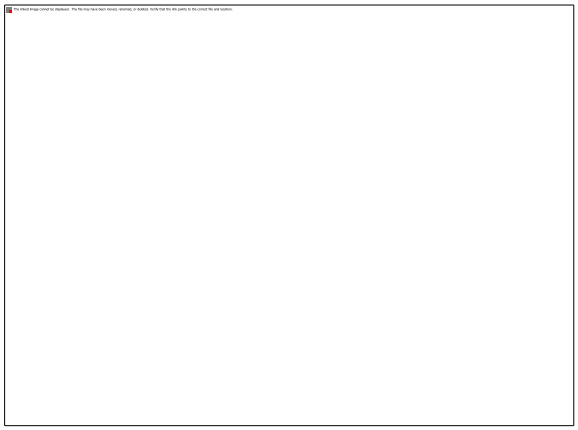
A Carta de Sedimentos Superficiais da Plataforma Portuguesa pertencente à "Série Sedimentológica", é constituída por oito folhas, à escala de 1:150 000, e respetivas notas explicativas. A produção destas cartas teve origem no Programa SEPLAT (Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa), cujo objetivo era cartografar os sedimentos superficiais do fundo marinho. As campanhas oceanográficas realizadas no âmbito do Programa SEPLAT possibilitaram a colheita de centenas de amostras de sedimentos da superfície do fundo marinho ao longo de toda a costa de Portugal continental, desde a linha de costa até à batimétrica dos 500 m, segundo uma malha de amostragem aproximadamente retangular, com 1 milha náutica de espaçamento médio. (Instituto Hidrográfico, 2010).

As amostras de sedimento assim obtidas, depois de processadas no laboratório de sedimentologia do Instituto Hidrográfico, fornecem a informação necessária ao desenho e construção das cartas: a classificação adotada na "Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa" resulta do estudo combinado da análise dimensional (granulometria) dos sedimentos e do seu teor em carbonato.(Instituto Hidrográfico, 2010)

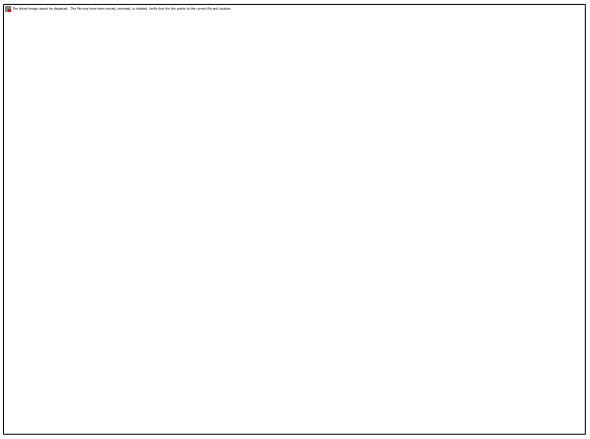
Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho



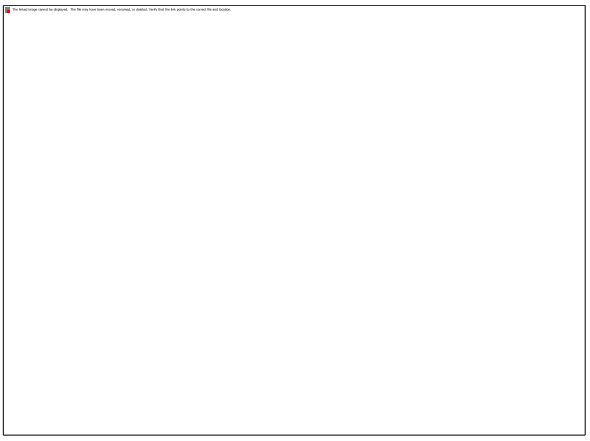
Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt



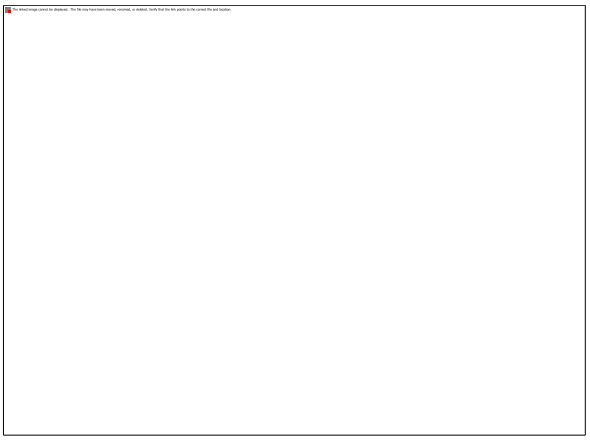
4a) – Antiga Layer Rochas



4b) Carta dos Sedimentos Superficiais SED4



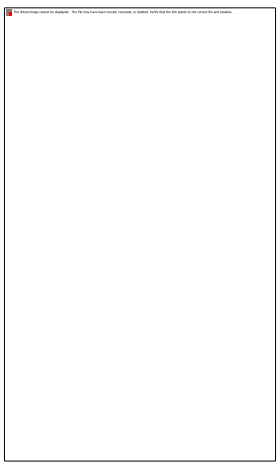
4c) Carta dos Sedimentos Superficiais SED4 com digitalização da Layer Rochas



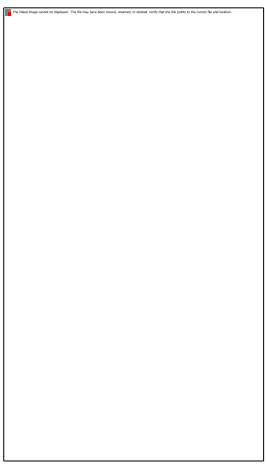
4d) Digitalização da Layer rochas

Figura 19 - Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho.

## Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho (Visão Geral)



4e) Antiga layer de Zonas Rochosas



4f) Layer atualizada de Zonas Rochosas

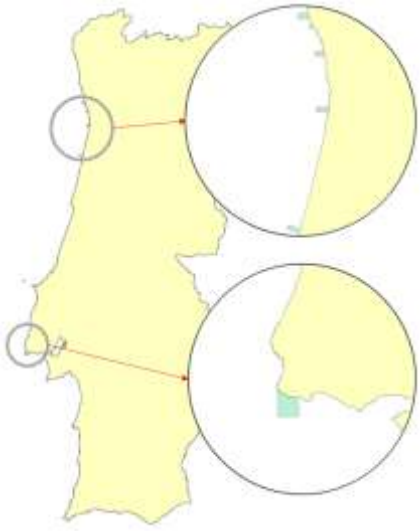
Figura 20 - Atualização do mapeamento de Zonas Rochosas no fundo marinho (visão geral).



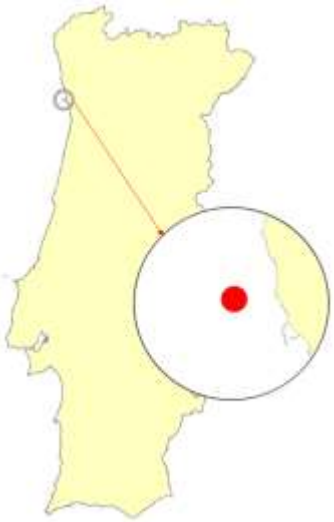
Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

**Lista dos principais dados de restrições e constrangimentos georreferenciados em posse do LNEG:**

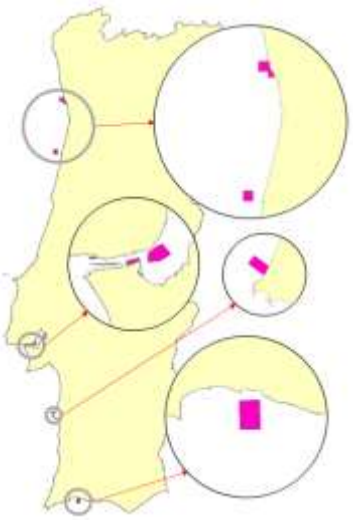
5) “Cabos Submarinos”.



6) “Condutas de Abastecimento”.



7) “Boias para Navios Cisternas”.



8) "Fundeadouro”.

9) “Zonas Piloto”.

10) "Zona de Proteção de Cabos Elétricos".



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

11) “Zona de Falhas Ativas”.

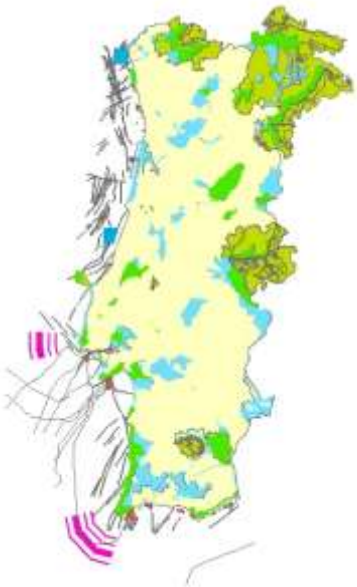
12) “Zona de Proteção Ecológica”.

13) Esquema de Separação de Tráfego - “Corredores de Navegação”
Fonte: Instituto Hidrográfico.

Figura 21 - Lista dos principais dados de restrições e constrangimentos georreferenciados em posse do LNEG.

**Aglomeração das restrições por fundações fixas e flutuantes.**

Restrições Central Offshore Fixa



Restrições Central Offshore Flutuante

Figura 22 - Aglomeração das restrições por fundações fixas e flutuantes.

A conjugação desta informação com a obtida da avaliação do recurso energético, permite identificar regiões de exclusão à instalação de dispositivos de conversão de energia das ondas e eólica, através do desenvolvimento de ferramentas de planeamento num sistema de informação geográfica (GIS). Estas ferramentas permitem a elaboração de cenários de desenvolvimento das tecnologias marinhas, mediante a otimização dos aspetos económicos, uma vez introduzidos os constrangimentos impostos pelos aspetos técnicos. Neste contexto, são



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

abordadas as atuais condicionantes de ordem técnica, ambiental, económica e social que, em muitos casos, têm dificultado a disseminação destas tecnologias e adiado os investimentos no sector das Energias Renováveis Offshore em Portugal.

**Batimetria**

A batimetria é uma importante restrição a ser considerada, visto que o tipo de tecnologia e fundações a serem instaladas são dependentes da profundidade do local offshore (Musial et al., 2006). As profundidades consideradas adequadas permitidas para a instalação das tecnologias serão apresentadas na secção 2.1.3 deste relatório.

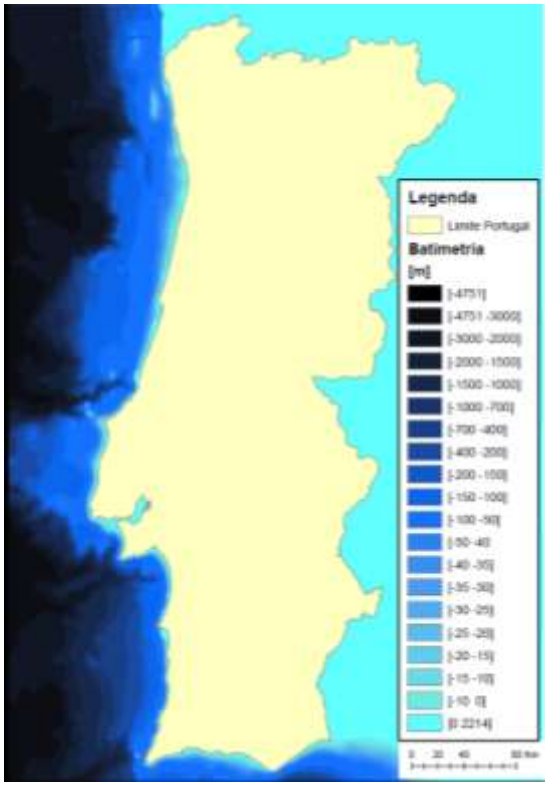



Figura 23 - Batimetria Portugal Continental.

A Zona Económica Exclusiva (ZEE) limita a área de exploração de energias renováveis offshore que Portugal poderá explorar. No entanto Portugal, incluindo as ilhas dos Açores e Madeira, tem das maiores ZEE o que lhe atribui um grande potencial para a exploração de energias marinhas. Esta estende-se a uma distância de 200 milhas náuticas (370 km) da costa portuguesa. No entanto, as águas territoriais estendem-se a uma distância de 12 milhas náuticas (22,2 km) da sua linha costeira, como mostra a figura seguinte.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

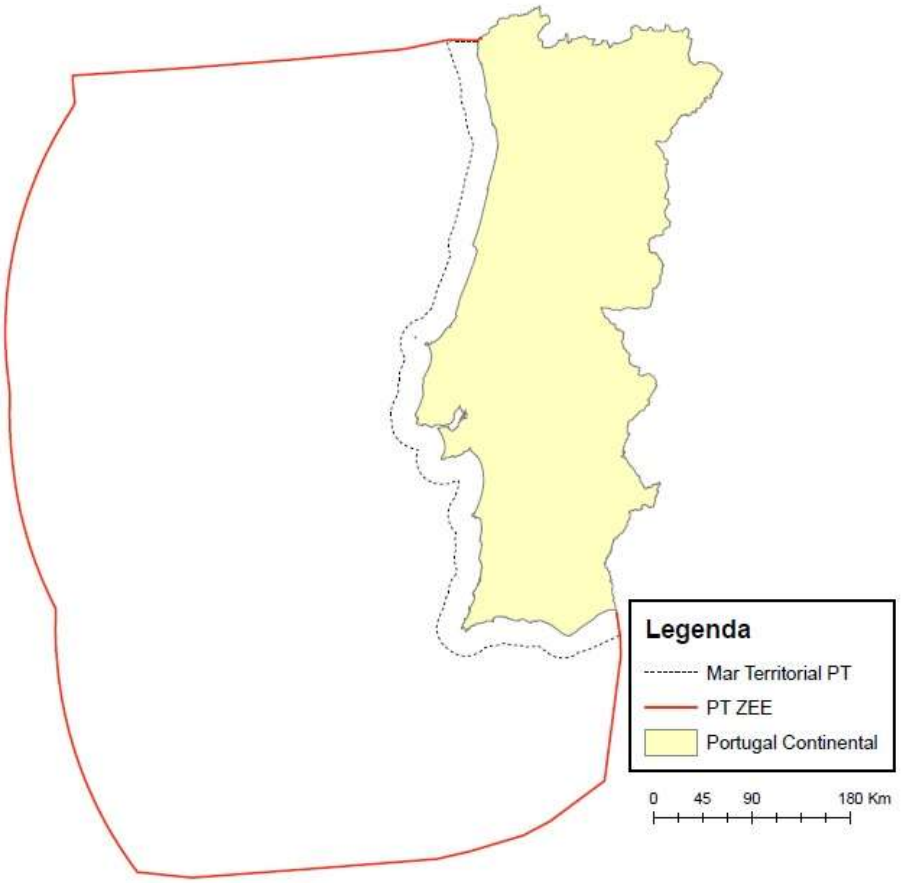



Figura 24 - ZEE e Mar territorial – Portugal Continental.

### 2.1.2 Desenvolvimento da ferramenta de planeamento (ModelBuilder – ArcGIS)

O desenvolvimento da ferramenta de planeamento foi efetuado com recurso ao software de informação geográfica ArcGis, em particular, ao modelo *Model Builder*. Este modelo permite programar de forma encadeada os procedimentos necessários até à obtenção dos resultados pretendidos. É possível definir todo o processo criando pontos de verificação ao longo do mesmo evitando a repetição de todos os processos nos casos em que se torna necessário alterar condições de simulação ou dados de entrada. Esta é uma das grandes vantagens desta ferramenta, em oposição a outros programas de informação geográfica. É ainda possível acionar as diversas ferramentas através do desenvolvimento de uma interface onde o utilizador tem a capacidade de alterar os seus ficheiros de entrada e as condições de processamento.

A identificação das áreas de possível exploração das energias renováveis offshore passa obrigatoriamente pela definição das restrições à instalação de sistemas desta natureza.

A ferramenta de planeamento GIS desenvolvida através do *Model Builder – ArcGIS* implementa as restrições nos mapas de recurso energético, conforme a tecnologia selecionada. Através de várias operações espaciais, a ferramenta GIS permite estabelecer um atlas que considera as restrições físicas selecionadas (uma ou várias). A ferramenta dará uma primeira aproximação das áreas em que as centrais offshore podem ser instaladas na Zona Económica Exclusiva (ZEE) do mar português.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

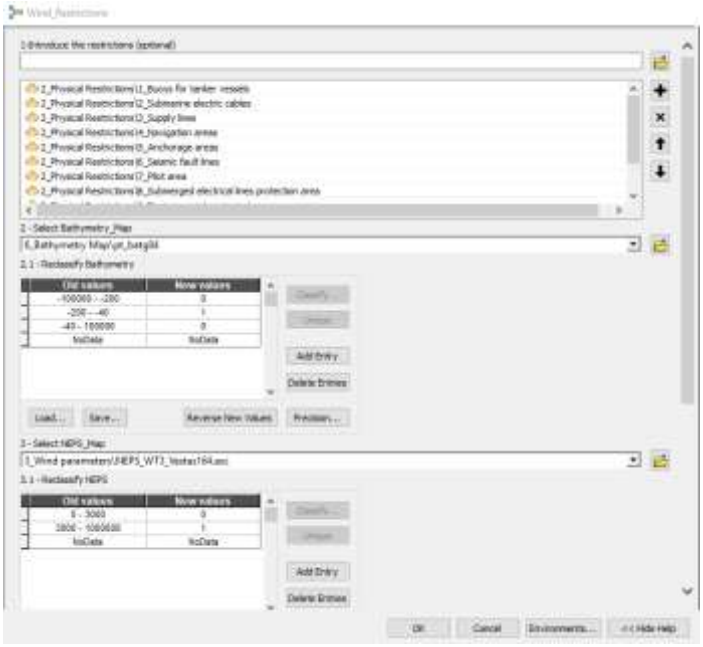


Figura 25 - Janela inicial Interativa da Ferramenta GIS - Restrições.

A figura abaixo demonstra de forma simplificada a metodologia de procedimentos executadas pela ferramenta GIS para implementar as restrições no mapa de recurso energético.

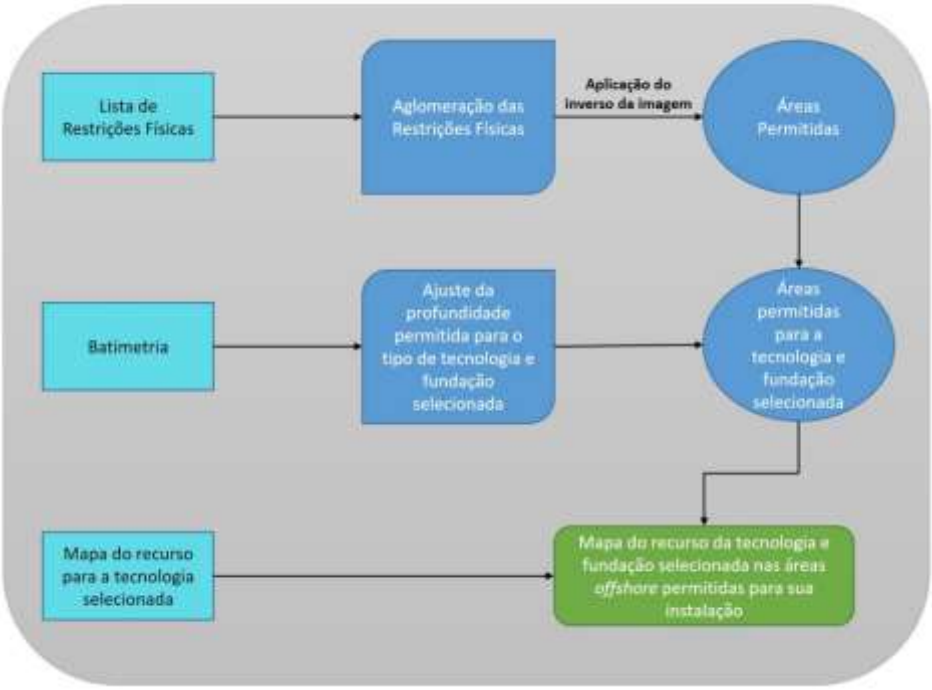



Figura 26 - Fluxograma Ferramenta GIS – Restrições.

Através da ferramenta GIS de aplicação das restrições, foi possível obter as áreas permitidas para cada uma das tecnologias renováveis.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### 2.1.3 Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias

#### a) Energia Eólica *Offshore*

**Turbinas eólicas**

Através das ferramentas GIS serão efetuadas análises económicas espaciais nas quais resultam atlas de indicadores económicos, tal como o atlas de LCOE (Custo Normalizado da Energia). A análise económica espacial utiliza os valores do recurso renovável disponível no mar português através dos Atlas de Recurso (eólico ou ondas). Através do Atlas de Recurso é possível obter informações georreferenciadas da energia disponível em cada ponto do mesmo. Estes valores são utilizados pelas ferramentas GIS para calcular a energia *offshore* potencialmente produzida com base no recurso e nas coordenadas correspondente a cada ponto da costa portuguesa, para cada tipo de conversor selecionado.

O atlas de potencial eólico de referência, baseou-se num conjunto de simulações numéricas efetuadas ao campo de vento em Portugal Continental, recorrendo a um modelo de mesoscala para se obter uma representação estatística representativa da climatologia das grandezas meteorológicas e parâmetros relacionados com o potencial eólico. Os resultados deste estudo originaram um mapeamento das grandezas representativas do potencial eólico, os quais foram posteriormente verificados e comparados com dados de vento medidos em quatro estações anemométricas do LNEG. O atlas de recurso eólico offshore baseado em (Paulo Costa, Simões, & Estanqueiro, 2006) foi atualizado para o projeto POSEUR e será esta atualização utilizada nas ferramentas GIS.

A fim de demonstrar a fiabilidade económica das diferentes turbinas eólicas, foram selecionadas três turbinas preparadas para a exigência dos ambientes marítimos. Com base no novo Atlas de Recurso Eólico Offshore obteve-se a distribuição espacial para o número de horas anuais de funcionamento à potencia nominal (NEPS) para estas turbinas da figura seguinte.

(a) (b) c)

Figura 27 - Turbinas offshore selecionadas: (a) Senvion 6.2M126, (b) MHI Vestas V164 e (c) Siemens Gamesa SWT-6.0-154 (Senvion, 2018), (MHI Vestas Offshore Wind, 2018) e (Siemens Gamesa, 2017).

O primeiro modelo de turbina eólica offshore selecionada foi o da Senvion, 6.2M126, com potência nominal de 6.15 megawatts e diâmetro do rotor de 126 metros. Foi construída para as exigências offshore, com componentes especialmente desenhados para este propósito, podendo também ser instalada em centrais *onshore*. Esta



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

turbina pode facilmente ligar-se a qualquer rede elétrica como uma central de produção completa (Senvion, 2018).

O segundo modelo selecionado foi o da MHI Vestas V164, com potência nominal de 8 megawatts e diâmetro do rotor de 164 metros. Esta turbina é totalmente adequada a ambientes offshore e especialmente desenvolvida para suportar as condições extremas do mar do norte. Foi desenhada para proporcionar a mais alta produção de energia, com a máxima qualidade, num ambiente offshore agressivo (Vestas, 2011).

A terceira turbina selecionada é a SWT-6.0-154 da Siemens Gamesa um diâmetro de rotor de 154m. O comprimento de cada pá é aproximadamente o mesmo que a envergadura de um Airbus A380. Com mais de 18000 metros quadrados de área varrida, a turbina gera 6 MW para velocidades do vento de 12 m/s. As pás podem ajustar o passo para regular a velocidade de rotação da turbina. (engineering.com, 2015; Siemens, 2015)

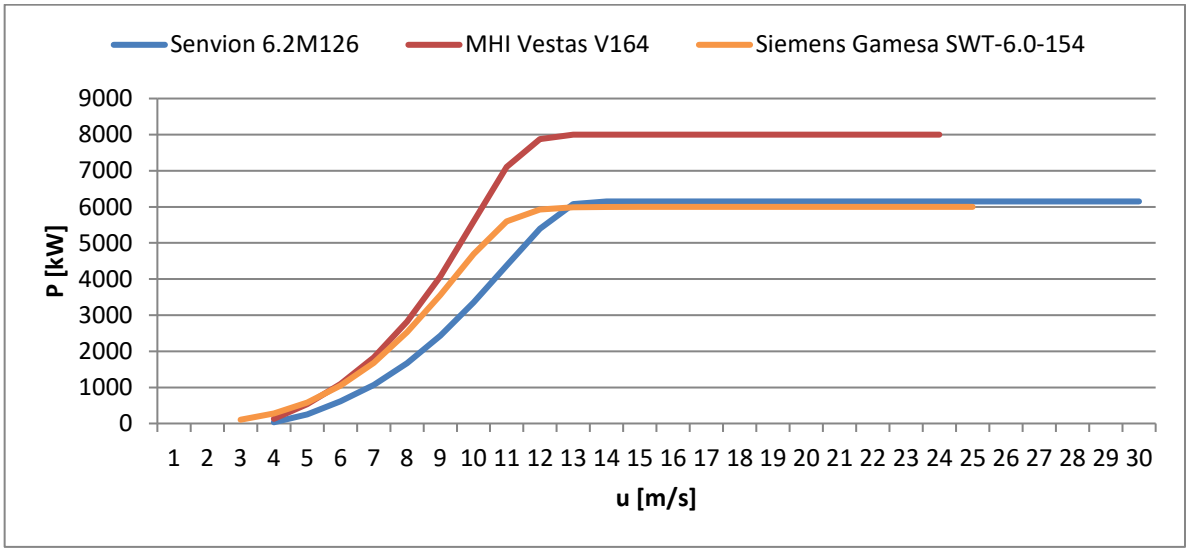
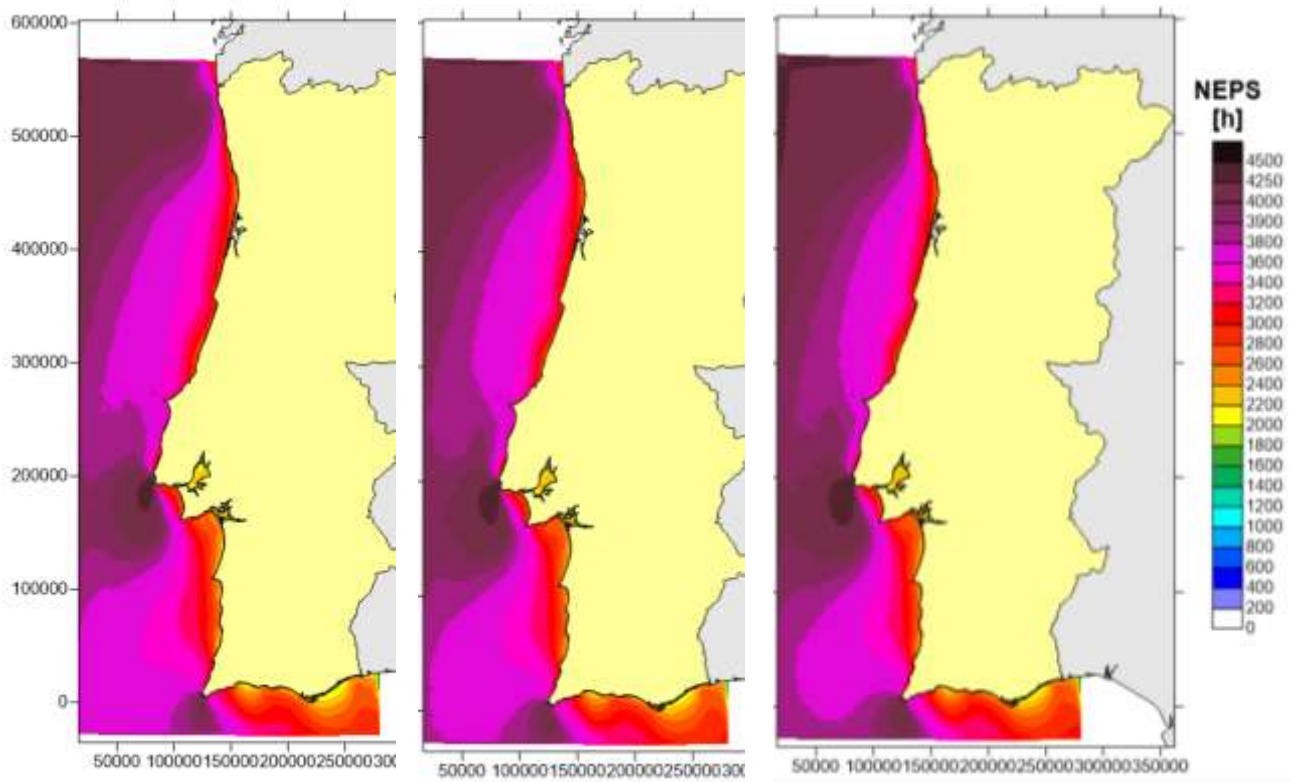



Figura 28 - Curvas de potência das Turbinas eólicas offshore selecionadas (Senvion, 2018; Siemens Gamesa, 2017; Vestas, 2011).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt




Senvion 6.2M126 – 6.15MW SWT-6.0-154 – 6MW MHI Vestas V164 – 8MW

Figura 29 - Atlas de Número de Horas à Potência Nominal (NEPS).

### b) Fundações Eólicas Offshore Selecionadas

Foram selecionadas duas fundações eólicas fixas no fundo do mar. A tecnologia *Monopile* e a *Jacket.*
A fundação *monopile* tem um design simples em comparação com a *Jacket*. A quantidade de aço utilizado na sua construção aumenta de forma acentuadamente para profundidades de águas superiores a 30 m, afetando os custos e os procedimentos de instalação. Assim considera-se que a profundidade máxima para instalar este tipo de fundação será de 30 metros.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 30 – Fundação fixa Monopile – Central eólica offshore Gemini, costa da Holanda (Ivan Shumkov, 2015)

Com o auxílio da tecnologia das indústrias offshore de petróleo e gás, a fundação *jacket* é considerada uma boa escolha para a profundidade de água intermediária entre 25 e 50 m. As típicas fundações *jacket* são complexas e de mão-de-obra intensiva devido à construção em treliça. Em relação às fundações *monopile*, as *jacket* consistem em seções muito menores que devem ser preparadas cortando os braços na forma predefinida exata, necessário para o ajuste perfeito num ângulo predefinido. As juntas são então içadas em alinhamento e soldadas em conjunto com as pernas principais da fundação *jacket*, a montagem da estrutura envolve a soldagem de muitas conexões (Myhr et al., 2014).

.

Figura 31 - Fundação fixa Jacket na Central Eólica Offshore "alpha-ventus" - © DOTI 2011 / alpha ventus, fotografia por Matthias Ibeler (Pohl, 2013).

Existem variadas tecnologias de fundações flutuantes, a maioria delas encontrando-se em fase de protótipo à escala. As tecnologias Windfloat e Hywind tiveram grande sucesso na sua fase de protótipo à escala real, passando recentemente para a fase pré-comercial com Centrais Offshore Flutuantes (EDP-Renováveis, 2016). Para este estudo, selecionaram-se as tecnologias utilizadas pra fundações flutuantes foram a WindFloat e Hywind devido a sua maturidade.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

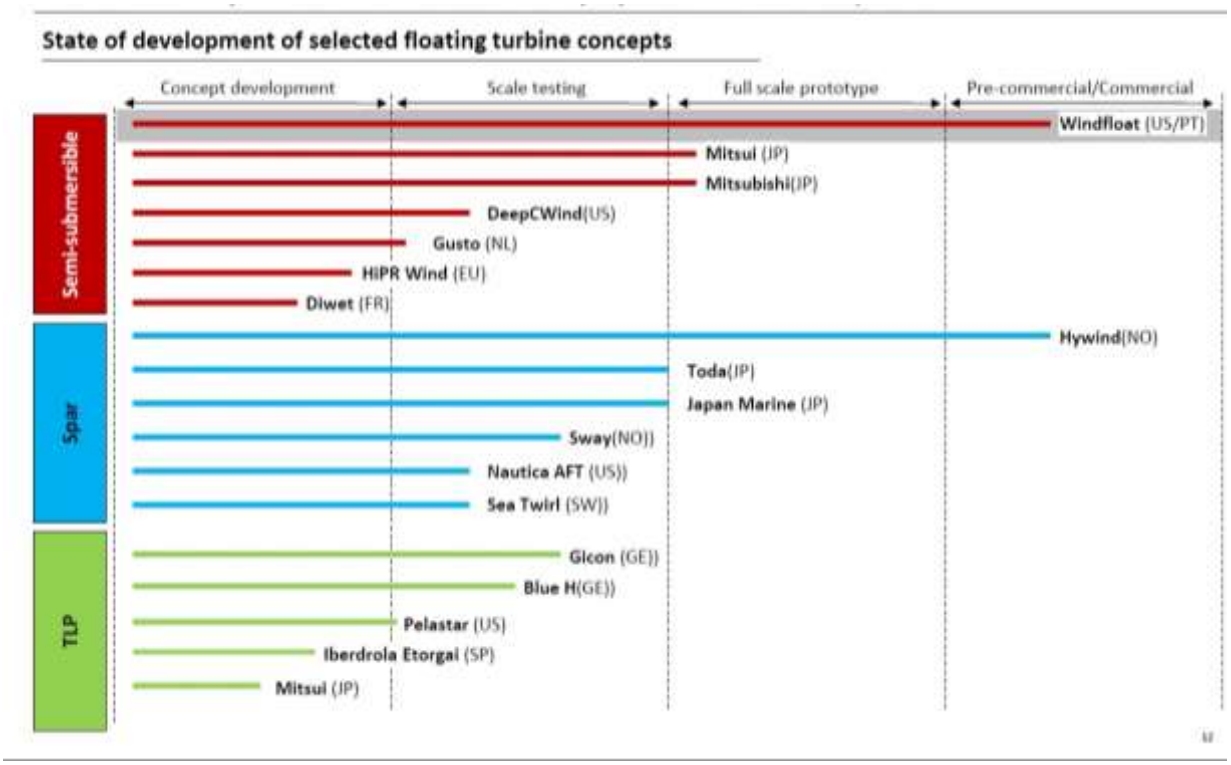



Figura 32 - Comparação entre tecnologias flutuantes (EDP-Renováveis, 2016).

A tecnologia Windfloat demonstrou na sua fase protótipo em escala real que demonstra um alto desempenho de estabilidade. A estabilidade estática é conseguida através do lastro, com um deslocamento de meio casco do flutuador. A estabilidade dinâmica é conseguida através das placas elevadas e sistema ativo de balastro, que equilibra a plataforma acompanhando de forma natural o movimento da ondulação. O amortecimento viscoso reduz os movimentos da plataforma. A fundação tem o sistema "*Closed-loop Active Ballast*" que permite uma grande eficiência no equilíbrio da plataforma. O Windfloat está preparado para profundidades a partir dos 50 metros, com sua montagem em Portos com determinadas características e, após a montagem, o flutuador com a turbina instalada pode ser rebocado até ao local de instalação no mar. São utilizados conceitos de equipamentos de amarrações e ancoragem padrões da indústria offshore petrolífera (Maciel, 2010) (EDP-Renováveis, 2016).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 33 – Fundação flutuante WindFloat – Reboque da plataforma Windfloat na costa Portuguesa (WindPlus, 2017).

A Hywind é uma fundação flutuante que consiste em um cilindro de aço vertical com lastro, ancorado ao fundo marinho. A plataforma tem o controle de estabilidade ativo através do balastro dinâmico. Devido ao seu calado de grande dimensão com cerca de 100 metros, a fundação é posicionada na sua posição final vertical (*up-ending*) *nearshore*, em águas próximas a um porto de águas profundas, onde é equilibrada por balastro. A instalação da turbina no flutuador é também executada no mesmo local, havendo a necessidade de transportar a turbina completa até ao flutuador através de grandes navios-grua. Após a montagem total, a Hywind com a turbina eólica poderá ser rebocada até ao local final de instalação. A Hywind está apta para ser instalada em águas com profundidade superior a 100m (Lien, 2016).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 34 – Fundação Flutuante Hywind - Central Eólica Offshore Flutuante Hywind Scotland - Fotografia por Øyvind Gravås/Woldcam - Statoil ASA (Rummelhoff, 2017).

| | Fundações Fixas | | Fundações Flutuantes | |
|---|---|---|---|---|
| **Nome:** | ***Monopile*** | ***Jacket*** | ***Windfloat*** | ***Hywind*** |
| **Tipo de Fundação:** | - | - | *Semi-Submersible* | *Spar-Buoy* |
| **Amarração:** | - | - | Sistema Catenário (3 cabos) | Sistema Catenário (3 cabos) |
| **Profundidade (m):** | 10 - 30 | 25 - 50 | > 50 | > 100 |
| **Fase de desenvolvimento:** | Comercial | Comercial | Pré-Comercial (2019) | Pré-Comercial (2017) |

Tabela 3 - Principais características das fundações eólicas selecionadas.

### c) Energia das Ondas

Existem muitos tipos de tecnologias de energia das ondas, com princípios e dimensões de trabalho distintos (Babarit et al., 2012). No entanto, neste projeto serão considerados apenas três conversores de energia das ondas, aqueles com maior taxa de largura de captura (%) e melhor eficiência na conversão de energia das ondas em eletricidade.

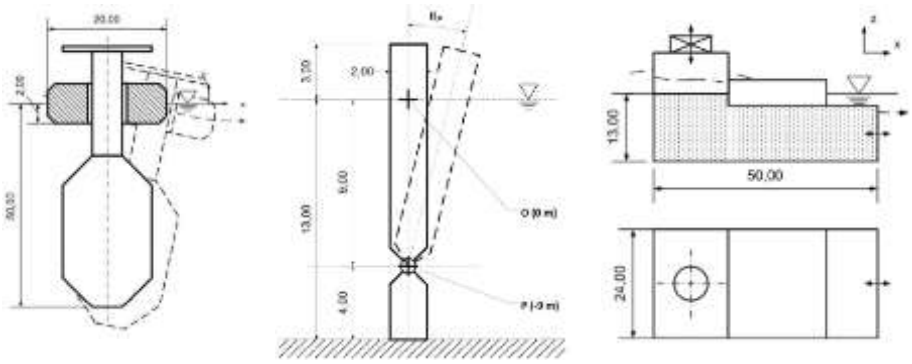
O *Floating two-body heaving converter* é um dispositivo flutuante axi-simétrico, auto reativo, que opera no modo de carga intensa. É composto por um toróide de baixo-calado que desliza ao longo de um flutuador de alto calado. Além disso, o movimento relativo entre os dois corpos é impulsionado por um sistema hidráulico PTO – *Power take-off* (Babarit et al., 2012).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

O dispositivo *Bottom-fixed oscillating flap* consiste numa simples pala que oscila em torno de um eixo fixo próximo ao fundo do mar. Esta é a razão pela qual é adequada para águas rasas e intermediárias. Além disso, uma bomba colocada no eixo hidráulico bombeia o óleo hidráulico pressurizado para uma estação costeira (Babarit et al., 2012).

Finalmente, o conversor *Floating oscillation water column* é um tipo de dispositivo OWC - *Oscillating Water Column*. É composto por uma câmara de ar, com seis graus de liberdade de movimento. A entrada da coluna de água está localizada no lado a jusante do dispositivo. De acordo com o material, o casco é construído de paredes de aço finas que envolvem a coluna de água. A transformação de energia é fornecida através de uma turbina de ar conectada a um gerador elétrico. O movimento da coluna de água em relação ao corpo de OWC cria pressão oscilante na câmara e fluxo de ar através da turbina (Babarit et al., 2012).




(a) (b) (c)

Figura 35 - Dispositivos de energia das ondas: (a) Floating two-body heaving converter, (b) Bottom-fixed oscillating flap , (c) Floating oscillation water column (Babarit et al., 2012).

A tabela seguinte resume as principais características (Razão de Largura de Captura, Dimensão Característica e profundidade de funcionamento) dos três conversores considerados neste estudo:

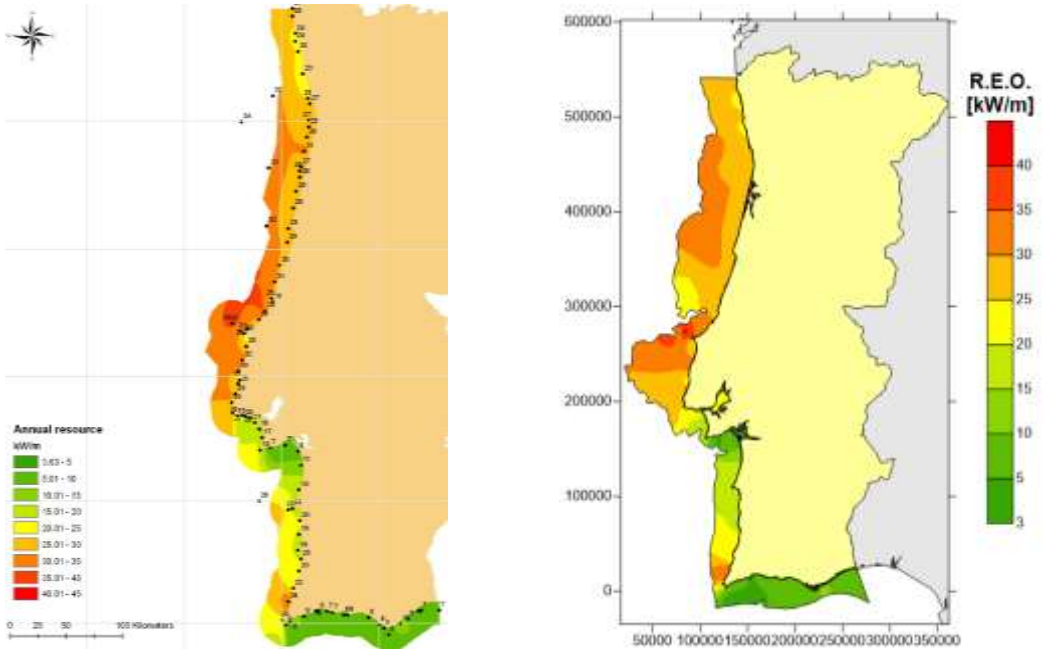
| Tipos | Tipo 1 | Tipo 2 | Tipo 3 |
|---|---|---|---|
| **Descrição** | Floating two-body heaving converter | Bottom-fixed oscillating flap | Floating oscillation water column |
| **Nome abreviado** | F-2HB | B-OF | F-OWC |
| **Razão de Largura de Captura (%)** | 27 | 58 | 41 |
| **Dimensão Característica (m)** | 20 | 26 | 24 |
| **Profundidade de Funcionamento (m)** | 65 – 200 | 13 – 25 | 25 - 200 |
| **Tipo de fixação** | Flutuante - Amarrações | Fundação Fixa no fundo marinho | Flutuante - Amarrações |

Tabela 4 - Tipos de dispositivos de energia das ondas considerados.

A produção de eletricidade para cada dispositivo de ondas será calculada com base nos parâmetros específicos dos dispositivos e no recurso anual de ondas (kW/m) disponível na costa portuguesa. O atlas de referência para o potencial de ondas é o atlas de recursos anual português para energia das ondas, com base no recurso interpolado em torno de Portugal, considerando a base de dados ONDATLAS (Candelária & Pontes, 2008). Tendo como base os dados atualizados das boias ao longo da costa portuguesa, efetuou-se uma interpolação por *splines* cúbicos e elaborou-se um atlas de energia das ondas atualizado.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt




a) b)

Figura 36 - Atlas do recurso anual das ondas em Portugal em kW/m. a) Atlas antigo (Candelária & Pontes, 2008). b) Atlas novo, interpolação por splines cúbicos com dados pontuais de boias atualizados.

### 2.1.4 Identificação da capacidade de receção de nova geração da RNT

Através do Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (REN, 2017), as subestações e a Rede Nacional de Transporte foram identificadas e georreferenciadas. No "Anexo N" do documento "Caracterização da Rede Nacional de Transporte para efeitos de acesso à rede – Situação a 31 de Dezembro de 2017" (REN, 2018) é apresentada a estimativa da capacidade disponível para a receção de nova geração na RNT. Na tabela apresentada são atribuídas capacidades disponíveis para receção de nova geração a conjuntos de subestações, conforme a zona ou proximidade da rede. Baseados nesta fonte, foi atribuída às subestações georreferenciadas a capacidade de receção para receção de nova geração. Posteriormente foram selecionadas apenas as subestações que se localizam até a 25 km da costa e que são elegíveis para rececionar futura geração de centrais offshore.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

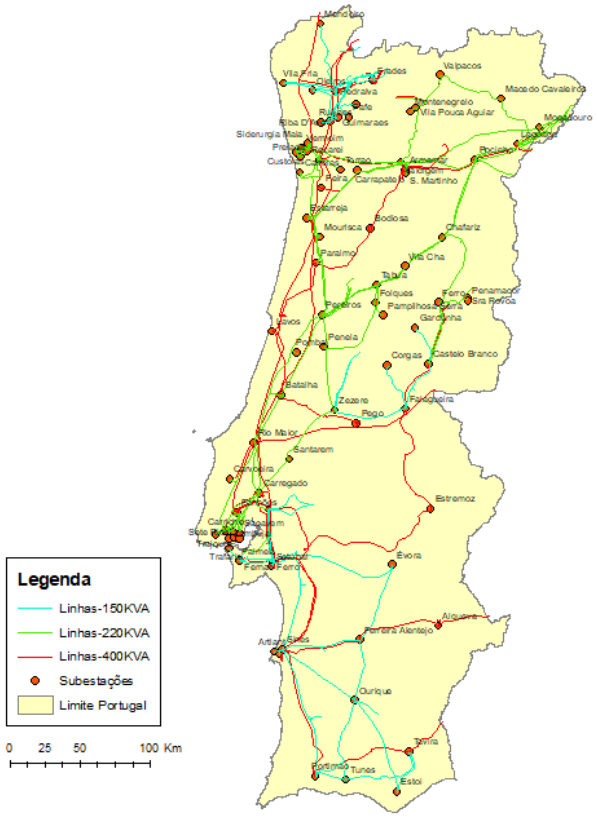



Figura 37 - Rede Nacional de Transporte e Subestações (REN, 2017).

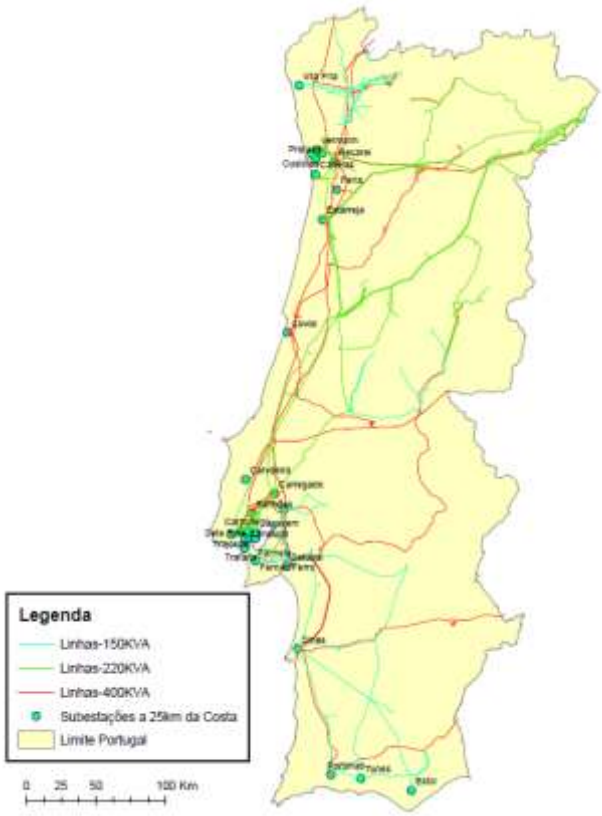



Figura 38 - Rede Nacional de Transporte e Subestações a 25km da linha de costa.

As subestações a 25 km da costa foram organizadas por "Zonas de Receção" (ZR), onde as subestações partilham a Capacidade de Receção (CR) de nova geração da rede local:

- ZR 1: Subestações: Vila Fria. CR: 500 MVA.
- ZR 2: Subestações: Canelas, Custoias, Ermesinde, Feira, Prelada Recarei e Vermoim. CR: 1030 MVA.
- ZR 3: Subestações: Ermesinde. CR: 400 MVA.
- ZR 4: Subestações: Lavos e Batalha. CR: 460 MVA.
- ZR 5: Subestações: Alto Mira, Alto São João, Carriche, Fanhões, Sacavém, Sete Rios, Trajouce e Zambujal. CR: 400 MVA.
- ZR 6: Subestações: Fernão Ferro, Palmela, Setúbal e Trafaria. CR: 300 MVA.
- ZR 7: Subestações: Sines, Estoi, Portimão e Tunes. CR: 270MVA.

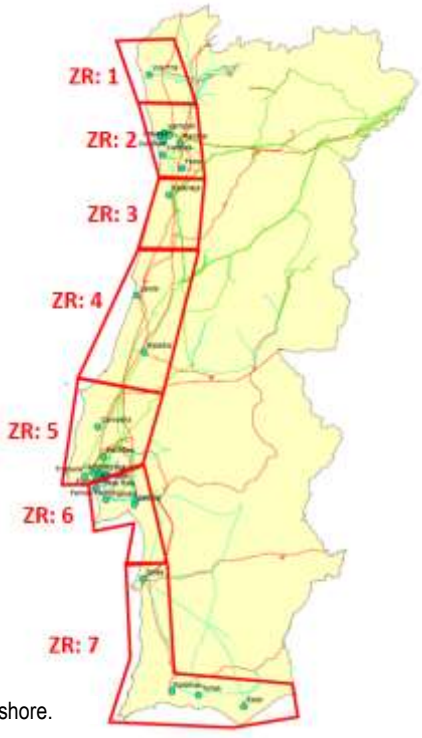



Figura 39 - Zonas de Receção de nova Geração Offshore.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

## 2.2 Identificação de custos associados ao desenvolvimento de projetos de energias renováveis offshore

Sendo as tecnologias aqui envolvidas muito díspares no que respeita aos custos de investimento – eólica fixa, eólica flutuante e ondas onde a variabilidade de tipologias de modelos é bastante elevada – torna-se necessário identificar os custos totais de investimento (Capex) e operação/manutenção (Opex) (valores médios expectáveis e respetiva curva de aprendizagem) de cada tipologia de instalação de forma a avaliar a viabilidade de cada uma delas.

No caso da energia eólica offshore, o tipo de turbina condiciona fortemente o custo do investimento na instalação. Neste caso, há a considerar um elevado nº de fatores que condicionam o custo total, tais como; o tipo de amarração e/ou estrutura de suporte/fixação, o cabo de ligação à rede elétrica, o transporte do equipamento para o local de instalação o qual implica identificar os custos associados à operação de navios e restante logística, as atividades de operação e manutenção e meio de transporte associado, entre outros.

Da mesma forma, a tarifa base da venda da energia é atualmente, ligeiramente superior à aplicada aos parques eólicos convencionais, i.e., instalados em terra, sendo incrementada de acordo com diversos fatores conforme consta da portaria 202/2015 de 13 de Julho ("Portaria n.º 202/2015," 2015). Esta estabelece "(…) o regime remuneratório aplicável à produção de energia renovável de fonte ou localização oceânica por centros eletroprodutores com recurso a tecnologias em fase de experimentação ou pré-comercial". Através desde diploma e da ("Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017," 2017), é possível estimar o valor da tarifa em cerca de 100€/MWh produzido pela central.

No que respeita à produção energética das turbinas eólicas, a realidade é também diferente para as tipologias existentes – eólica fixa e flutuante – sendo fortemente condicionada pelo facto de a avaliação do recurso eólico ser efetuada com base em modelos numéricos e não com base em dados experimentais como seria desejável, com o consequente aumento da incerteza dos resultados. Acresce ainda que o potencial eólico varia igualmente com o tipo de tecnologia eólica a instalar e com o afastamento da costa.

Assim, serão identificados os custos de investimento atrás expostos e utilizados os mapeamentos energéticos validados de acordo, com as duas tipologias de tecnologia referidos – fixa e flutuante – de forma a estabelecer o limite de produção energética a partir do qual os sistemas de conversão de energia eólica se tornam economicamente viáveis.

No que respeita à energia das ondas os dispositivos podem-se dividir em três grandes classes: sistemas pneumáticos, em que a agitação é convertida em pressão e caudal de ar que alimentam uma ou mais turbinas de ar acopladas a geradores elétricos; corpos oscilantes, em que o movimento de oscilação do dispositivo origina pressão e caudal de um fluído (óleo, por exemplo) que alimenta um sistema hidráulico que permitirá converter esta pressão e caudal em energia mecânica e posteriormente em energia elétrica; e um terceiro tipo de dispositivos em que o movimento de oscilação é convertido diretamente em energia elétrica por intermédio de geradores elétricos lineares de magnetos permanentes. Para cada classe aqui indicada foi encontrado um conjunto de dispositivos representativos dessa classe. O rendimento destes dispositivos, usualmente denominado por largura de captura, é dependente das características da agitação marítima. Tendo em atenção as zonas de restrição definidas anteriormente e utilizando uma matriz representativa da largura de captura de cada dispositivo para os vários estados do mar representativos das condições de agitação marítima serão definidos mapas georreferenciados com níveis de eficiência e potência produzida para os diferentes dispositivos



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

e respetivos LCOE. À semelhança do caso da energia eólica offshore, os resultados obtidos permitirão identificar o valor mínimo de produção de energia acima do qual a instalação de sistemas de energia das ondas se torna viável, (LNEG, 2016).

### 2.2.1 Modelos de Avaliação Económica e Custos

#### a) Custo Normalizado de Energia (LCOE)

A normalização de custos ou receitas é uma técnica que permite comparar alternativas de investimento que envolvem diferentes montantes de capital e/ou diferentes períodos de tempo com ciclos de vida distintos. O custo normalizado de energia, Le*velized Cost of Energy* (LCOE), é o custo real da eletricidade produzida, a qual permite aos analistas terem a perceção de quanto custaria, ao proprietário das instalações, a produção de uma unidade de energia. O LCOE é uma avaliação económica dos custos do sistema de geração de energia ao longo do seu ciclo de vida, e é um parâmetro fundamental na escolha do tipo de sistema da central, visto possibilitar a comparação entre distintas tecnologias e/ou fontes de energia (Short, Packey, & Holt, 1995).

Segundo (IEA & NEA, 2015) a definição de LCOE inclui o custo total do investimento inicial, custos de operação e manutenção, combustíveis, emissões de carbono e custos de desmantelamento da central. Existem outras definições de diferentes fontes, tais como (Castro, 2011), (Short et al., 1995), que incluem outros tipos de custos, mas no presente trabalho é utilizado o modelo definido por (IEA & NEA, 2015). Este não considera valores de flutuação frequente (taxas de juro e taxas de imposto) que diferem de projeto para projeto e de país para país. O modelo escolhido é útil para comparar os custos de produção de energia normalizados de diferentes fontes, sem considerar parâmetros flutuantes como custos financeiros e de impostos. As fontes de energia eólica e ondas não consomem combustível e não emitem gases poluentes na sua produção, por isso, os parâmetros de "custos em combustíveis" e "custos das emissões de carbono" são desprezados, tal como os "custos de desmantelamento", visto que no fim de vida do projeto o local é frequentemente reaproveitado por um novo projeto, usufruindo-se dos trabalhos de construção civil efetuados no local.

O LCOE [€/MWh] é calculado através da seguinte expressão:

$$LCOE = \frac{\sum_{k=0}^{n} \frac{CA_k}{(1+d)^k}}{\sum_{k=0}^{n} \frac{ECR_k}{(1+d)^k}} \times 1000 \qquad \text{Equação 1}$$

- *LCOE: Levelized cost of energy [€/MWh];*
- *$CA_k$: Custos Anuais do ano k [€];*
- *$ECR_k$: Energia Produzida no ano k [kWh];*
- *d: Taxa de Desconto Real.*



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

O custo anual do 1º ano ($CA_0$) e a Energia Produzida são calculados da seguinte forma:

$$CA_0 = C_0 \qquad \text{Equação 2}$$

$$ECR_0 = 0 \qquad \text{Equação 3}$$

O custo anual no último ano do projeto ($CA_n$) é calculado da seguinte forma:

$$CA_n = DECEX + O\&M_n \qquad \text{Equação 4}$$

Para os anos seguintes:

$$CA_k = O\&M_k \qquad \text{Equação 5}$$

- *$C_0$: Investimento Inicial [€];*
- *DECEX: Custo de desmantelamento [€];*
- *$O\&M_k$: Custo de Operação e Manutenção no ano k [€].*

**b) Valor Atual Líquido (VAL)**

O valor atual líquido (VAL) é o valor líquido de todas as receitas (entrada de caixa) e despesas (saída de caixa) do projeto em todo o seu ciclo de vida, descontados para o início do investimento. Essencialmente, as receitas incluem as entradas de caixa derivadas da venda da eletricidade produzida, e as despesas incluem as saídas de caixa devido aos custos financeiros e de operação e manutenção dos dispositivos eólicos e de conversão da energia das ondas.

Em projetos de energia, o VAL é considerado o valor atual dos benefícios subtraídos pelo valor catual dos custos. A decisão de investimento no projeto é tomada quando o VAL é positivo, o que assinala a rentabilidade superior à estipulada pelo investidor (taxa de desconto) no início do projeto, cobrindo assim o seu investimento e todos os custos, incluindo os financeiros, oferecendo um lucro adicional ao esperado. Quando o investidor tem a possibilidade de optar por vários tipos de projeto, este terá tendência a escolher o projeto com maior retorno de investimento, logo escolherá o projeto com maior VAL. Caso a avaliação do valor atual líquido tenha devolvido resultados nulos, é indiferente ao investidor aplicar o seu recurso monetário no projeto, visto este restituir exatamente a rentabilidade mínima esperada. Nos casos em que o VAL é negativo, o investidor deve desprezar o projeto, visto este não devolver a rentabilidade mínima esperada, trazendo-lhe prejuízos. O valor atual líquido é calculado através da equação:

$$VAL = -C_0 + \sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+d)^k} \qquad \text{Equação 6}$$

- *$C_0$: Investimento Inicial;*



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- *$CF_k$: Fluxo de Caixa constante no ano k;*
- *d: Taxa de Desconto Real;*
- *n: Número de anos de vida do projeto.*

Neste relatório, o VAL é analisado em relação à Potência Nominal instalada, assim os valores de VAL serão representados com a unidade M€/MW.

### c) Taxa Interna de Rendibilidade (TIR)

A Taxa Interna de Rendibilidade (TIR) é uma medida da magnitude do projeto na escala de avaliação dos mercados financeiros. Quando a TIR está acima da taxa de desconto, o projeto gera uma taxa de retorno maior que a taxa de desconto do capital, portanto, em princípio, o projeto será economicamente viável. Quando a TIR obtida está abaixo da taxa de desconto, o retorno exigido pelos investidores não é alcançado (Castro, 2011).
O cálculo da TIR é uma tarefa complicada em comparação com os parâmetros econômicos restantes, e geralmente requer um método iterativo. O cálculo da TIR é uma equação polinomial de N graus e, portanto, há N raízes ou soluções diferentes para a equação. No entanto, quando o padrão de investimento é normal (ou seja, o investimento inicial ou as saídas são seguidas por um fluxo de entradas), todas as soluções são negativas ou imaginárias, exceto por uma solução positiva. Caso contrário, se o fluxo de caixa é tal que as saídas ocorrem durante ou perto do final da vida do projeto, então a possibilidade de obter várias soluções positivas é aumentada. Situações em que há apenas um valor aproximado são fáceis de analisar. No entanto, quando os resultados não contêm um valor aproximado e sim várias soluções positivas, é uma situação duvidosa e a análise da TIR deve ser descartada, apelando para outros indicadores económicos (Short et al., 1995). A TIR é descrita pela equação seguinte:

$$-C_0 + \sum_{k=1}^{n} \frac{FC_k}{(1+TIR)^k} = 0 \qquad \text{Equação 7}$$

- *$C_0$: Investimento Inicial [€];*
- *$FC_k$: Fluxo de Caixa constante no ano k [€];*
- *TIR: Taxa Interna de Rendibilidade;*
- *n: Número de anos de vida do projeto.*

O Investimento Inicial ($C_0$) é calculado por:

$$C_0 = CostW \times P \qquad \text{Equação 8}$$

- *CostW: Custo de capital por potência instalada [€/kW];*
- *P: Potência Nominal Instalada [kW].*



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

O Fluxo de Caixa constante ($FC_k$) no ano *k* é calculado através da seguinte equação:

$$FC_k = R_k - D_k \qquad \text{Equação 9}$$

O Fluxo de Caixa constante ($FC_n$) no ano *n*, último ano do projeto, é calculado através da seguinte equação:

$$FC_n = R_n - D_n - DECEX \qquad \text{Equação 10}$$

- *$R_k$: Receitas (entradas de caixa) no ano k [€];*
- *$D_k$: Despesas (saídas de caixa) no ano k [€].*
- *DECEX: Custo de desmantelamento [€].*

A Equação 9 representa um modelo simplificado do método indireto do fluxo de caixa, onde os resultados de receitas são derivados da remuneração de venda da energia anual produzida pela central (Hertenstein & Mckinnon, 1997). As saídas de caixa anuais são um parâmetro flutuante, varia de projeto para projeto e de país para país. Estas consideram os custos de operação e manutenção, custos de empréstimos e respetiva taxa de juro, taxa de imposto local e/ou nacional e também a amortização anual dos resultados operacionais (Hertenstein & Mckinnon, 1997).

O método indireto do fluxo de caixa é iniciado pelo cálculo dos resultados operacionais, que incluem a maioria das transações de caixa de atividades operacionais num projeto, inclusive transações onde não se envolve dinheiro. O imposto é incidido sobre os resultados operacionais. Após a obtenção do resultado líquido (Resultados Operacionais subtraídos pelo Imposto), as transações que não envolvem dinheiro devem ser eliminadas a fim de chegar a uma representação precisa do fluxo de caixa (Hertenstein & Mckinnon, 1997).

A tarifa é um parâmetro que, na maioria das vezes, depende da legislação e opções políticas de cada país. Normalmente, tem uma fórmula determinada e as centrais renováveis podem ter um tempo limitado para receber essa remuneração, após o qual as centrais são remuneradas a preço de mercado. A remuneração anual da energia produzida deve ser inflacionado e é dado por:

$$R_k = Tarifa \times \frac{ECR}{1000} \qquad \text{Equação 11}$$

- *$R_k$: Remuneração anual pela eletricidade produzida no ano k [€];*
- *Tarifa: Remuneração Bonificada (FIT – Feed-in Tariff) ou Tarifa de Mercado [€/MWh];*
- *ECR: Eletricidade anual produzida no ano k [kWh].*

As despesas (saídas de caixa) no fluxo de caixa são calculadas através da seguinte expressão:



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

$$D_k = AM_k + O\&M_{Custos_k} + EB_k + Tax_k \qquad \text{Equação 12}$$

- *$AM_k$: Amortização anual no ano k [€];*
- *O&M $Custos_k$: Custos de Operação e Manutenção no ano k [€];*
- *$EB_k$: Encargos bancários no ano k [€];*
- *$Tax_k$: Imposto sobre o Rendimento (lucro) no ano k [€].*

A amortização é uma despesa relevante que não envolve desembolso de caixa. Assim, no método indireto este é sempre adicionada de volta ao fluxo de caixa (exploração), como proposto por (Hertenstein & Mckinnon, 1997). A amortização é a transferência de uma porção do custo de um bem (ativo) no balanço de resultados durante cada ano de vida do ativo. No presente trabalho foi considerada uma amortização linear, traduzindo uma despesa adicional com uma periodicidade anual. O valor de amortização é determinado pela equação:

$$AM_k = \frac{C_0}{VP} \qquad \text{Equação 13}$$

- *$AM_k$: Amortização anual no ano k [€];*
- *VP: Anos de vida do projeto [anos].*

Os encargos bancários são calculados quando o projeto inclui empréstimos bancários. Os encargos bancários anuais são calculados através da fórmula:

$$EB_k = MEmp \times \left(\frac{j}{1-(1+j)^{-n}}\right) \qquad \text{Equação 14}$$

- *$EB_k$: Encargos bancários no ano k [€];*
- *MEmp: Montante inicial do crédito bancário [€];*
- *j: Taxa de juro [%];*
- *n: Prazo do empréstimo [anos].*

O valor do imposto sobre o Rendimento (lucro) utiliza o IRC - Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas e é calculado através da equação (Deloitte, 2018):

$$Tax_k = IRC \times \left(R_k - AM_k - O\&M_{Custos_k} - EB_k\right) \qquad \text{Equação 15}$$

- *$Tax_k$: Imposto sobre o Rendimento (lucro) no ano k [€].*
- *IRC: Imposto sobre o Rendimento de Pessoas Coletivas [%].*



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

**d) Tempo de Retorno Descontado**

O Tempo de Retorno Descontado (DPB) usa o fluxo de caixa de cada ano com a respetiva taxa de desconto e o adiciona a todos os fluxos de caixa anteriores com a respetiva taxa de desconto. O ano em que essa soma é maior ou igual ao investimento inicial é o ano do retorno:

$$\sum_{k=1}^{DPB} \frac{R_k - D_k}{(1+d)^k} \geq C_0 \qquad \text{Equação 16}$$

- *DPB*: Tempo de Retorno Descontado [anos];
- *d: Taxa de Desconto Real.*

Este método desconta fluxos de caixa futuros, portanto, um valor mais próximo do período de recuperação real do projeto. Como se sabe o futuro é incerto, assim como o tempo de retorno do investimento descontado, uma vez que este processo pode cobrar taxas de juros ou de desconto que não são praticados pelo mercado financeiro.

### 2.2.2 Método de desenvolvimento da ferramenta de cálculo económico

Neste trabalho foi desenvolvida uma ferramenta de cálculo económico espacial, com o título POSEUR_AEMaps, sobre a plataforma Matlab™(MathWorks, 2018), que permite diferentes abordagens para estudo de avaliações econômicas espacial com análise de sensibilidade de energia eólica offshore e de ondas. Esta ferramenta é capaz de executar análises económicas espaciais baseadas no recurso renovável disponível em cada ponto da grelha do atlas do potencial offshore português. Este atlas fornece uma ferramenta de referência para calcular a energia produzida, com base no recurso disponível e na coordenada correspondente de cada ponto da costa portuguesa. Serão definidos os parâmetros técnicos e económicos, seguidos da determinação dos dados de entrada com valores atuais e próximos da realidade e a determinação dos procedimentos para o cálculo dos mapas económicos (TIR, VAL, DPB e LCOE).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

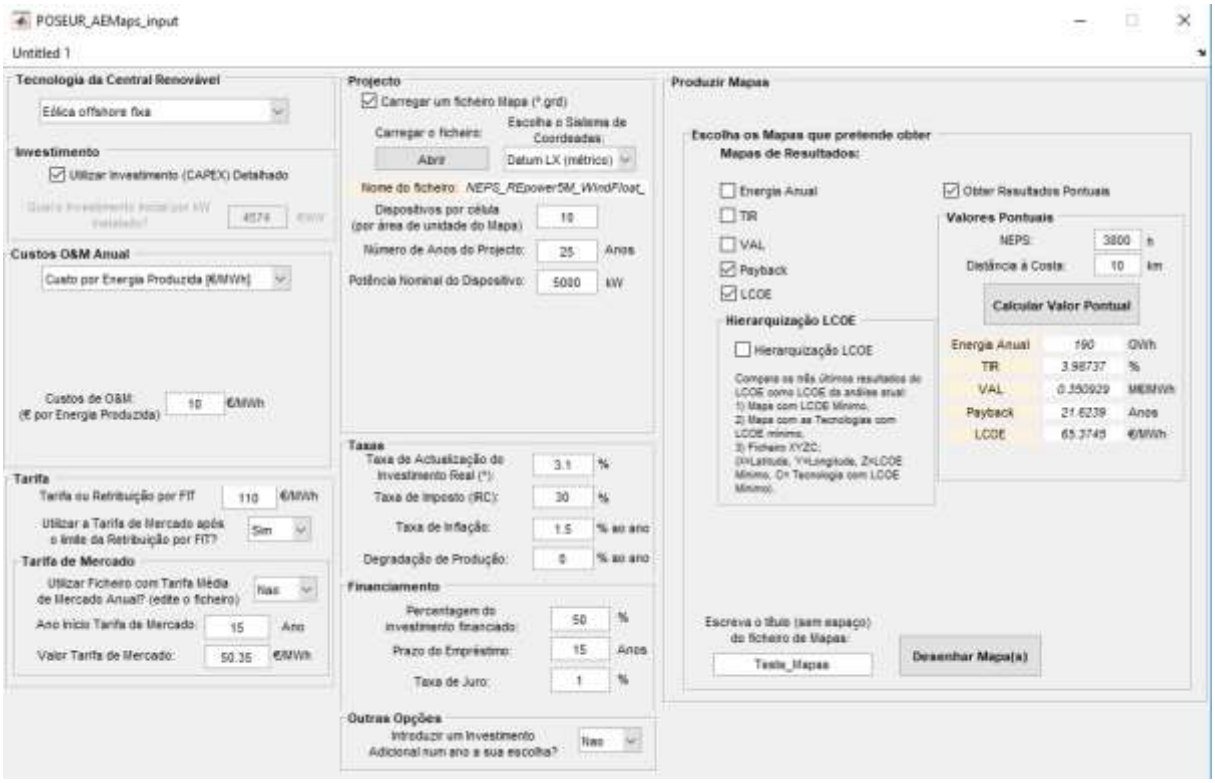



Figura 40 - Janela inicial Interativa da Ferramenta POSEUR_AEMaps.

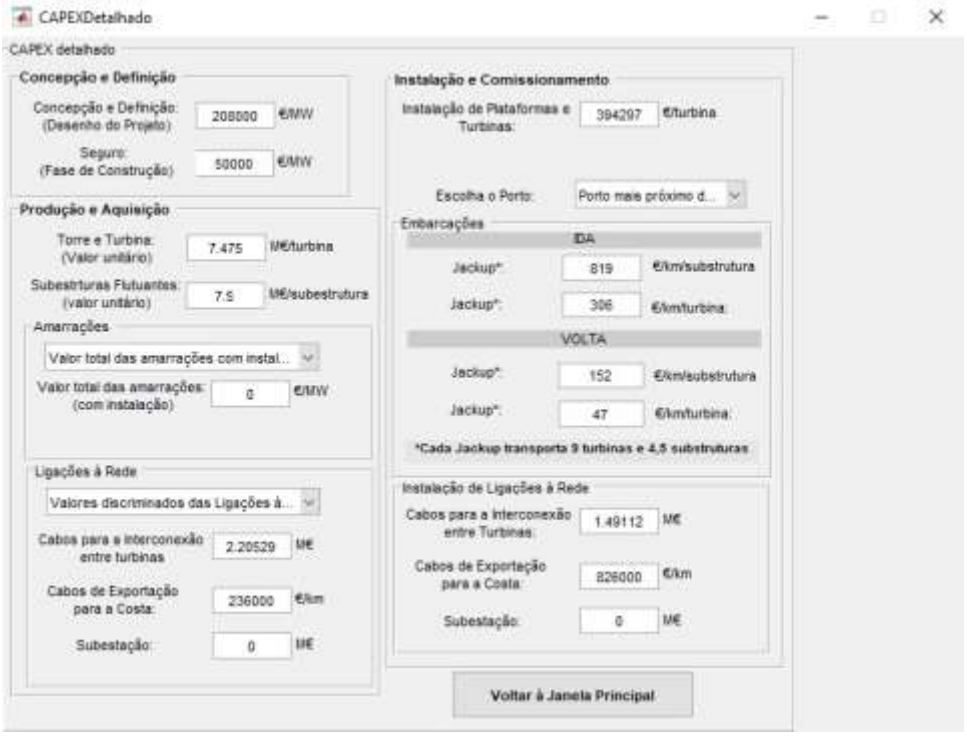



Figura 41 - Janela Investimento Detalhado da Ferramenta POSEUR_AEMAps.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

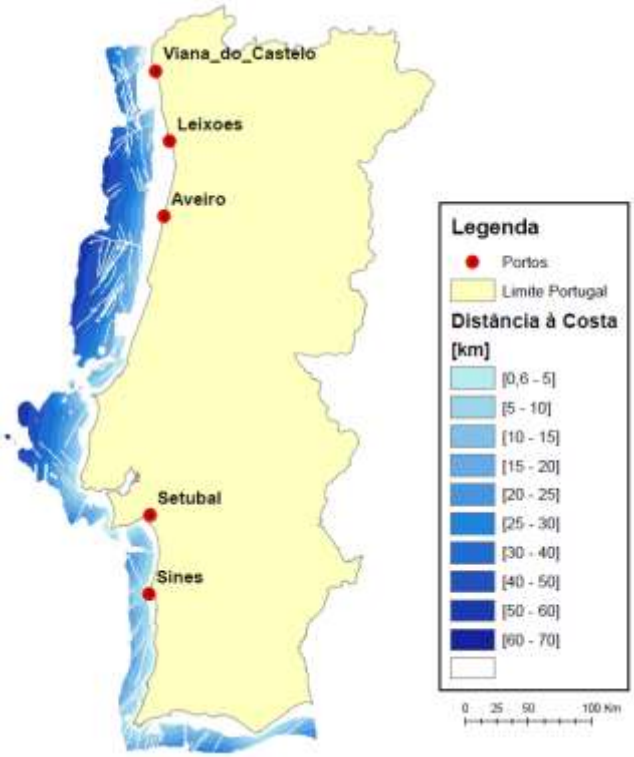



Figura 42 – Mapa de distância offshore da costa.

A ferramenta tem a opção de introduzir o Investimento Inicial discriminado. Ao selecionar a *checkbox* "Utilizar Investimento (CAPEX) detalhado" a ferramenta abre a janela "CAPEXDetalhado", onde é possível introduzir o investimento inicial discriminado, desde a Conceção e Definição do projeto, Produção e Aquisição das turbinas e fundações, Amarrações, Ligação à Rede Elétrica, Custos de Instalação e Comissionamento, entre outros. Através do CAPEX detalhado a ferramenta passará a ser sensível à distância à costa, tendo em conta o comprimento dos cabos de exportação de eletricidade offshore para aos pontos de interligação na costa portuguesa

Figura 43 - Calculadora de Valores Pontuais.

Numa perspetiva de calibrar os valores Input da ferramenta e ter uma noção rápida dos indicadores económicos, foi introduzida a opção de obter resultados pontuais. Ao selecionar "Obter Resultados Pontuais" a janela da figura ao lado torna-se visível. O utilizador poderá introduzir o valor do recurso energético pontual à sua escolha e carregar no botão "Calcular Valor Pontual". Assim, a ferramenta utiliza todos os dados de input introduzidos pelo utilizador e faz os cálculos económicos, onde os resultados aparecem de forma imediata logo abaixo do botão "Calcular Valor Pontual".



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Esta ferramenta considera ainda a variação dos custos de acordo com distância aos Portos principais com capacidade de apoio ao processo de instalação e O&M das centrais offshore. O custo de instalação de centrais offshore está diretamente dependente da distância percorrida pelas embarcações de apoio à instalação entre os portos e os locais offshore.

Figura 44 – Mapa Portos e Linhas auxiliares de Acesso.

Primeiramente analisou-se os portos existentes na costa portuguesa com capacidade para a montagem de dispositivos offshore, isto é, a sua capacidade para receber navios de grande porte e espaço para instalar gruas de grande porte. Foram selecionados e georreferenciados 5 portos: "Douro e Leixões", "Viana do Castelo", "Aveiro", "Setúbal" e "Sines". Para grandes percursos, as embarcações percorrerão uma das três linhas auxiliares de acesso que respeitam as regras de segurança de navegação. Estas linha traçam o percurso que as embarcações devem percorrer caso não seja possível o deslocamento em linha reta, devido às restrições físicas. A linha "nearshore" encontra-se junto da costa e é utilizada para embarcações que efetuam a instalação de centrais junto a costa, mais precisamente as tecnologias eólicas *Jacket* e *Monopile* e as centrais de energias das ondas que usem os conversores B-OF. A "Linha Prof >50" é utilizada para embarcações que efetuam a instalação da tecnologia *Windfloat* e a tecnologia F-OWC. A "linha Prof>100" é utilizada na instalação da tecnologia *Hywind* e F-2HB. Para a fase de O&M das centrais, as embarcações utilizam apenas a linha "nearshore", devido à proximidade da costa e à menor distância percorrida em comparação com as outras linhas. Foram estabelecidas duas condições para a análise da distância entre os portos e o local offshore: 1) porto fixo selecionado pelo utilizador, 2) otimização do deslocamento. No primeiro caso, quando o porto é fixo, apenas é calculada a distância entre o porto escolhido e o local offshore. É demonstrado o resultado preliminar da utilização da distância aos portos no *Anexo I* – Exemplo de Aplicação da Ferramenta POSEUR_AEMaps – Distância aos Portos deste relatório.

### e) Cálculo da produção de eletricidade



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

**Energia Eólica *Offshore***

A distribuição espacial para o número de horas anuais de funcionamento à potência nominal (NEPS) tem sido utilizada para obter a produção de eletricidade para cada turbina eólica selecionada. Nestes termos, a produção anual de eletricidade (ECR) para a turbina eólica offshore é obtida através da seguinte equação:

$$ECR_k = P_k \times NEPS_k \times (1 - DegP) \qquad \text{Equação 17}$$

- *$ECR_k$: Produção anual de Eletricidade da Turbina Selecionada [kWh]*
- *$P_k$: Potência Nominal da Turbina Eólica Selecionada [kW];*
- *$NEPS_k$: Número de Horas Equivalentes à Potência Nominal da Turbina Selecionada [h];*
- *DegP: Taxa de degradação anual;*
- *k: Turbina Selecionada.*

**Energia das Ondas**

O atlas de recurso anual de energia das ondas (kW/m) é utilizado como referência para a análise económica espacial, onde este permite o cálculo da produção anual de eletricidade de dispositivos de energia das ondas.

Ao ter em conta os parâmetros específicos para cada tecnologia, é calculada a produção anual de eletricidade para um dispositivo de energia das ondas de cada uma das três tecnologias selecionadas, (Equação 18).

É também necessário estimar a potência nominal de cada dispositivo, (Equação 19), essencial para obter o investimento inicial quando multiplicado pelo custo de capital (€/kW), (Equação 8). A potência nominal é calculada com o conhecimento de que cada dispositivo está dimensionado para absorver até ao potencial máximo energético específico da região.

A Equação 16 mostra o método para calcular a produção média anual de eletricidade para cada dispositivo de energia das ondas:

$$ECRu_k = AR \times CR_k \times d_{dim_k} \times \eta_{PTO} \times h_{ano} \times (1 - DegP) \qquad \text{Equação 18}$$

- *$AR$: Atlas do Recurso Anual de Energia das Onda [kW/m], o valor máximo de AR é igual ao o potencial máximo energético específico da região;*
- *$CR$: Largura de Captura em valores decimais. Eficiência Hidráulica; Depende da tecnologia do dispositivo;*
- *$h_{ano}$: Horas por ano [h/anor];*
- *$d_{dim}$: Dimensão Característica [m];*
- *$\eta_{PTO}$: "Power Take-Off", em valores decimais. Eficiência mecânica, 0.6 para este estudo;*



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- $k$: *Identificação da tecnologia da energia das ondas.*

Para determinar a potência nominal necessária de cada dispositivo para absorver a energia disponível de 20 a 25 kW/m, utiliza-se a seguinte equação:

$$Pn_k = \frac{Pp_k}{Cf} \qquad \text{Equação 19}$$

- $Pn$: *Potência Nominal do dispositivo [kW];*
- $Pp$: *Potência Mecânica Produzida [kW];*
- $Cf$: *Fator de Capacidade em valores decimais.*

A Potência Mecânica Produzida ($Pp$) para cada tipo de tecnologia é calculada por:

$$Pp_k = MAR \times CR_k \times d_{dim_k} \times \eta_{PTO} \qquad \text{Equação 20}$$

- $MAR$: *Potencial energético máximo específico da região:*
  - *Região Norte [29.0 kW/m];*
  - *Região Oeste [28.9 kW/m];*
  - *Região Lisboa-Oeste [29.8 kW/m];*
  - *Região Sul [16.3 kW/m].*

A ferramenta utiliza como referência os mapas de recursos renováveis para calcular a energia anual média de dispositivos de energia renovável, em cada célula do mapa de referência. Através dos valores de energia e usando todos os dados de entrada mencionados acima, os resultados da avaliação económica (LCOE, VAL, TIR e *Payback*) são calculados para cada célula do mapa de referência. Esses resultados são registados nas coordenadas de cada célula de origem em grelhas/matrizes distintas, cada uma correspondente a um parâmetro económico. As grelhas resultantes são guardadas num ficheiro compatível com o software Surfer ™ e ArcGIS ™. Os mapas resultantes têm a dimensão e resolução (coordenadas e tamanho) dos mapas de referência de recursos renováveis e ilustram a análise espacial da avaliação económica da tecnologia de energia renovável selecionada, com todos os parâmetros técnicos e económicos introduzidos como dados de entrada no início da ferramenta.

### 2.2.3 Custos de Investimento discriminados e Custos de Operação e Manutenção (O&M)



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### a) Eólica Offshore

Os dados utilizados nos custos de investimento discriminados e nos custos de O&M são baseados nos artigos científicos (Gonzalez-Rodriguez, 2017; Myhr et al., 2014), no livro "*Offshore Wind Farms" de* (Ng & Ran, 2016) e nos relatórios (Bloomberg, 2018; BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017b; The Crown Estate, 2010, 2012), onde se analisam as fontes com dados sobre preços e custos necessários para obter o LCOE.

Todos os valores monetários apresentados foram atualizados através do Índice de Preços no Consumidor para o mês de junho de 2018. Foi utilizada a ferramenta de "Atualização de Valores com Base no IPC" do INE (INE, 2018), com o Índice de Preços no Consumidor do mês de junho do ano referido na fonte.

O método de adequação às tecnologias aqui estudadas será reportado em detalhe no relatório final deste projeto.

Os valores do CAPEX e OPEX de centrais eólicas offshore são para projetos em Fase Comercial e serão divididos em 4 fases principais, distinguidas pelas diferentes condições de operação e intensidade de capital:

1. Desenvolvimento e Conceção (D&C);
2. Produção e Aquisição;
3. Instalação e Comissionamento;
4. Operação e Manutenção;

| | Eólica offshore – Fase Comercial | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Tecnologias Fixas | | Tecnologias flutuantes | |
| | Monopile | Jacket | Hywind | Windfloat |
| **1) Desenvolvimento e Conceção** | | | | |
| **1.1) Desenvolvimento e Conceção (1)** | 100,5 k€$_{2018}$/MW | 100,5 k€$_{2018}$/MW | 97,45 k€$_{2018}$/MW | 97,45 k€$_{2018}$/MW |
| **2) Produção e Aquisição** | | | | |
| **2.1) Turbinas [T] (5)** | T=0,2388d+971 [k€$_{2018}$/MW] | T=0,2388d+971 [k€$_{2018}$/MW] | T=0,2388d+971 [k€$_{2018}$/MW] | T=1027,24[k€$_{2018}$/MW] |
| **2.2) Fundações [F] (3)** | F=13,297P+192,353 [k€$_{2018}$/MW] | F=13,297P+192,353 [k€$_{2018}$/MW] | F=553,7 [k€$_{2018}$/MW] | F=919,3 [k€$_{2018}$/MW] |
| **2.3) Amarrações [A] (4)** | - | - | A=392243+419P [€$_{2018}$/fundação] | A=392243+419P [€$_{2018}$/fundação] |
| **3) Instalação e Comissionamento** | | | | |
| **3.1) Instalação Turbina e Fundação** | | | | |
| **3.1.1) Montagem Turbina na fundação(6)** | 1432,5 k€$_{2018}$/turbina | 1864,6 k€$_{2018}$/turbina | 464,9 k€$_{2018}$/turbina | 1175,2 k€$_{2018}$/turbina |
| **3.1.2) Valor dependente** | *Jack-up* 1: 124€$_{2018}$/km/fundação (ida) e 97€$_{2018}$/km/fundação (volta) | | 1 Navio AHTS: 846€$_{2018}$/km/fundação (ida) e 157€$_{2018}$/km/fundação (volta) | |



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| da distância entre o Porto e o local offshore[7] | *Jack-up* 2: 58€$_{2018}$/km/turbina (ida) e 48€$_{2018}$/km/turbina (volta) | | 2 Rebocadores: 316€$_{2018}$/km/fundação (ida) e 49€$_{2018}$/km/fundação (volta) | |
| 3.3) Amarrações [4] | - | - | 156759+28,2d €$_{2018}$/fundação | 156759+28,2*d €$_{2018}$/fundação |
| 4) Operação e Manutenção [O&M] [8] | O&M=39,965*d+92746 [€$_{2018}$/MW] | | O&M=28,079*d+109232 [€$_{2018}$/MW] | |

Tabela 5 - Custos das tecnologias Eólica Offshore Fixas e Flutuantes – CAPEX e OPEX.

[1] Valores baseados nos custos de D&C apresentados em (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017a, 2017b).

[3] As fundações *Monopile* e *Jacket* estão dimensionadas para a turbina Senvion 6.2M126 de 6 MW, a fundação Hywind está dimensionada para a turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6 MW e a Windfloat dimensionada para a turbina MHI Vestas V164 de 8 MW. Baseado nos valores das fundações *Monopile* instaladas em diferentes profundidades no relatório (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017b), foi possível obter o custo da fundação em função da profundidade "P". Através da regressão linear dos dados do gráfico "CoE Vs Rotor Diameter by foundations" do documento da (Vestas Wind Systems, 2011) foi possível compreender que os custos de aquisição das fundações *Monopile* e *Jacket* têm uma ordem de grandeza semelhantes para uma turbina com 126m de diâmetro, assim assumiu-se a mesma fórmula de cálculo para ambas as fundações. Os Valores estimados para as fundações flutuantes utilizam a metodologia de (Myhr et al., 2014) com valores atualizados obtidos através de (IHI Markeit, 2018; Principle Power, 2017; Statoil, 2016; University of Strathclyde, 2015; WindPlus, 2017).

[4] Através da metodologia apresentada por (Myhr et al., 2014), foi possível estimar o Custo de Aquisição das Amarrações [A] em função da profundidade "P". Através da consulta pública do projeto Windfloat Atlantic (WindPlus et al., 2018) foi possível compreender que a nova estrutura de amarração utilizada revela que os custos destas tornaram-se comparáveis às da estrutura Hywind II e como tal, foi possível gerar uma equação de custos de aquisição das amarrações possível de se aplicar a ambas as fundações. A instalação das mesmas utiliza o mesmo processo para ambos os flutuadores, portanto a instalação tem o mesmo valor.

[5] Baseado no relatório (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017b) foi possível efetuar uma regressão linear, obtendo uma equação por turbina utilizada, onde "d" representa a distância ao porto ao local offshore de instalação. Os custos analisados incluem a entrega das turbinas ao porto mais próximo, 5 anos de garantia e custo de comissionamento do fabricante (não inclui custos de instalação). Para a turbina MHI Vestas V164 de 8 MW utilizada na fundação flutuante Windfloat, utilizar-se o valor exato de 1027,24 k€$_{2018}$/MW, visto ser exatamente esta turbina analisada no relatório (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017a) para este tipo de fundação.

[6] O valor das fundações fixas inclui a instalação da fundação no local offshore. O valor das fundações flutuantes corresponde à instalação das turbinas nas fundações no cais para Windfloat e nearshore para a Hywind. O método de cálculo foi adaptado da metodologia (Myhr et al., 2014) com a utilização de dados e custos atualizados.

[7] As embarcações de instalação da tecnologia eólica fixa são embarcações especializadas. A embarcação *Jack-up* 1 tem a capacidade de transportar 4,5 fundações e a *Jack-up* 2 9 turbinas em uma viagem. Para as tecnologias flutuantes, o rebocador transporta o flutuador com a turbina montada até ao local offshore, acompanhado por mais um rebocador de apoio e uma embarcação AHTS (amarrações)

[8] Nas equações apresentadas "d" representa a distância percorrida pelos navios entre o porto e o local de instalação da central offshore. O OPEX inclui todos os custos associados ao processo de operação e manutenção (O&M) anual, desde O&M preventiva, preventiva condicionada e imprevisível. Este custo inclui também o seguro da fase operacional, o alojamento do pessoal nas instalações portuárias e os custos de operação dos navios por potência instalada. O OPEX foi baseado no artigo (Myhr et al., 2014) onde foram simuladas várias situações de O&M para diferentes centrais utilizando a ferramenta *OMCE-Calculator*. Através dos resultados obtidos foi produzido um gráfico da O&M sensível à distância percorrida pelos navios entre o Porto e o local de instalação da central offshore. Assim, através deste gráfico, criou-se uma regressão linear, de elevada correlação (R=98,2% e R=96,6% para fundações fixas e flutuantes respetivamente), que relaciona o custo de O&M com a distância para as duas tipologias de fundação consideradas (fixa e flutuante), para ser possível adaptar os valores a qualquer distância aos portos.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

***Outros Efeitos***

Segundo os relatórios (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017a, 2017b), para se obter um LCOE próximo da realidade, o LCOE dependente apenas da tecnologia, que será obtido através do CAPEX e OPEX definidos neste relatório, poderá ser influencias por vários *Outros Efeitos*, definidos para cada combinação de dimensão da turbina e tipo de fundação utilizados neste relatório. Estes *Outros Efeitos* são:

- Dinamismo da cadeia de valor, a qual simplifica o impacto dos intervenientes na cadeia de valor, como concorrência e colaboração. Entre 2015 e 2017, licitações vencedoras para leilões de centrais eólicas *offshore* pré-desenvolvidos na Europa indicaram reduções de custo importantes para projetos comissionados a partir de 2020. Este fator deve-se principalmente a:
    - Combinação de WACC (Custo normalizado do capital, considerado em valores reais e pré-imposto) e vida útil do projeto específico de cada cenário, tem conta riscos ou contingências.
    - Aumento da competição entre os produtores para o mesmo local.
    - Benefício de poupança antecipada por ter uma quantidade de projetos seguidos uns aos outros durante uma quantidade de anos, permitindo economias na cadeia de valor e de fornecimento devido à expectativa de maior utilização de embarcações e instalações, e a depreciação de investimentos em relação a mais atividade, o que aumenta a linha de aprendizagem por meio da repetição e da facilitação de novos investimentos.
    - Inclusão de benefícios de economias futuras prováveis no OMS (Operação, manutenção planeada e serviços não planeados em resposta a falhas) que não estão disponíveis no FID.
- Custos de seguro e contingência, ambos relacionados ao seguro de construção e operação e gastos típicos da contingência da fase de construção.
- O risco associado à finalização dos projetos antes do FID. Esta fator pode inflacionar o custo equivalente do trabalho realizado nesta fase em um projeto que é construído. Por exemplo, se apenas um em cada três projetos atingir o FID, a contribuição efetiva para o custo de energia do trabalho realizado em projetos anteriores ao FID é modelada como três vezes o custo real do projeto que é bem-sucedido.
- Custos de desmantelamento (DECEX), inclui:
    - Planeamento de trabalho e desenho de qualquer equipamento adicional necessário;
    - Remoção da turbina e fundação para atender às obrigações legais;
    - Trabalho e monitoramento ambiental adicional.

Os outros fatores são aplicados da seguinte forma:

- Primeiramente é calculado o LCOE com o CAPEX e OPEX definido neste relatório.
- De seguida ao LCOE é adicionado as taxas (%) de cada componente de "*Outros Efeitos*" que irão influenciar o valor do *LCOE-REAL*, as taxas são relativas ao LCOE.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Assim, a tabela seguinte corresponde às componentes de "Outros Efeitos". Estas taxas são relativas ao LCOE tecnológico e são valores obtidos através da modelação interna da (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017a, 2017b), adaptado aos casos de estudo deste relatório.

| | **Outros Efeitos - Taxas relativas ao LCOE** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Tecnologia** | Transmissão (1) | Seguros e Contingências | Riscos Pre-FID | Cadeia de Valor | DECEX | Anos de Vida do Projeto |
| ***Monopile*** | 29,8% | 6,7% | 1,6% | -6,0% | 1,8% | 25 |
| ***Jacket*** | 29,8% | 6,7% | 1,6% | -6,0% | 1,8% | 25 |
| ***Windfloat*** | 23,9% | 6,4% | 1,5% | 40% | 0,4% | 25 |
| ***Hywind*** | 22,5% | 6,0% | 1,4% | 40% | 0,8% | 25 |

Tabela 6 - Impacto de "*Outros Efeitos*" a serem aplicados no LCOE (BVG associates & InnoEnergy KIC, 2017a, 2017b).

(1) – A taxa de transmissão em Outros Efeitos poderá não ser considerada, visto que o CAPEX e OPEX do projeto POSEUR já inclui a componente de transmissão/exportação da eletricidade produzida. Também será estudado os resultados económicos que não incluem a componente de transmissão.

### b) Energia das Ondas

Em tentativas para encontrar métricas alternativas para o cálculo do LCOE, o grupo *Wave Energy Prize* desenvolveu a métrica "Média Climática de Largura de Captura por CAPEX Característico" com a sigla *ACE*. Esta métrica permite calcular o desempenho comercial de um protótipo com baixos Níveis de Maturação Tecnológica - *Technology Readiness Level* – TRL (de Andres et al., 2016).

Os dois componentes que compõem o valor de *ACE* são a Média Climática de Largura Captura que é um fator correspondente à capacidade de conversão de energia do dispositivo e a Despesa de Capital Característica que representa um CAPEX indicativo com base em algumas estimativas de material (de Andres et al., 2016).

$$\text{CAPEX Indicativo [IC]} = \frac{\text{Width}}{ACE} \qquad \text{Equação 21}$$

Os dados da tabela seguinte dizem respeito à comparação de várias tecnologias num mesmo local (Yeu em França) com recurso médio de 27 kW/m → MAR.

| **TECNOLOGIA** | **RST (M)** | **DIMENSÃO CARACTERÍSTICA (M)** | **ÁREA DE SUPERFÍCIE ($M^2$)** | **LARGURA DE CAPTURA (%)** | **KWH/KG** | **EN_A MWH/$M^2$** | **ACE ($M/M€_{2016}$ )** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **FLOATING TWO-BODY HEAVING CONVERTER** | 0.342 | 20 | 2120 | 36 | 0.3 | 0.79 | 2.04 |
| **BOTTOM-FIXED OSCILLATING FLAP** | 0.239 | 26 | 2020 | 72 | 1 | 1.9 | 7.99 |
| **FLOATING OWC** | 0.035 | 24 | 6500 | 52 | 1.6 | 1.8 | 11.26 |
| **CORPOWER 250 KW** | 0.029 | 8.54 | 328.03 | 37 | 9.05 | 2.21 | 25.92 |

Tabela 7 - Comparações métricas para a localização Yeu, França (de Andres et al., 2016).

Segundo (de Andres et al., 2016) a Largura de Captura mede a eficácia da conversão com respeito ao recurso incidente sendo, portanto similar ao fator de capacidade da eólica.

Recorrendo à Equação 19 e à Equação 20, e também aos dados em (de Andres et al., 2016)

$$Pp_k = MAR \times d_{dim_k} \times \eta_{PTO} \times CR_k$$

$$Cf = \frac{En_a \times \text{Surface Area}}{MAR \times d_{dim_k}}$$

Assumindo : $CR_k \times \eta_{PTO} \approx Cf$

$$Pn_k = \frac{MAR \times d_{dim_k} \times CR_k \times \eta_{PTO}}{CR_k \times \eta_{PTO}} = MAR \times d_{dim_k}$$

Tendo em conta a Tabela 7 podemos verificar que a potência do dispositivo CorPower (250 kW) pode ser verificada usando a seguinte equação:

$$P = MAR \times d_{dim_k} = 8.54 \times 27 \approx 230\ kW$$

A potência calculada vai de encontro à ordem de grandeza inicialmente enunciada, a diferença poderá ter como causa questões de perda por ineficiência ou a não utilização do fator Eficiência do sistema PTO por (de Andres et al., 2016).

Assim, com o valor do recurso médio característico em Yeu (MAR = 27 kW/m) e com a Largura de Captura de cada dispositivo para a mesma localização, temos:

- Floating two-body heaving converter: P = $27 \times 20 = 540\ kW$
- Bottom-fixed oscillating flap: P = $27 \times 26 = 676\ kW$
- Floating oscillation water column: P = $27 \times 24 = 648\ kW$

Ao utilizar a Equação 21 com a dimensão característica de cada dispositivo selecionado, obtemos o valor de IC. Através da Potência de cada dispositivo anteriormente calculada, obtemos o valor de IC por M€/MW.

Valores a preços de 2016:



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Floating two-body heaving converter: $IC_{2016} = \frac{20}{2.04} \approx 9.8\ M€ \rightarrow aprox: 18.1\ M€/MW$

Bottom-fixed oscillating flap: $IC_{2016} = \frac{26}{7.99} \approx 3.25\ M€ \rightarrow aprox: 4.8 M€/MW$

Floating oscillation water column: $IC_{2016} = \frac{24}{11.26} \approx 2.13\ M€ \rightarrow aprox: 3.3\ M€/MW$

Valores atualizados para Junho de 2018:

Floating two-body heaving converter: $IC_{2018} \approx 10.04\ M€_{2018} \rightarrow 20.04\ M€_{2018}/MW$

Bottom-fixed oscillating flap: $IC_{2018} \approx 3.33\ M€_{2018} \rightarrow 5{,}12\ M€_{2018}/MW$

Floating oscillation water column: $IC_{2018} = \approx 2.18\ M€_{2018} \rightarrow 3.64\ M€_{2018}/MW$

Baseados em várias fontes, na tabela seguinte foi possível obter as parcelas de CAPEX, OPEX e DECEX, considerando o valor do CAPEX Indicativo (IC) para cada uma das tecnologias selecionadas:

:



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

:

| Categorias | | | Fórmula de custos | Fonte |
|---|---|---|---|---|
| CAPEX | Custos de Desenvolvimento e Conceção (D&C) | Custos de D&C | 10% IC (€) | (Dalton, Alcorn, & Lewis, 2011; Previsic, Siddiqui, Bedard, & Hagerman, 2004) |
| | | Licenças e Permissões | 33[€/kW] x $Pn_k$[kW] | (Astariz & Iglesias, 2015) |
| | Custos de Aquisição e Instalação (Não contabiliza os custos de ligações elétricas) | Aquisição dos Conversores, Instalação e Amarração | 90% IC (€) | (de Andres et al., 2016) |
| OPEX | (Anual) | Tarefas de O&M | 3% IC (€) | (O'Connor, Lewis, & Dalton, 2013) |
| | | Custos de Revisão e tempo desligados | 1,55% IC (€) | |
| | | Peças de substituição | 4,6% IC (€) | |
| | | Seguros | 1,13% IC (€) | |
| DECEX (em 20 anos) | | | 0.75% IC [€] | (Sánchez, 2011) |

Tabela 8 - Custos detalhados de projetos em Energia das Ondas - CAPEX, OPEX e DECEX.

| Categorias | | €$_{2018}$/MW | | |
|---|---|---|---|---|
| | | F-2HB | B-OF | F-OWC |
| **CAPEX** (Sem Ligações Elétricas) | Custos de D&C | 2004 | 512 | 364 |
| | Licenças e Permissões | 33000 | 33000 | 33000 |
| | Aquisição dos Conversores, Instalação e Amarração | 18036 | 4608 | 3276 |
| **OPEX** (Anual) | Tarefas de O&M | 601,2 | 153,6 | 109,2 |
| | Custos de Revisão e tempo desligados | 310,62 | 79,36 | 56,45 |
| | Peças de substituição | 921,84 | 235,52 | 164,44 |
| | Seguros | 226,45 | 57,86 | 41,13 |
| **DECEX** (em 20 anos) | | 150,3 | 38,4 | 27,3 |

Tabela 9 - Custos detalhados das tecnologias WEC selecionadas [€$_{2018}$/MW].

Assim, com o valor do recurso médio característico para cada zona e com a Largura de Captura de cada dispositivo, é possível dimensionar a potência nominal ideal para cada zona de exploração.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

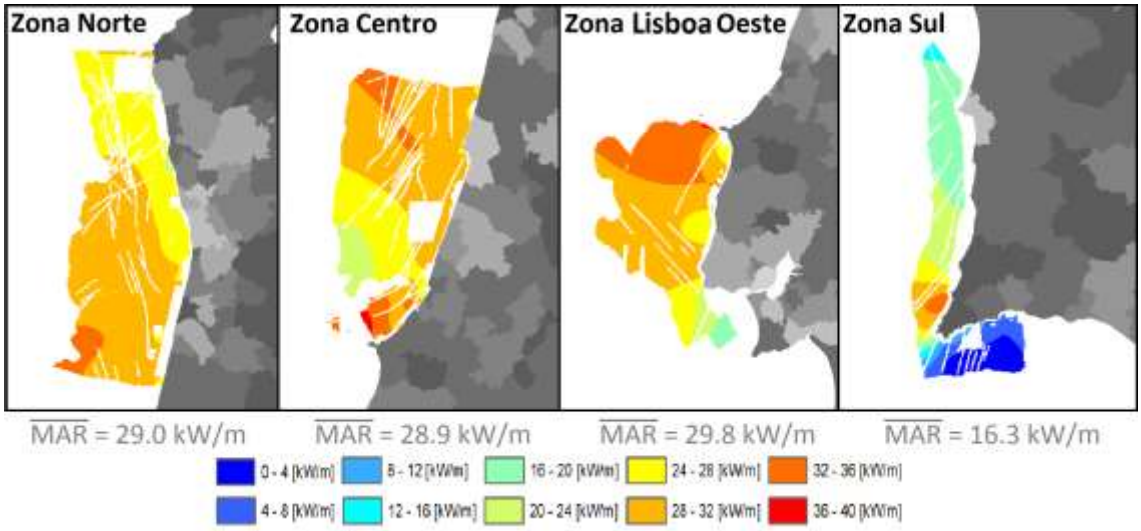



Figura 45 - Recurso energético das ondas por região selecionada e respetivo "MAR".

A potência nominal de cada dispositivo selecionado por região é dada pelas seguintes expressões, obtendo de seguida a sua potência média.

Floating two-body heaving converter: $P = \begin{Bmatrix} Z.Norte: 29.0 \times 20\ m\ =\ 580\ kW \\ Z.Centro: 28.9 \times 20\ m\ = 578\ kW \\ Z.Lisboa: 29.8 \times 20\ m\ = 596\ kW \\ Z.Sul: 16.3 \times 20\ m\ =\ 326\ kW \end{Bmatrix} \rightarrow \overline{520kW}$

Bottom-fixed oscillating flap: $P = \begin{Bmatrix} Z.Norte: 29.0 \times 26\ m\ =\ 754\ kW \\ Z.Centro: 28.9 \times 26\ m\ = 751\ kW \\ Z.Lisboa: 29.8 \times 26\ m\ = 775\ kW \\ Z.Sul: 16.3 \times 26\ m\ =\ 424\ kW \end{Bmatrix} \rightarrow \overline{676kW}$

Floating oscillation water column: $P \begin{Bmatrix} Z.Norte: 29.0 \times 24\ m\ =\ 696\ kW \\ Z.Centro: 28.9 \times 24\ m\ = 694\ kW \\ Z.Lisboa: 29.8 \times 24\ m\ = 715\ kW \\ Z.Sul: 16.3 \times 24\ m\ =\ 391\ kW \end{Bmatrix} \rightarrow \overline{624kW}$

### c) Estrutura elétrica (Cabos e subestações)

A análise da estrutura elétrica será feita através de uma análise detalhada de cada componente necessário no seu dimensionamento. Este estará dividido em 2 partes distintas, a relativa às ligações em turbinas e WECs (Cabos inter-array) e a relativa à exportação de energia para a costa (cabos de exportação). De notar que finalizada a análise, todo o custo da estrutura será apenas dependente de 4 variáveis, sendo estas a profundidade do leito marinho, a potência da central, o comprimento do cabo de exportação desenterrado e enterrado.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### Cabos *Inter-Array*

O custo dos cabos *inter-array* dependem somente da profundidade do leito marinho e da tecnologia considerada. Para o caso da eólica offshore foi escolhida uma configuração padrão (*micrositing*) com potência nominal de aproximadamente 50 MW. Como neste estudo foram selecionadas 3 turbinas com características distintas, teremos 3 diferentes módulos. O módulo para a turbina MHI-Vestas V164 de 8MW tem 6 turbinas, para a turbina Senvion 6.2M126 de 6.15MW o módulo tem 8 turbinas e para a Siemens-Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW tem 8 turbinas.

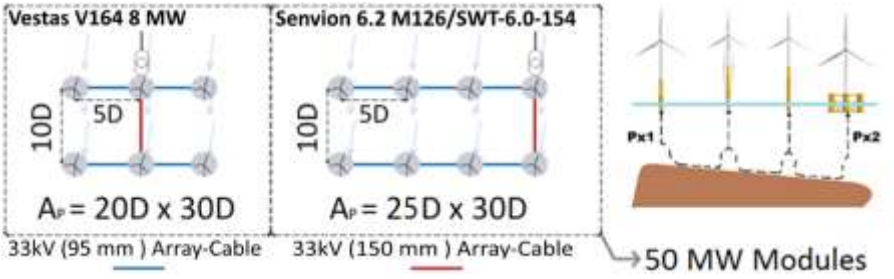



Figura 46 - Módulos de *Micrositing* de aproximadamente 50MW de potência instalada para as turbinas eólicas selecionadas.

Determinada a configuração e distância entre turbinas é possível calcular o comprimento necessário para os cabos *inter-array*, sendo este dependente da distância entre turbinas, do comprimento para o cabo alcançar o leito marinho e do espaço extra para o modulo de flutuação do sistema "Lazy-Wave", usado com um sistema de proteção contra abrasão, através de uma manga protetora com cerca de 40 m de comprimento (WindPlus et al., 2018).

O custo de cada cabo irá depender do seu comprimento e capacidade de transporte, o custo total das ligações *inter-array* pode ser então calculando usando os valores do custo de cada cabo presentes na seguinte tabela:

| Cabo | Tensão | Área de Interceção | Corrente Máxima | Custo Típico | Instalação do cabo submarina e do cabo enterrado | Capacidade |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Variável | (kV) | ($mm^2$) | (A) | (€2018/m) | (€2018/m) | (MVA) |
| Cabo inter-array | | | | | | |
| $C_1$ | 33 | 95 | 380 | 131 | 131 | 22 |
| $C_2$ | 33 | 150 | 430 | 197 | 131 | 25 |
| $C_3$ | 33 | 400 | 680 | 329 | 131 | 39 |
| $C_4$ | 33 | 630 | 780 | 493 | 493 | 45 |
| $C_5$ | 33 | 800 | 900 | 518 | 518 | 51 |

Tabela 10 - Cabos *Inter-array* - as suas características e custos (Gonzalez-Rodriguez, 2017).

Assim é possível criar uma função custo para os cabos *inter-array* para as estruturas eólicas-offshore:

$$IA_{base-6MW}(Px) = (30D + 12(Px + 40)) \times C_1 + (10D + 2(Px + 40)) \times C_2$$

$$IA_{base-8MW}(Px) = (20D + 8(Px + 40)) \times C_1 + (10D + 2(Px + 40)) \times C_2$$



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

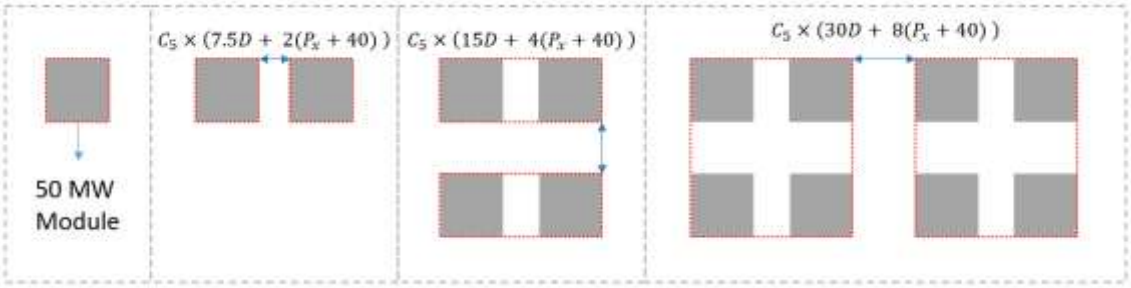



Figura 47 - Ilustração do crescimento modular de uma central eólica offshore com base numa unidade modular equivalente a 50 MW de Potência.

Por forma a escalar o aumento do custo das ligações *inter-array* em função da potência elétrica instalada, foi projetado um crescimento modular deste (figura em cima) que antevê um padrão no crescimento das necessidades de instalação de novos cabos *inter-array*. Ao ter em conta a dependência da orientação dos módulos face ao sentido predominante do vento, com a distância entre turbinas a variar entre 5x o diâmetro do rotor (direção não favorável) e 10 x o diâmetro do rotor (direção favorável), assumiu-se o valor médio de 7.5 x o diâmetro do rotor, por forma a permitir um dimensionamento médio modular da central. Como tal foi possível deduzir a seguinte equação:

$$Acost(M, D, P_x) = IA_{base} \times M + C_5(7.5D + 2P_x)(2^{\frac{\log M}{\log 2}} - 1), \;\; M \in N$$

Para o caso da Energia das ondas e das várias tecnologias WEC não foram encontradas referências sobre a instalação de cabos *inter-array*, sendo que o custo de instalação do sistema elétrico é calculado de forma geral para projetos desta natureza. Como tal, não serão assumidos, separadamente, custos de cabos *inter-array* para as tecnologias de ondas. Estes custos estão contabilizados no CAPEX apresentado na descrição de custos associados à componente de energia das ondas neste documento.

**Cabos de exportação e subestruturas elétricas.**

A escolha entre cabos de exportação AC ou DC é complexa e dependente de várias variáveis. Os sistemas AC são mais apropriados para instalações de curta distância, os sistemas DC são mais apropriados para ligações de longas distâncias e grandes capacidades. Contudo pode ser difícil determinar qual é a melhor escolha para projetos denominados de "média capacidade", aproximadamente entre 300MW a 700MW e entre 40 km a 120 km.

Os custos dos sistemas de exportação não são dependentes das tecnologias, mas sim da potência instalada, do comprimento do cabo de exportação submerso e do cabo enterrado. Contudo a profundidade do local também terá um pequeno impacto no comprimento do cabo de exportação. Também é importante notar que as condições sobre as quais a central se encontra iram determinar que tipo de ligação será recomendada, HVDC ou HVAC, dependendo de qual das formas de transmissão permite custos mais competitivos.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

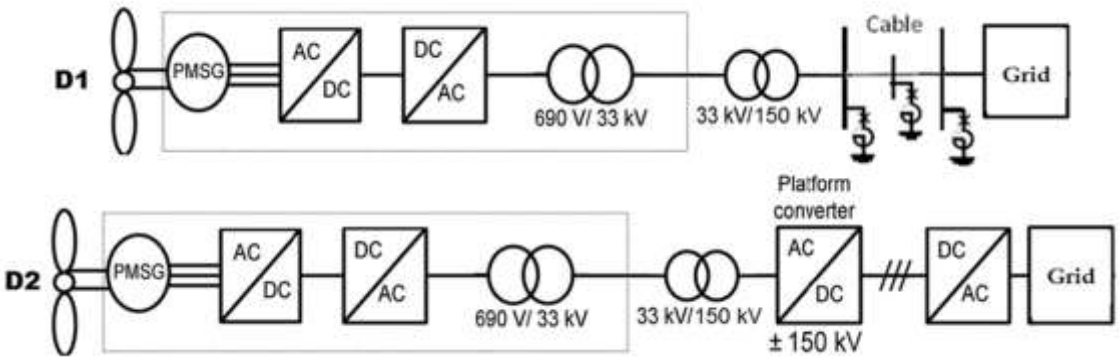



Figura 48 - Esquema de transmissão para turbinas eólicas com uma tensão nominal de saída de 33kV. D1) Transmissão em HVAC, D2) Transmissão em HVDC.

Todas as configurações consideradas, D1 (transmissão em HVAC) e D2 (transmissão em HVDC) são dimensionadas para se conectarem a uma turbina eólica com uma tensão nominal de saída de 33 kV alternada, sendo este rating de tensão opcional em todas as turbinas consideradas neste estudo. As configurações D1 e D2 são consideradas típicas de uma central eólico offshore.

| | Infraestruturas | Fórmula de Cálculo - € | Referência |
|---|---|---|---|
| **Geral** | Extra Inter Array Cable | $= L_{cab\ exp} \times C.array_{price}(P_n) \times N°_{cab}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | Extra Inter Array Cable - intall | $= L_{cab\ exp} \times C.array_{inst}(P_n) \times N°_{cab}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | Exp. Cable | $= L_{cab\ exp} \times C.exp_{price}(P_n) \times N°_{cab}$ | (Djapic, Strbac, & Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation, 2008) |
| | Exp. Cable install - normal | $= L_{cab\ exp} \times C.exp_{inst.n}(P_n) \times (1 + 75\%(N°_{cab} - 1))$ | (Djapic et al., 2008) |
| | Exp. Cable install - armored | $= L_{cab\ exp} \times C.exp_{price.a}(P_n) \times (1 + 75\%(N°_{cab} - 1))$ | (Djapic et al., 2008) |
| | Shoreline transitions | $= 1.694.000$ € | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| **HVAC** | Offshore Sub. (W/platform) | $= 539.000 * (N°_{cab} \times P_n)^{0,678}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | Connection to the grid | $= 9.01 \times {P_n}^{1.66}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | CSV-Power | $= 6.517{,}8 + 65.178 \times Q_{trans}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | Cstatcom | $= 130.560 \times Q_{trans} \times N°_{cab}$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| | HVAC Shunt Reactors (x3) | $= 2.556 \times 3$ | (Gonzalez-Rodriguez, 2017) |
| **HVDC** | Offshore Sub. (Wo/platform) | $= -137.088 + 117.600 \times {P_n}^{0,447}$ | (Lakshmanan, Liang, & Jenkins, 2015) |
| | AC-DC converter | $= 179.200 \times P_n$ | (Lakshmanan et al., 2015) |
| | Sub. & AC-DC Platform | $= 2.688.000 + 92.960 \times P_n$ | (Lakshmanan et al., 2015) |
| | DC-AC Converter | $= 179.200 \times P_n$ | (Lakshmanan et al., 2015) |

Tabela 11 - Fórmulas de Cálculo Cabos de Exportação.

A otimização Total do sistema de transporte de energia irá depender somente de 2 variáveis mutáveis, comprimento do cabo (dividida em parte submersa e enterrada) e potência instalada. A Variável $N°_{cab}$ será dependente da potencia instalada, contudo dado que para todos os casos de estudo é possível transportar a energia total com apenas 1 cabo, para já, irá ser considerado apenas como sendo igual a 1.

$$N°_{cable} - \ Numero\ de\ Cabos\ (\text{à}\ partida\ assumido\ como\ 1)$$
$$L_{cab\ exp} - Comprimento\ do\ cabo\ de\ exportação$$
$$P_n - Potência\ nominal\ da\ central$$



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

A variável custo dos cabos e custo de instalação irão ser determinadas por condições de seleção que dependem da potência nominal ($P_n$) que é necessária transmitir. Como tal irão depender da variável $P_n$.

$$C.array_{price}(P_n) - Custo\ do\ cabo\ array\ em\ função\ da\ Potência$$
$$C.array_{inst}(P_n) - Custo\ de\ instalação\ do\ cabo\ array\ em\ função\ da\ Potência$$
$$C.exp_{price}(P_n) - Custo\ do\ cabo\ de\ exportação\ em\ função\ da\ Potência$$
$$C.exp_{inst}(P_n) - Custo\ de\ instalação\ do\ cabo\ de\ exportação\ em\ função\ da\ Potência$$

| | Tensão (kV) | Área de interceção ($mm^2$) | Custo Típico [k€$_{2018}$/km] | Custo de instalação do cabo submarino [k€$_{2018}$/km] | Custo de instalação do cabo submarino enterrado [k€$_{2018}$/km] | Capacidade $P_n$[MV A] | Indutância L [mH/km] | Capacitância C [nF/km] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Cabo de Exportação - HVAC 3 Núcleos | 132 | 500 | 419 € | 375 € | 1125 € | 169 | 0. 3870 | 192 |
| | 132 | 630 | 481 € | 375 € | 1125 € | 187 | 0. 3720 | 209 |
| | 132 | 800 | 619 € | 375 € | 1125 € | 203 | 0. 3640 | 217 |
| | 132 | 1000 | 700 € | 375 € | 1125 € | 217 | 0. 3510 | 238 |
| | 220 | 500 | 644 € | 375 € | 1125 € | 279 | 0. 4370 | 136 |
| | 220 | 630 | 688 € | 375 € | 1125 € | 308 | 0. 4150 | 151 |
| | 220 | 800 | 844 € | 375 € | 1125 € | 335 | 0. 3870 | 192 |
| | 220 | 1000 | 875 € | 375 € | 1125 € | 359 | 0. 3720 | 209 |
| Cabos de exportação - HVDC (Bipolar) | 150 | 500 | 306 € | 375 € | 1125 € | 337 | - | - |
| | 150 | 1000 | 388 € | 375 € | 1125 € | 493 | - | - |
| | 150 | 1200 | 450 € | 375 € | 1125 € | 537 | - | - |
| | 150 | 1400 | 506 € | 375 € | 1125 € | 589 | - | - |
| | 150 | 1600 | 563 € | 375 € | 1125 € | 637 | - | - |
| | 150 | 2000 | 625 € | 375 € | 1125 € | 318 | - | - |
| | 300 | 500 | 426 € | 375 € | 1125 € | 674 | - | - |
| | 300 | 1000 | 550 € | 375 € | 1125 € | 986 | - | - |
| | 300 | 1200 | 638 € | 375 € | 1125 € | 1075 | - | - |
| | 300 | 1400 | 719 € | 375 € | 1125 € | 1177 | - | - |
| | 300 | 1600 | 800 € | 375 € | 1125 € | 1274 | - | - |
| | 300 | 2000 | 888 € | 375 € | 1125 € | 1444 | - | - |

Tabela 12 - Custos dos Cabos de Exportação HVAC e HVDC resultantes das fórmulas apresentadas(Djapic et al., 2008).

As ligações AC têm a desvantagem de gerar potência reativa. Quanto mais longo o cabo, mais reativa é gerada e menor é a potência ativa transportada. A proporção de geração é aproximadamente 3 Mvar por quilometro para uma potência de 300 MVA numa linha de 220kV. *Statcoms* e *SVCs* podem tanto gerar (bateria de condensadores) como absorver (bobines de derivação, também denominadas reactâncias shunt) potência reativa dependendo da necessidade (Myhr et al., 2014).

As vantagens da compensação da potência reativa estão associadas a (Sarabia & Espallargas, 2010; Tian, Luo, Dong, Chen, & Yuan, 2017):

- Redução da potência de perdas por efeito de Joule.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- Aumento da capacidade de transmissão das redes e da sua estabilidade.

Melhoria do perfil de tensão. Como consequência da diminuição do valor das quedas de tensão e redução dos ângulos da tensão nos nós.

$$Q_{trans} = \frac{1}{2}\beta_{Trans}V^2$$

- $Q_{Trans}$ – Energia Reativa [var];
- $\beta_{Trans}$ – Susceptância transversal [S];
- V – Tensão da linha [V].

A configuração presente na figura seguinte indica como deverá ser efetuada a injeção de potência por forma a controlar a geração de potência reativa na linha.

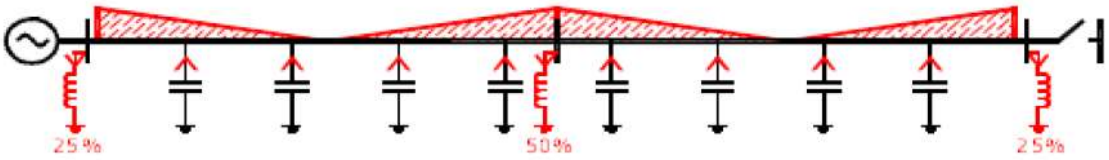



Figura 49 – Distribuição das reactâncias shunt usada para absorver a energia reativa em excesso (Sarabia & Espallargas, 2010).

A Figura 50 permite observar o custo de toda a rede de transporte offshore em função da distância (não contabiliza os cabos enterrados e/ou com proteção) e potência a instalar. Tanto ligações HVAC e HVDC são consideradas, sendo que aquela que possui menor custo é a selecionada, exceto em ligações com distâncias superiores a 70 km, que são automaticamente selecionadas as HVDC, por forma a garantir os padrões de qualidade da Rede Nacional de Transporte portuguesa (Antunes, Antunes, Santos, & Pires, 2018).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

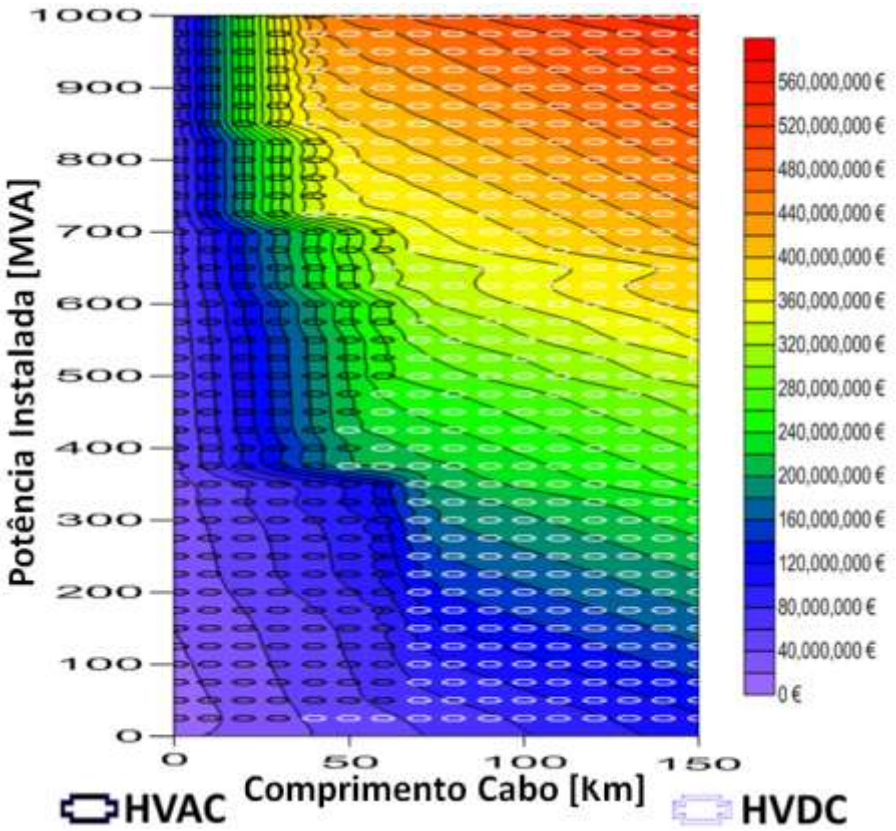



Figura 50 - Custos da rede de transporte offshore em função da distância (sem enterro/proteção) por potência a instalar.

De acordo com (Kling, Bresesti, & Valadè, 2005) os custos de manutenção de uma infraestrutura *offshore* podem ser estimados de forma igual para sistemas HVDC e HVAC, sendo que é atribuído um custo de manutenção de 6057,80 €$_{2018}$/km/ano para os cabos de exportação e um custo anual de manutenção para as subestações de 0.4% do investimento total do elo de transmissão. Sendo assim, é possível assumir os custos de manutenção da infraestrutura elétrica através das seguintes equações:

| Equipamento | Tipo de Ligação | Fórmula de Cálculo – [€$_{2018}$/ano] |
|---|---|---|
| Cabos de Exportação | HVAC & HVDC | $= L_{cab\ exp} \times 6057{,}8$ |
| Elo de Transmissão | HVAC | $= 0.4\% \sum Custos\ HVAC$ |
| | HVDC | $= 0.4\% \sum Custos\ HVDC$ |

Tabela 13 - Custos de Manutenção da infraestrutura elétrica.

Onde:

- $L_{cap\ exp}$ é o comprimento do cabo em km.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- Custos HVAC e custos HVDC são os custos de investimento na rede de transporte offshore em HVAC ou HVDC respetivamente.

### d) Valores económicos gerais comuns às duas componentes (eólica e ondas)

| Tempo de Vida do Projeto | 25 anos |
|---|---|
| Imposto (IRC) | 30% (Deloitte, 2018) |
| Taxa de Desconto | 3,1 % (PORDATA & BP, 2018b) |
| Tarifa | 100 €/MWh durante 20 anos ("Portaria n.º 202/2015," 2015) |
| Tarifa de Mercado | Valor Variável (OMIP, 2018) |
| Credito | 70% do investimento, 15 anos, 2,4 % juro (PORDATA & BP, 2018a) |

Tabela 14 - Valores Económicos Gerais.

## 3. RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos após aplicação das metodologias descritas no capítulo "2.1 - Identificação e adequação das restrições à instalação de sistemas de energias renováveis offshore" deste relatório.

### 3.1 Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas

Através do processamento efetuado pela ferramenta de planeamento (ModelBuilder – ArcGIS), com os dados georreferenciados das restrições físicas, batimetria do capítulo "*2.1.1 - Condicionantes Físicas*" e a informação contida na "*Tabela 3 - Principais características das fundações eólicas selecionadas.*" para a tecnologia eólica *offshore* e a informação contida na "*Tabela 4 - Tipos de dispositivos de energia das ondas considerados.*" para as tecnologias de energia das ondas do capítulo "*2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias*" deste relatório, foi possível obter as áreas possíveis de exploração para as tecnologias Eólica *offshore* e Energia das ondas.

**<u>Áreas possíveis de exploração - Eólica offshore:</u>**

Tendo em conta as condicionantes físicas e ambientais e as limitações de cada tecnologia, tal como a profundidade do fundo marinho onde esta pode ser instalada, nas figuras seguintes apresentam-se os resultados obtidos após aplicação da metodologia desenvolvida no capítulo 2.1, em particular no que se refere à identificação das áreas onde não existem restrições à instalação de turbinas eólicas *offshore*. Na Figura 51 é possível observar a área possível de exploração na costa de Portugal Continental da fundação *monopile*, que pode ser instalada em águas com profundidade entre 10 a 35 metros. Através dos mesmos critérios é possível



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

observar na Figura 52 a área possível de exploração para a tecnologia *jacket*, onde poderá ser instalada em águas com profundidade entre 25 a 50 metros. Na Figura 53 encontra-se a área possível de exploração para a tecnologia Hywind, em locais *offshore* com profundidade superiores a 100 metros devido ao seu calado e na Figura 54 a área possível de instalação para as fundações Windfloat em locais com profundidade superior a 50 metros.

Figura 51 - Fundação Fixa *Monopile*.

Figura 52 - Fundação Fixa *Jacket*.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

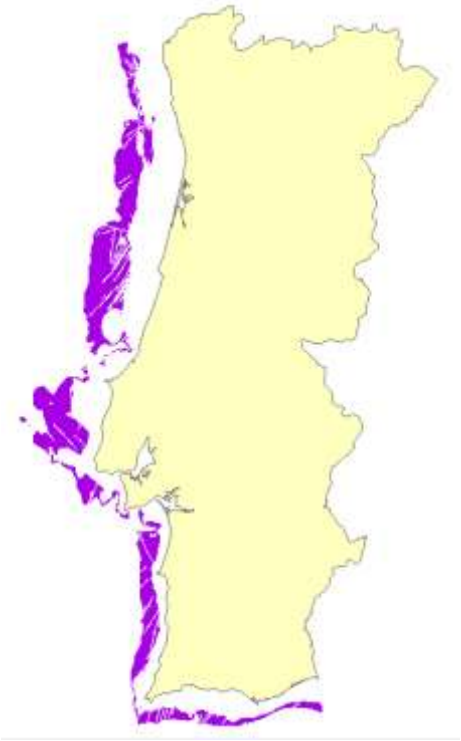


Figura 53 - Fundação Flutuante *Hywind*.

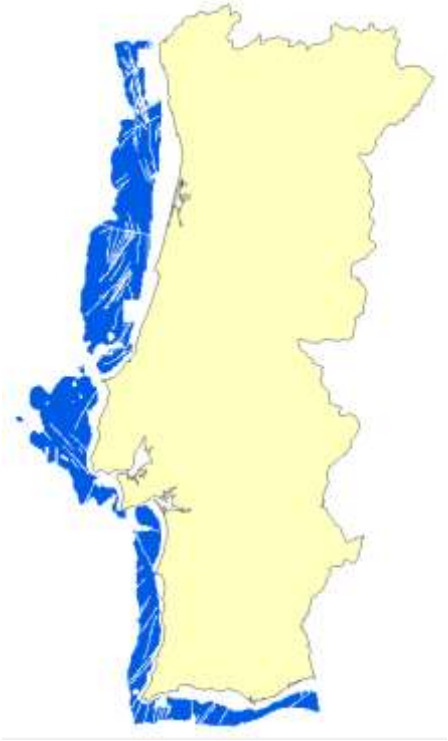


Figura 54 - Fundação Flutuante *Windfloat*.

**Áreas possíveis de exploração – Energia das Ondas:**

Através dos mesmos critérios utilizados na identificação das áreas possíveis de exploração para a eólica offshore, foi possível identificar as áreas possíveis de exploração para cada um dos conversores de energias das ondas selecionados. Na Figura 55 encontra-se a área possível de exploração para o conversor B-OF, possível de ser instalado em locais *nearshore* em águas pouco profundidas entre 13 a 25 metros. A área possível de exploração para o conversor F-2HB encontra-se na Figura 56, como é um dispositivo flutuante, pode ser instalado em profundidades superiores a 65 metros. Já o conversor F-OWC, Figura 57, também flutuante, pode ser instalado em águas com profundidade superiores a 25 metros.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 55 - Fundação Fixa: B-OF.

Figura 56 - Fundação Flutuante: F-2HB.

Figura 57 - Fundação Flutuante: F-OWC.

### 3.2 Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina

Através das áreas possíveis de exploração observadas no capítulo anterior e através do novo atlas de recurso eólico para cada turbina eólica, apresentado na Figura 29 do capítulo "*2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias*" foi possível obter os atlas de recurso para cada tecnologia selecionada. Na Figura 58 e Figura 59 encontra-se o atlas de recurso eólico em NEPS para as fundações *monopile* e *jacket*, respetivamente, utilizando a turbina Senvion 6.2M126 com 6.15 MW de potência nominal. Na Figura 60 é possível observar o atlas de recurso eólico NEPS para a fundação Hywind, a qual, neste estudo, utiliza a turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 com 6MW de potência nominal. O atlas NEPS para a fundação Windfloat, que utiliza neste estudo a turbina MHI Vestas V164 de 8 MW de potência nominal encontra-se na Figura 61.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

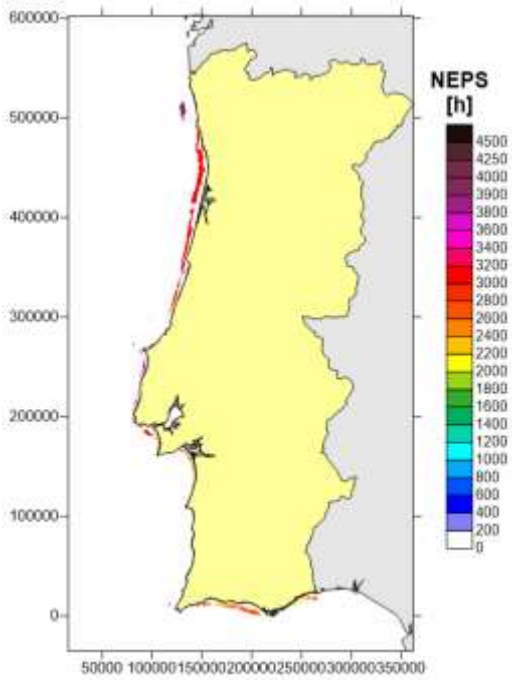



Figura 58 – Atlas NEPS - Fundação Fixa *Monopile* – Turbina Senvion 6.2M126 – 6.15 MW.

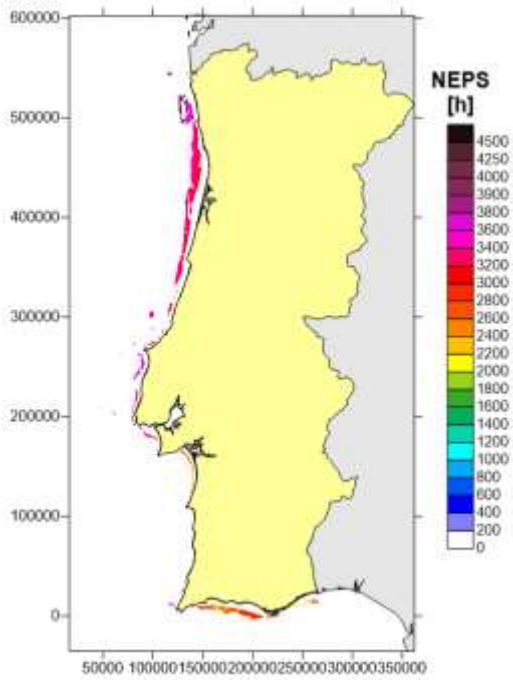



Figura 59 – Atlas NEPS - Fundação Fixa *Jacket – Turbina* Senvion 6.2M126 – 6.15 MW.

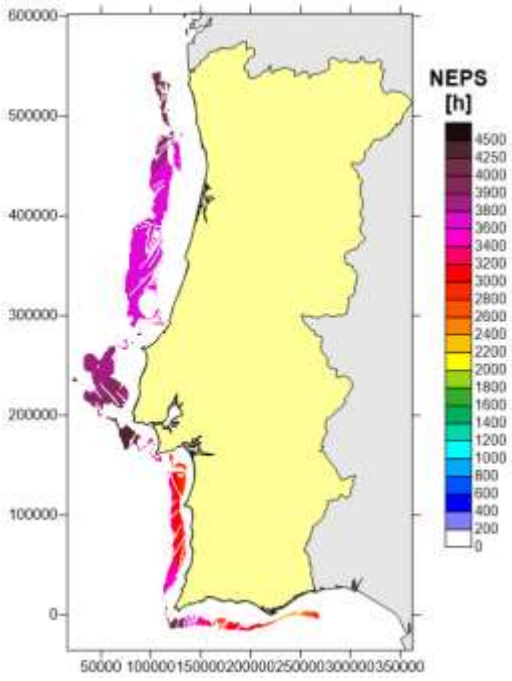



Figura 60 – Atlas NEPS - Fundação Flutuante *Hywind – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 – 6MW.*

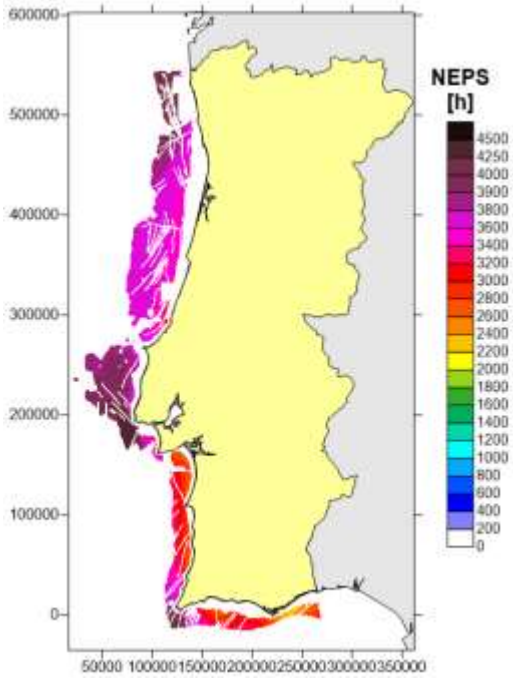



Figura 61 – Atlas NEPS - Fundação Flutuante *Windfloat – Turbina MHI* Vestas V164 – 8 MW.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### 3.3 Atlas de recurso das ondas por conversor:

Através das áreas possíveis de exploração observadas no capítulo *"3.1- Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas"* e através do novo atlas de recurso das ondas, presente na Figura 36b) do capítulo "*2.1.3 - Condicionantes Técnicas – Seleção das tecnologias*" foi possível obter os atlas de recurso para cada conversor WEC. A Figura 62 apresenta o atlas de recurso das ondas para o conversor fixo no chão marinho B-OF. Os atlas de recurso das ondas para os conversores flutuantes F-2HB e F-OWC são apresentados na Figura 63 e Figura 64 respetivamente.

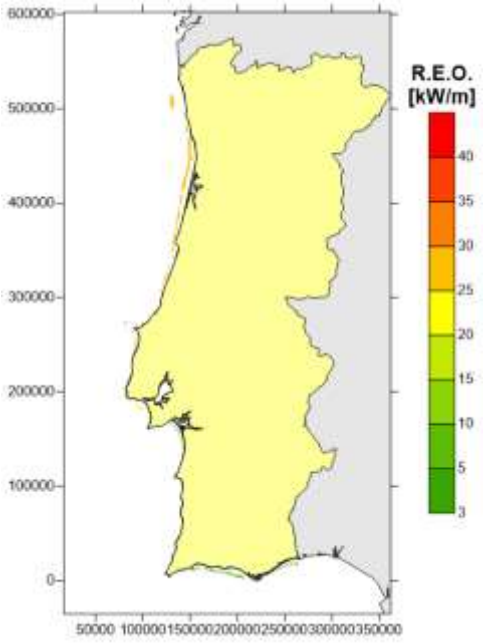



Figura 62 - Conversor Fixo: B-OF.

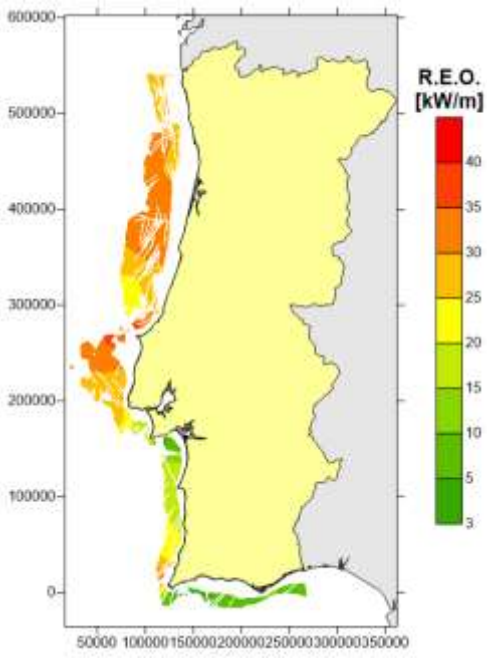



Figura 63 - Conversor Flutuante: F-2HB.

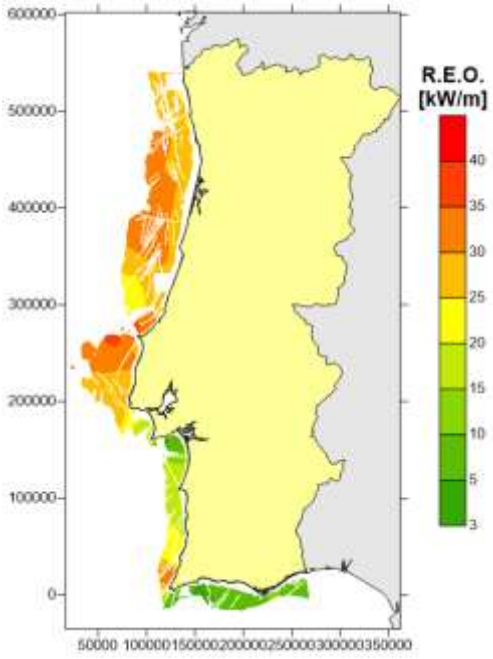



Figura 64 - Conversor Flutuante: F-OWC.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### 3.4 Identificação de zonas de maior consumo no território continental português

Com o objetivo de identificar as regiões de maior consumo junto à linha de costa de forma a avaliar a relação entre estas e as zonas de maior potencial energético renovável offshore disponível, foi produzido um mapa com os consumos de eletricidade por concelho em Portugal Continental no ano de 2016. Para identificar os concelhos, foi utilizada a "Carta Administrativa Oficial de Portugal - CAOP 2017 – Continente (DGT, 2018) a qual sofreu uma dissolução transformando-a de um mapa de freguesias para uma mapa de concelhos de Portugal Continental.

Para obter o mapa de consumo de eletricidade por concelho, foi efetuada a união do mapa de concelhos de Portugal Continental com os dados "Consumo de energia elétrica: total e por tipo de consumo", série de dados "Total Consumo de energia elétrica por tipo de consumo (kWh)" ano 2016 da DGEG/MEc (PORDATA & DGEG/MEc, 2018), após transformação de unidades (kWh para GWh) e edição de algum texto.

O mapa obtido encontra-se em formato *shapefile* – polígono, onde é possível selecionar um ou vários concelhos e obter a informação do Consumo Total de Eletricidade em 2016, além dos dados discriminados do tipo de consumo para cada concelho selecionado.

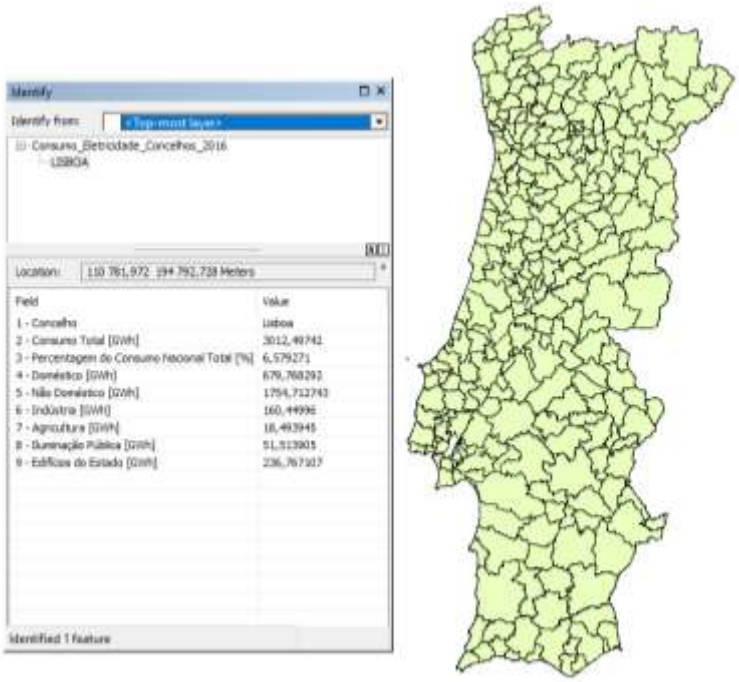



Figura 65 - Mapa de Consumo de Eletricidade por Concelhos 2016.

O mapa anterior foi transformado em mapa *raster* com a escala de cores, utilizando os valores de "Consumo Total" de cada concelho, para obter um mapeamento onde é possível visualizar facilmente as zonas de maior consumo em Portugal Continental. Foi sobreposta a Rede Nacional de Transporte e Subestações a 25km da linha de costa no mapa *raster* de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho de forma a identificar as subestações com capacidade de receção de nova geração juntos às regiões de maior consumo em Portugal Continental.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

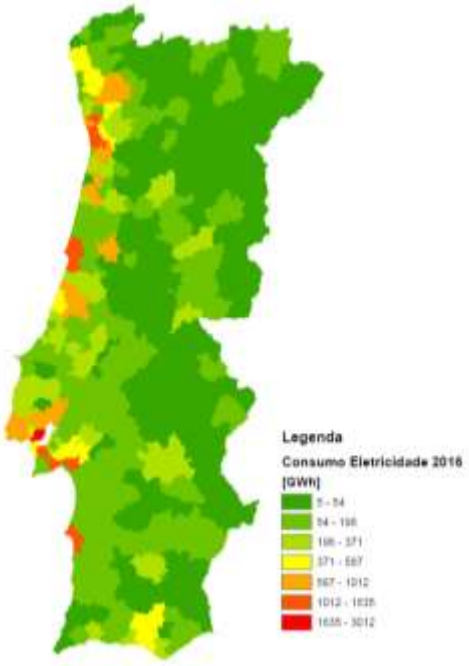



Figura 66 - Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho.

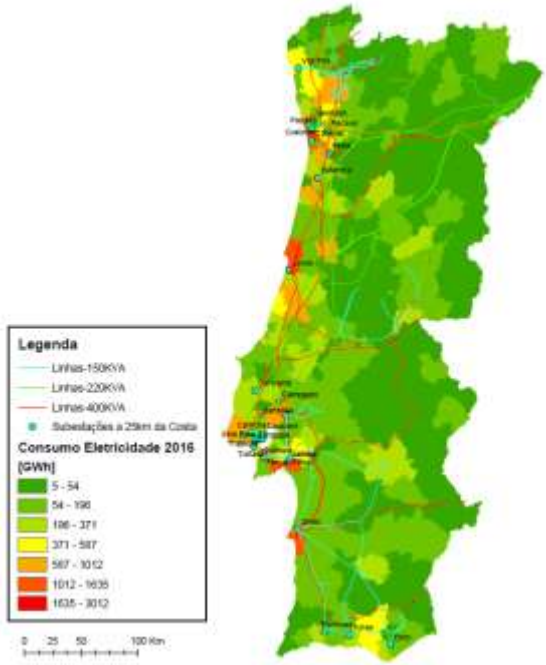



Figura 67 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho.

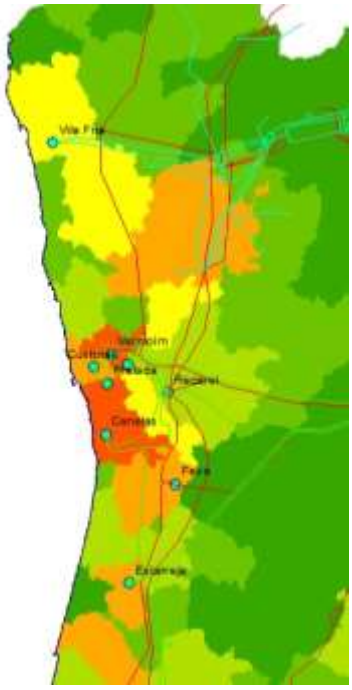


Figura 68 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho – Região Norte.

Figura 69 - Sobreposição RNT e Subestações no Mapa de Consumo de Eletricidade 2016 por Concelho – Região Grande Lisboa-Setúbal-Sines.

Com esta componente do trabalho foi possível observar que os grandes centros de consumo em Portugal Continental encontram-se no litoral, com subestações junto à costa, o que é um fator favorável à injeção de nova geração renovável proveniente de centrais *offshore*, isto porque quando os grandes centros de consumo são próximos da zona de geração de eletricidade, evita-se perdas por transporte e custos associados.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

### 3.5 Regiões de exploração por tecnologia

Numa perspetiva de implementar cenários de evolução na instalação de centrais offshore em Portugal Continental, foram selecionadas 4 Regiões de Exploração Offshore: Norte, Centro, Lisboa-Oeste e Sul, Figura 70, tendo em conta as áreas possíveis de exploração de todas as tecnologias selecionadas.

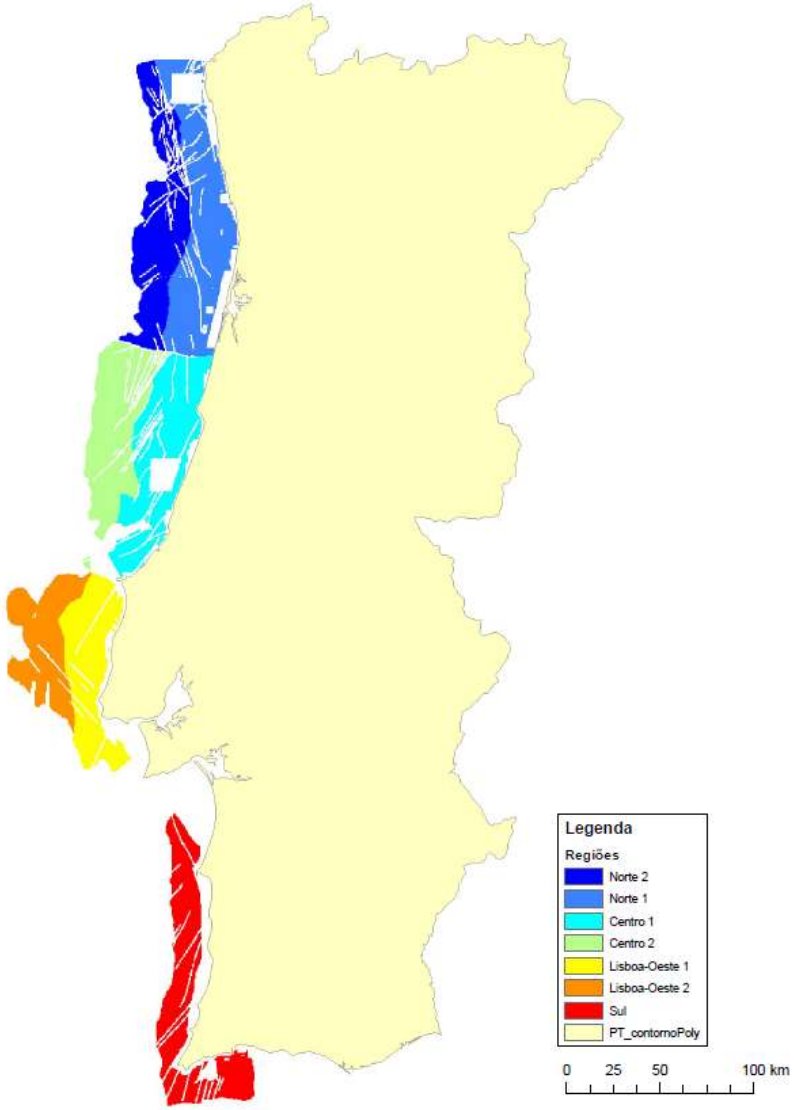



Figura 70 - Regiões de Exploração para seleção da melhor tecnologia.

Tendo como base as áreas possíveis de exploração identificadas no capítulo "*3.1 - Áreas possíveis de exploração tendo em conta as condicionantes físicas e técnicas"* e em particular o recurso energético existente nas áreas permitidas para cada uma das tecnologias identificadas no capítulo "*3.2 - Novo atlas de recurso eólico offshore (NEPS) por fundação e turbina"* e no capítulo "*3.3 - Atlas de recurso das ondas por conversor:"*, determinou-se a capacidade eólica e de energia das ondas passível de ser instalada em cada uma das zonas representadas na



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Figura 70. Para esta determinação foi utilizada a metodologia do artigo (Castro-Santos et al., 2018), onde foi verificada a dimensão da área de cada polígono passível a ser instalada a central *offshore* e, através da dimensão de cada dispositivo e de um *micrositing* pré-definido, determinou-se a quantidade de centrais/dispositivos possíveis de serem instalados nesta determinada área. Através deste método foi possível verificar quantos dispositivos poderão ser instalados nas regiões de exploração e, através deste valor, qual a potência passível de ser instalada nas mesmas.

Para se obter a estimativa da eletricidade gerada em cada região foi utilizado o valor do recurso energético da região respetiva, o qual foi multiplicado pela potência passível de ser instalada na mesma região. No entanto, segundo (Paula Costa, Couto, Silva, Simões, & Estanqueiro, 2018), a estimativa da eletricidade potencialmente gerada sofre vários tipos de perdas, as quais serão consideradas no valor final da estimativa da eletricidade gerada:

- Perdas elétricas equivalentes: 3% para eólica e ondas;
- Perdas energéticas por efeito de esteira: 5% para eólica;
- Perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% para eólica e 7% para ondas;
- Perdas energéticas por *Curtailment*: 5% para eólica e ondas.

Considerou-se também a capacidade disponível por zona de receção da rede elétrica definidas no capítulo "*2.1.4 - Identificação da capacidade de receção de nova geração da RNT"*. Os resultados obtidos podem ser consultados nas imagens e tabelas seguintes.

A potência unitária dos conversores de energia das ondas corresponde à potência nominal média de cada dispositivo selecionado por região da secção b) Energia das Ondas do capítulo 2.2.3. Os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Monopile – Turbina Senvion 6.2M126 de 6,15 MW

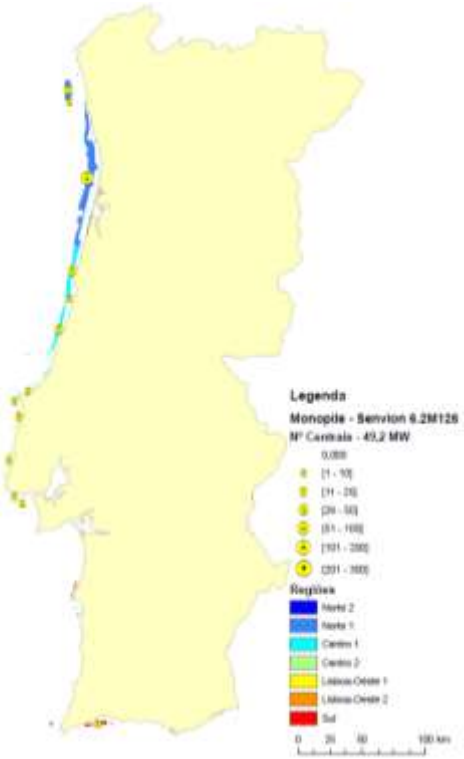



Figura 71 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,2MW - Eólica Offshore - Fundação *Monopile* – Turbina Senvion 6.2M126 de 6,15MW.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 11183,09 | 4425,67 | 1543,31 | 561,09 |
| **Nº Centrais** (1) | 82 | 35 | 11 | 5 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 4034,4 | 1722 | 541,2 | 246 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 2104,4 | 1262 | 0 | 0 |

(1) Central de 49,2 MW de potência instalada, com 8 turbinas Senvion 6.2M126 de 6,15 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

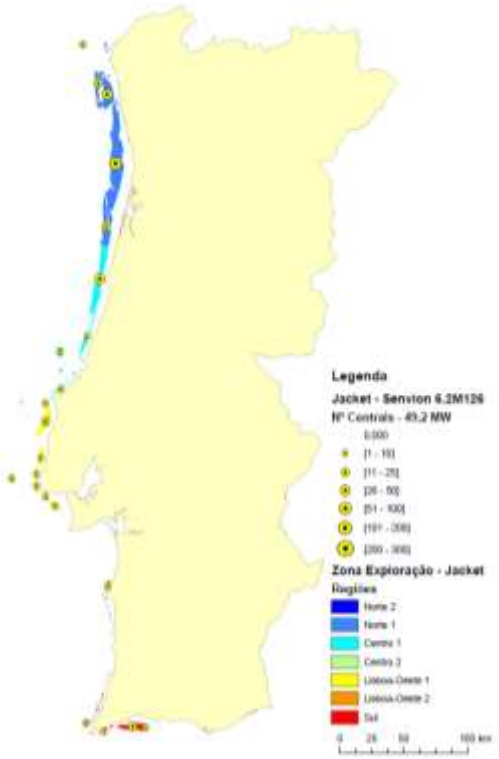



Figura 72 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,2MW - Eólica Offshore - Fundação *Jacket* – Turbina Senvion 6.2M126 de 6,15MW..

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 20358,22 | 7230,61 | 3178,03 | 107,58 |
| **Nº Centrais** (1) | 140 | 53 | 21 | 1 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 6888 | 2607,6 | 1033,2 | 49,2 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 4958 | 2147,6 | 333,2 | 0 |

(1) Central de 49,2 MW de potência instalada, com 8 turbinas Senvion 6.2M126 de 6,15 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Windfloat – Turbina MHI Vestas V164 de 8 MW

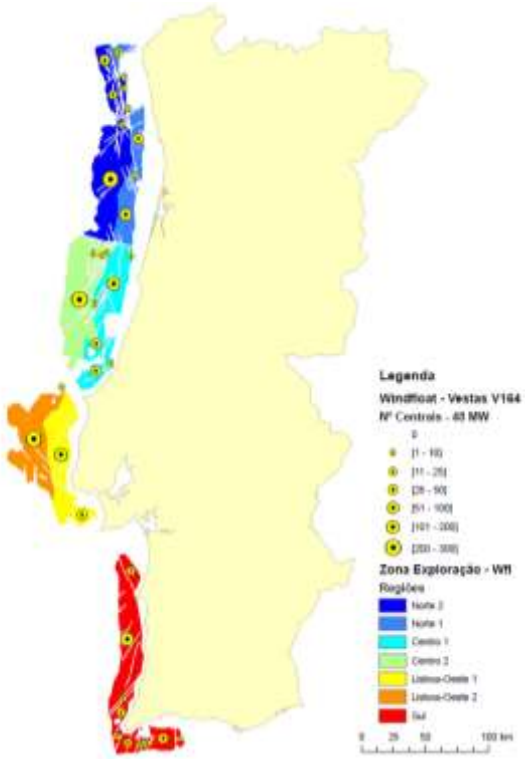



Figura 73 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 48MW - Eólica Offshore - Fundação *Windfloat* – Turbina MHI Vestas V164 de 8MW.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 67499,39 | 68391,01 | 66722,26 | 42293,21 |
| **Nº Centrais** (1) | 439 | 458 | 419 | 316 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 21072 | 21984 | 20112 | 15168 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 19142 | 21524 | 19412 | 14898 |

(1) Central de 48 MW de potência instalada, com 6 turbinas MHI Vestas V164 de 8 MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Hywind – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW

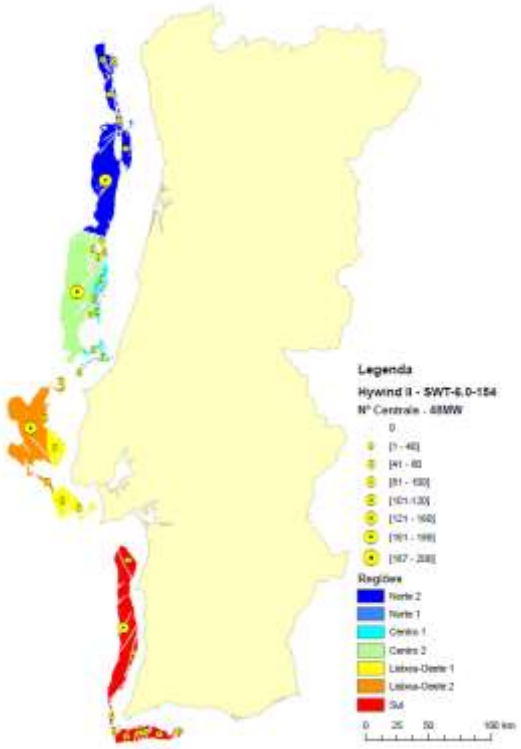



Figura 74 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 48MW - Eólica Offshore - Fundação *Hywind* – Turbina Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 30583,21 | 33679,28 | 34916,26 | 22603,83 |
| **Nº Centrais** (1) | 198 | 224 | 217 | 170 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 9504 | 10752 | 10416 | 8160 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 7574 | 10292 | 9716 | 7890 |

(1) Central de 48 MW de potência instalada, com 8 turbinas Siemens Gamesa SWT-6.0-154 de 6MW, com *micrositing* de 5x10 diâmetro de rotor. A energia é obtida conforme o NEPS local. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por efeito de esteira: 5%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 3% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.

Verificou-se que as regiões Norte, Centro e Lisboa-Oeste dispõem de uma vasta área *offshore*, onde é possível instalar centenas de MW em Centrais Eólicas Fixas. Quanto às Centrais Eólicas Flutuantes, devido à vasta área disponível, em cada região é passível de ser instalado milhares de MW em centenas de centrais de aproximadamente 50MW.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

## Energia das Ondas

Conversor Bottom-Fixed Oscillating Flap (B-OF)

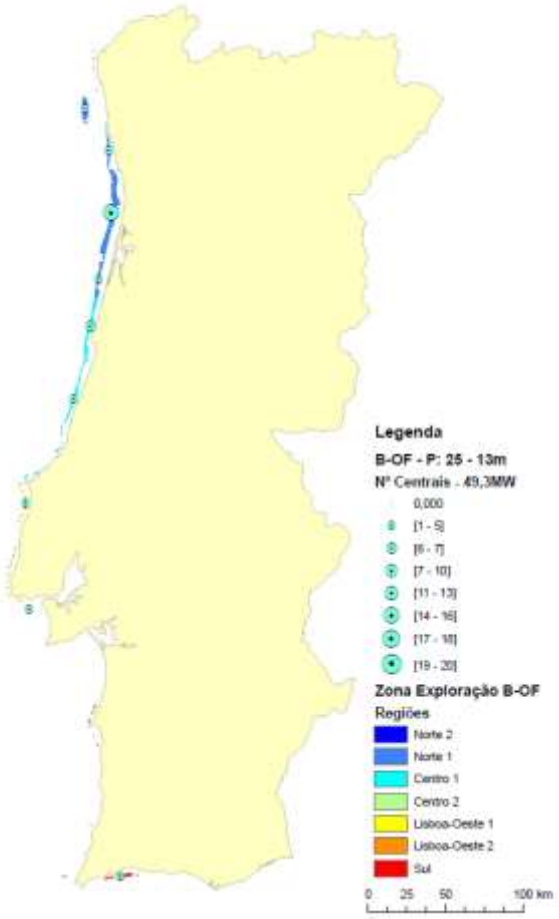



Figura 75 - Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,35MW - Energia das Ondas - Conversor B-OF.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 3223,08 | 1115,68 | 234,65 | 21,07 |
| **Nº Centrais** (1) | 26 | 9 | 2 | 1 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 1283,048 | 444,132 | 98,696 | 49,348 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 0 | 0 | 0 | 0 |

(1) Central de 49,35 MW de potência instalada, com 73 conversores B-OF de 676 kW de potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da Equação 18, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

## Conversor Floating Two-Body Heaving Converter (F-2HB)

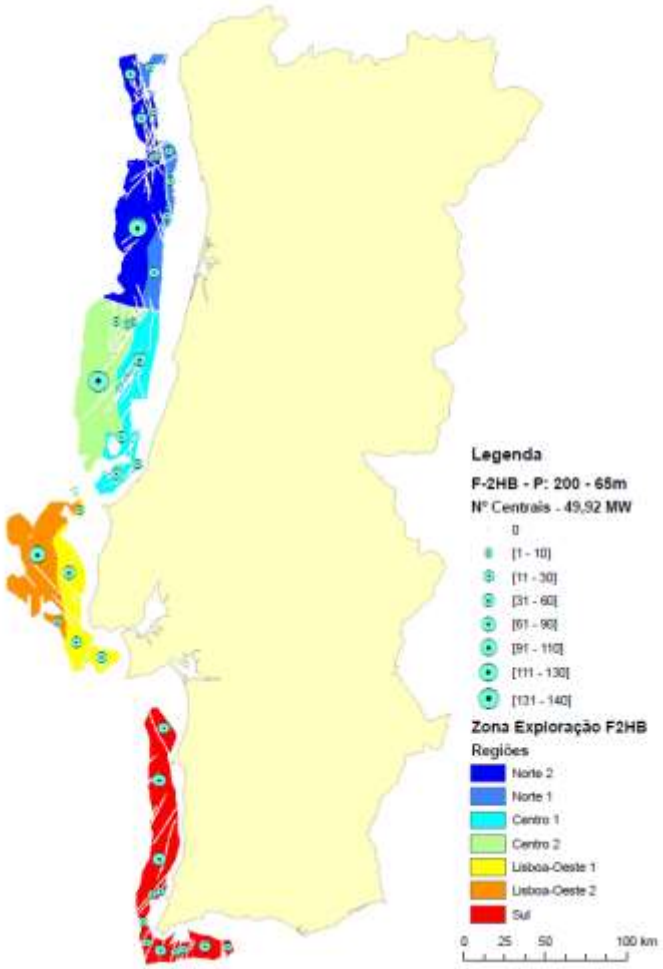



Figura 76 – Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,92 MW - Energia das Ondas - Conversor F-2HB.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 11208,30 | 12550,96 | 10503,41 | 5076,47 |
| **Nº Centrais** (1) | 192 | 215 | 183 | 142 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 9584,64 | 10732,8 | 9135,36 | 7088,64 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 7654,64 | 10272,8 | 8435,36 | 6818,64 |

(1) Central de 49,92 MW de potência instalada, com 96 conversores F-2HB de 520 kW de Potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da Equação 18, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

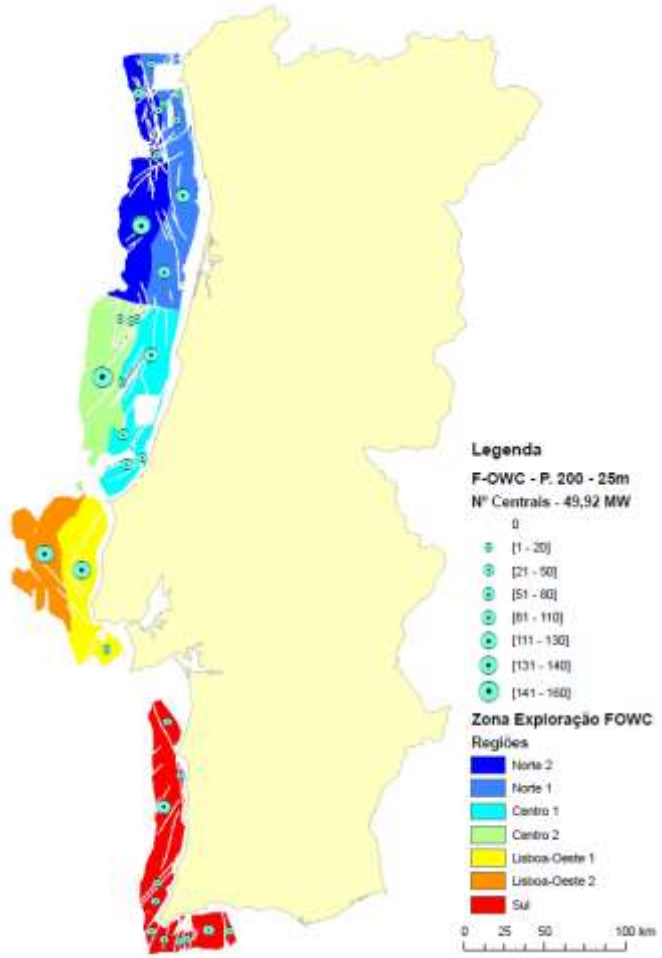



Figura 77 – Regiões de Exploração e n.º de centrais de 49,92 MW - Energia das Ondas - Conversor F-OWC.

| Regiões | Norte | Centro | Lisboa-Oeste | Sul |
|---|---|---|---|---|
| **Energia (GWh)** (1) | 32087,45 | 28366,69 | 25301,71 | 11264,19 |
| **Nº Centrais** (1) | 362 | 320 | 290 | 209 |
| **Potencia Total (MW) passível a ser instalada na área de cada Região de Exploração [a]** | 18071,04 | 15974,4 | 14476,8 | 10433,28 |
| **Cap. de Receção total da RNT (MVA) [b]** (2) | 1930 | 460 | 700 | 270 |
| **Zona de Receção da RNT (ZR)** | ZR1; ZR2; ZR3 | ZR4 | ZR5; ZR6 | ZR7 |
| **Capacidade adicional necessária à rede para rececionar a potência total passível de ser instalada [c]=\|[b]-[a]\|** (2)(3) | 16141,04 | 15514,4 | 13776,8 | 10163,28 |

(1) Central de 49,92 MW de potência instalada, com 80 conversores F-OWC de 624 kW de Potência nominal. A energia dos dispositivos são obtidos através da Equação 18, dependente do Recurso Local, com um MAR de 25kW/m, os dispositivos encontram-se equidistantes um dos outros com um espaçamento de 400m. A este valor considerou-se as perdas elétricas equivalentes: 3%; perdas energéticas por indisponibilidade operacional: 7% e perdas energéticas por *Curtailment*: 5%.

(2) Considerou-se cosΦ=1.

(3) Se 0, a rede tem capacidade de rececionar toda a potência passível de ser instalada.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Na análise anterior é possível verificar que existe uma enorme área disponível, nas regiões selecionadas, onde é possível instalar várias centenas de centrais renováveis *offshore*.

Verificou-se que, tanto para a energia eólica offshore como para a energia das ondas, para que a RNT consiga rececionar a potência disponível por região, é necessário um grande reforço da rede elétrica, exceto na instalação de conversores de energia das ondas B-OF, nas regiões Lisboa-Oeste e Sul para a *Monopile* e região Sul para a *Jacket*. No entanto esta análise foi efetuada apenas para demonstrar o grande potencial disponível no mar português, sendo necessário efetuar uma análise mais detalhada das possíveis configurações da instalação dos sistemas de aproveitamento de energia renovável offshore (para cada tecnologia) e respetiva capacidade. Apesar do enorme potencial existente na costa portuguesa para a instalação de sistemas de energia renovável *offshore*, é necessário garantir que a rede elétrica tem a capacidade de receber a energia produzida pelas futuras centrais. Assim, este tema é tratado na atividade deste projeto, apresentando-se no capítulo 4, os cenários de desenvolvimento, tendo em conta a capacidade disponível na rede elétrica, o recurso energético, as condicionantes físicas, ambientais e técnicas e também o consumo na zona de rede onde se prevê injetar energia, as quais constituem dados necessários ao desenvolvimento da atividade 4 deste projeto.

# 4. CONTRIBUIÇÃO PARA A ATIVIDADE 4 – DADOS DE ENTRADA

A instalação de centrais *offshore* poderá acontecer de forma faseada, onde poderão ser criadas zonas de exploração *offshore* (abertura de zonas) através da instalação de cabos submarinos (cabos de exportação) conectando subestações da RNT em terra a possíveis subestações *offshore*. Estas subestações no mar poderão ter a capacidade para rececionar várias centrais *offshore*, possibilitando assim a transmissão da eletricidade gerada à RNT em terra.

## 4.1 PLANEAMENTO DE INJEÇÃO DE GERAÇÃO OFFSHORE NA RNT

Com o objetivo de selecionar as zonas de interesse com possibilidade de injeção na RNT, foram selecionados locais através dos seguintes critérios:

- Potencial energético renovável disponível.
- Proximidade a subestações da RNT a 25 km da costa.
- Proximidade a zonas de consumo em Portugal Continental.

Foram definidos os traçados dos cabos submarinos de transporte da geração *offshore* para a RNT, com as seguintes condicionantes:

- Os cabos submarinos, junto à costa, têm de estar enterrados até uma profundidade de 50 metros (Wave Energy Center, 2004).



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

- A localização dos cabos evita zonas rochosas e Áreas Protegidas.

Foram definidos os pontos de Interligação *offshore*, com a possibilidade de ligação de várias centrais *offshore* na zona, além da definição do respetivo ponto de interligação na costa.

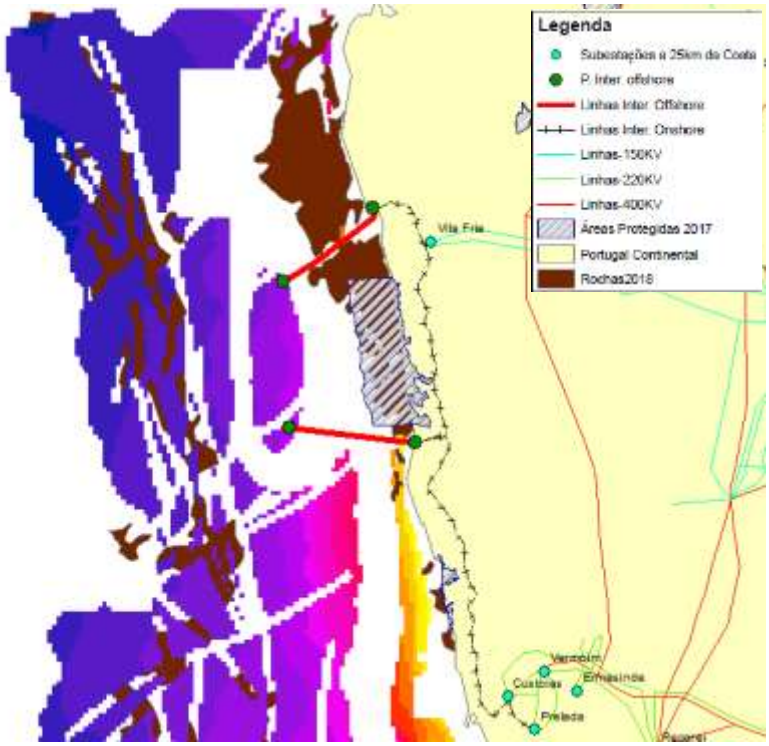



Figura 78 - NEPS Vestas V164 - Fundações Monopile + Windfloat. Planeamento Injeção Offshore na RNT.

Foram também traçados os respetivos cabos onshore de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT. Ao utilizar imagens de satélite, os cabos onshore foram traçados através dos seguintes critérios:

- Evitar zonas urbanas.
- Seguir estradas de terra, municipais, nacionais e/ou autoestradas.
- Traçado com menor comprimento possível.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

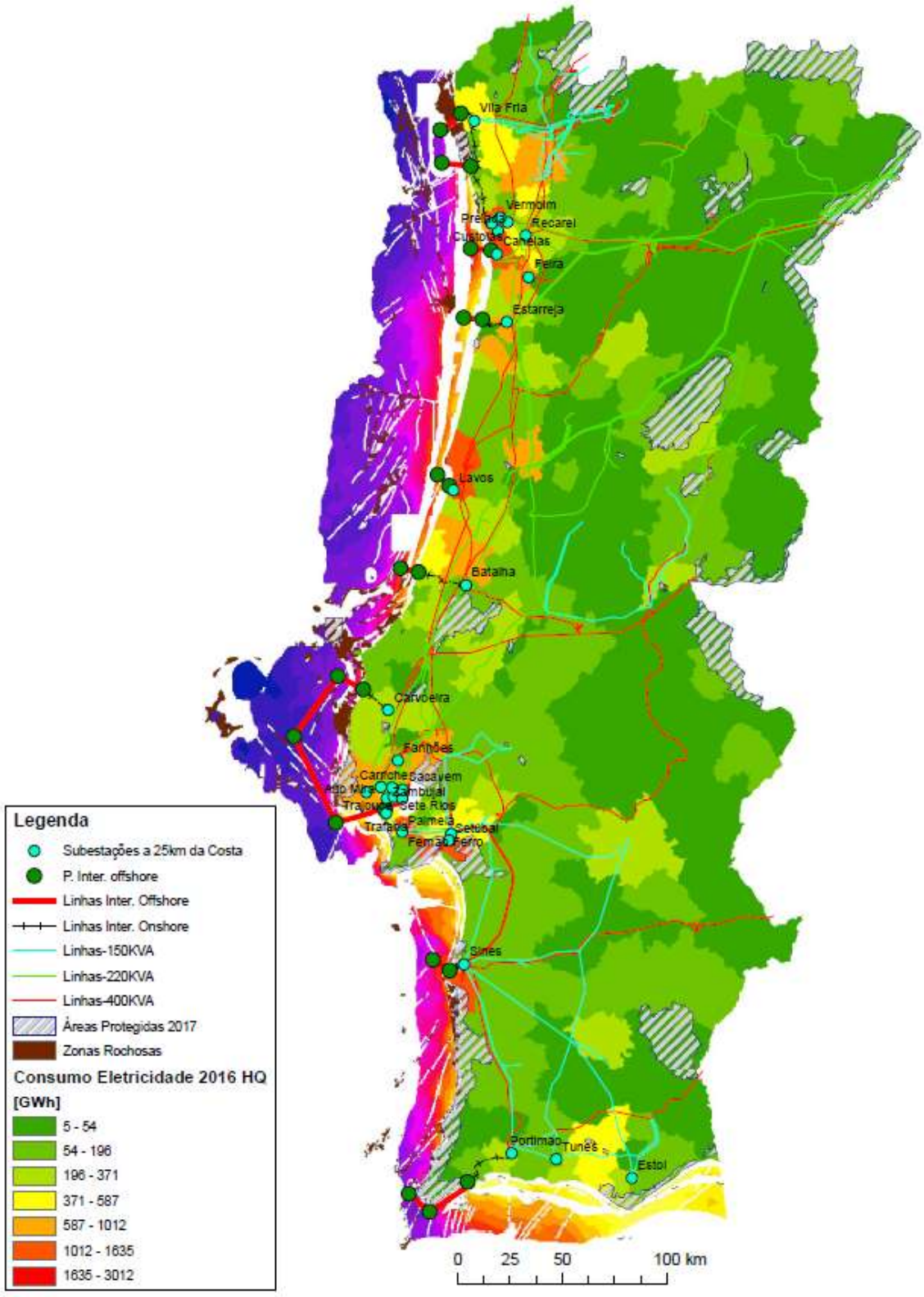



Figura 79 - NEPS Vestas V164 - Fundações Monopile + Windfloat.
Planeamento Injeção Offshore na RNT - Portugal Continental.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

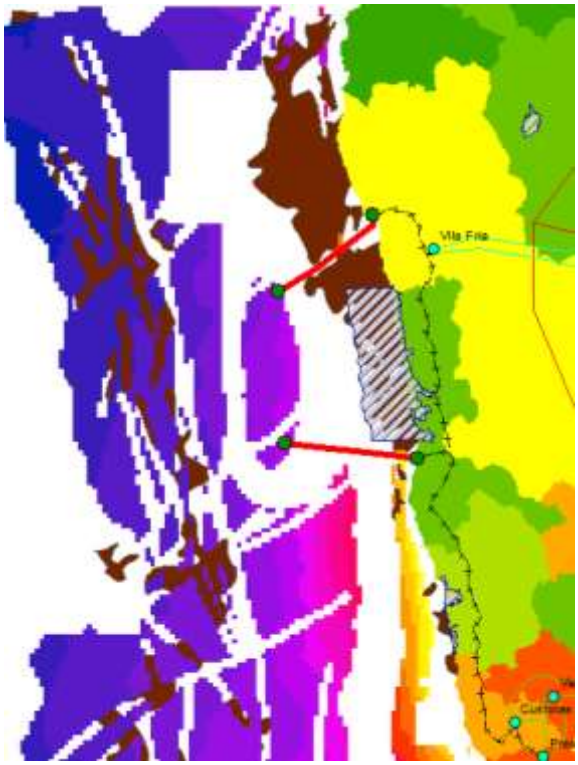



Figura 80 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Norte 1.

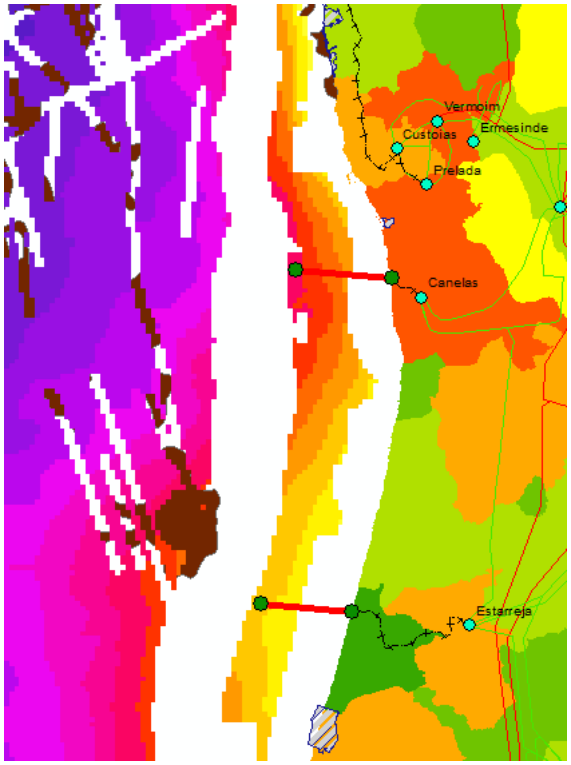



Figura 81 - - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Norte 2.

Figura 82 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Oeste 1.

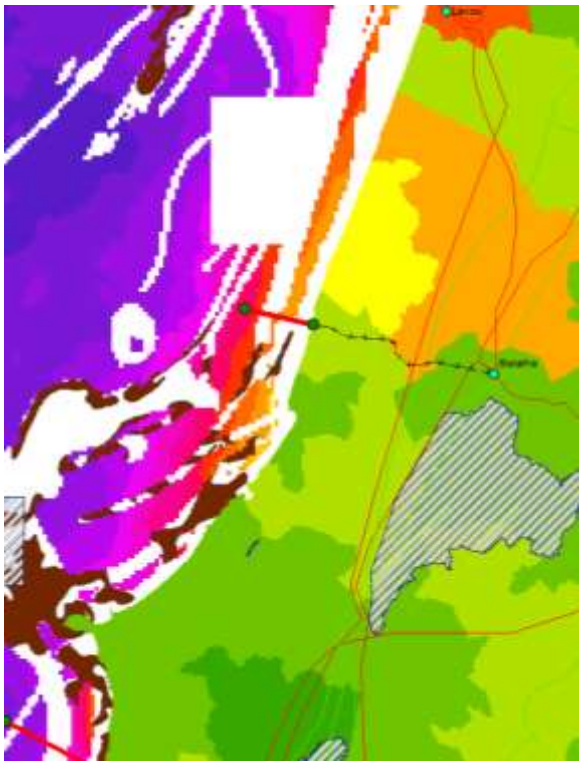


Figura 83 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Oeste 2.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

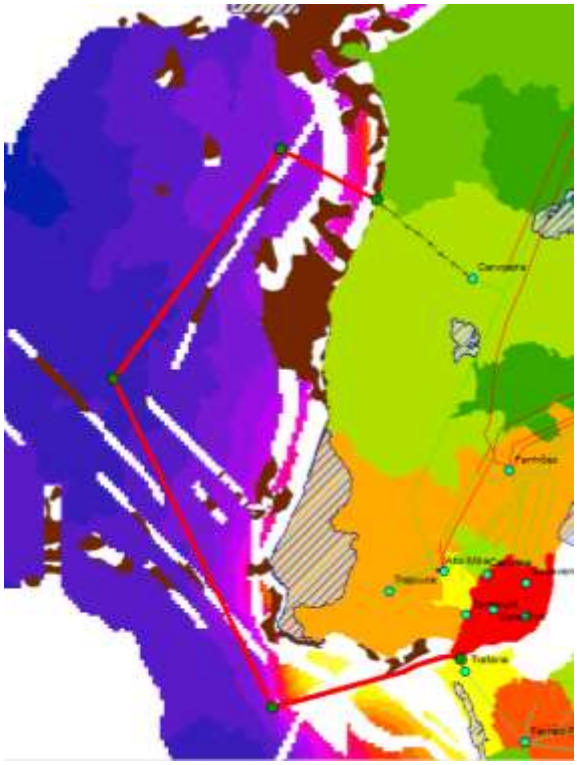


Figura 84 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Lisboa 1.

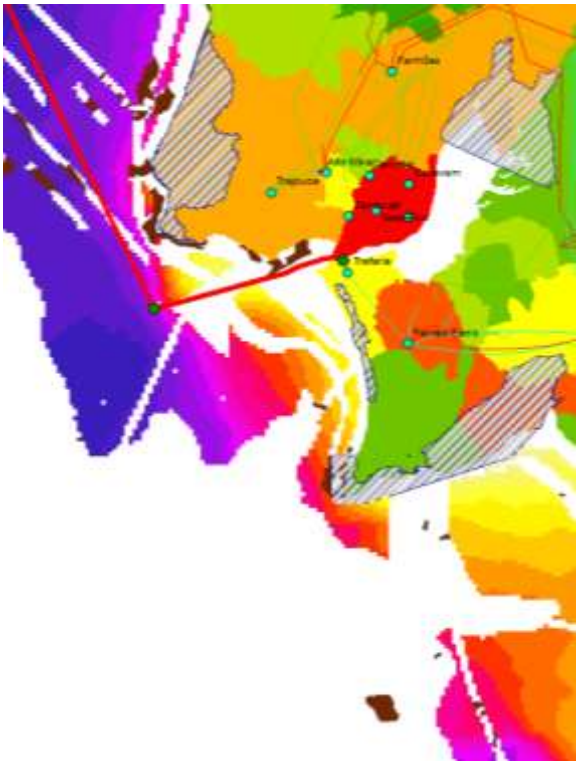


Figura 85 - - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Lisboa 2.

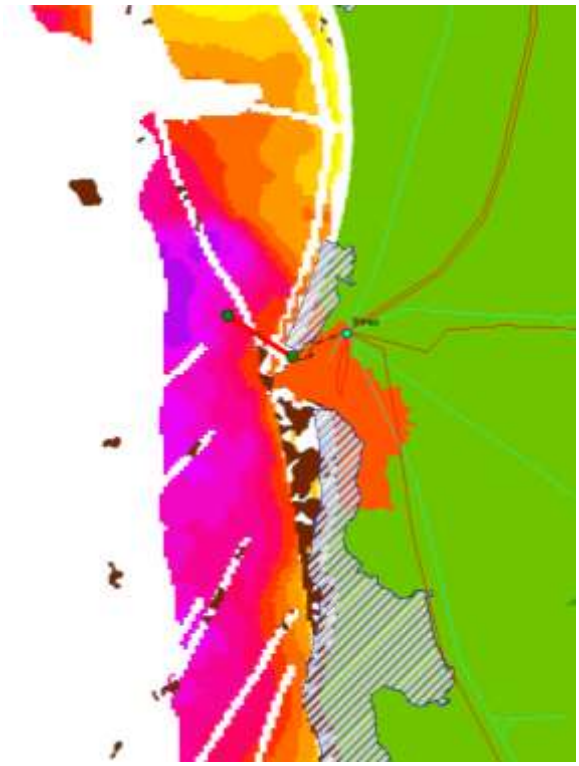


Figura 86 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Sul - Sines.

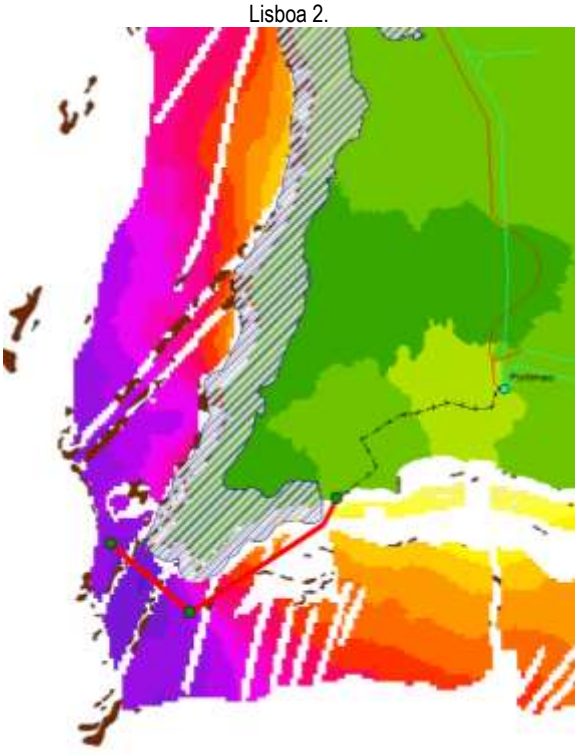


Figura 87 - Planeamento Injeção Offshore na RNT - Zona Sul - Algarve.

Através das regiões de exploração definidas no Capítulo 3.5, foi possível definir a abertura de "zonas" de exploração identificadas nas figuras abaixo.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

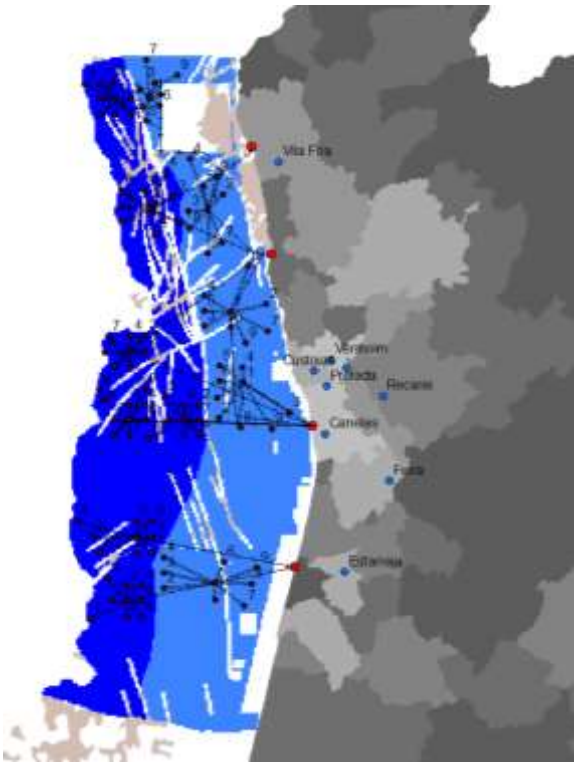



Figura 88 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Norte.

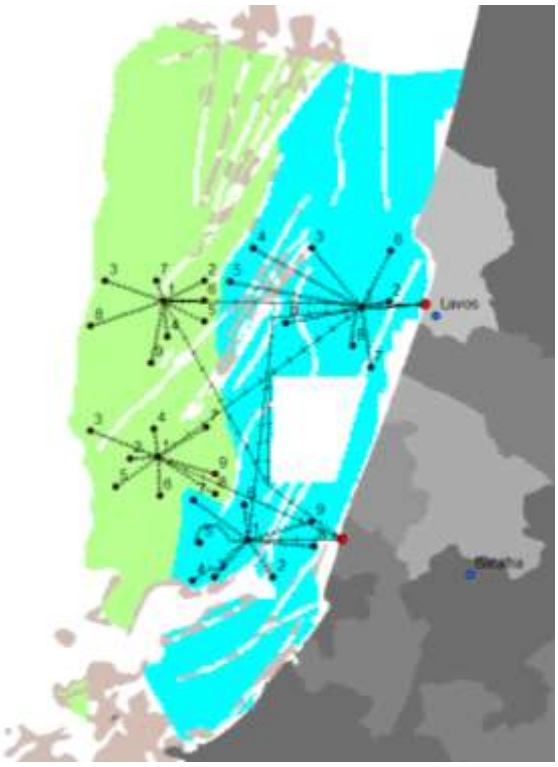



Figura 89 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Centro.

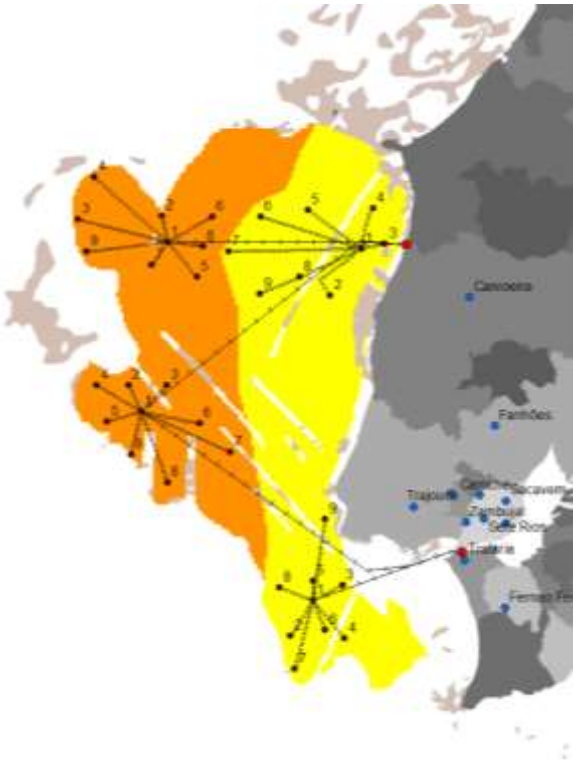



Figura 90 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Lisboa-Oeste.

Figura 91 – Identificação de Zonas de Exploração - Região Sul.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Dentro de cada uma das Regiões de Exploração foram identificados e selecionados os melhores locais para instalação de Centrais *Offshore*. O critério de seleção passou pela localização dos pontos de injeção Offshore, definidos no Planeamento de Injeção Offshore na RNT, seguidos de abertura de "zonas" onde o recurso energético tem grande potencial. Na abertura de cada "zona" existe um *centróide* que é o ponto de interligação de 9 centrais offshore. As 9 centrais encontram-se equidistantes ao redor do *centróide*. Quando uma "zona" próxima à costa é aberta, poder-se-á abrir uma nova "zona" mais afastada da costa.

## 5. Notas finais

O presente relatório apresenta os trabalhos efetuados no âmbito da "*Atividade 3 – Identificação de zonas de exclusão e outros constrangimentos ao desenvolvimento de sistemas de aproveitamento de energias offshore na costa Portuguesa.*". Os estudos efetuados permitiram identificar um elevado potencial energético e características naturais e infrastruturais favoráveis ao aproveitamento de energias renováveis marinhas na Costa Portuguesa.

As condicionantes ambientais e físicas identificadas no Capítulo 2.1 foram utilizadas na ferramenta de planeamento GIS (Capítulo 2.1.2) de forma a obter as áreas possíveis de exploração (Capítulo 3.1) para cada uma das tecnologias selecionadas no Capítulo 2.1.3. Através do Atlas de recurso eólico e ondas demonstrados na Figura 29 e Figura 36, respetivamente, e das áreas possíveis de exploração, no Capítulo 3.2 foi possível obter o mapeamento de recurso (eólico e ondas) para cada uma das tecnologias selecionadas. Este mapeamento será utilizado na análise económica espacial realizada na Atividade 4 do projeto.

No Capítulo 2.2.1 foram demonstrados os modelos que definem o cálculo dos indicadores económicos e como é obtida a energia anual produzida pelas centrais eólicas offshore e centrais de energia das ondas.

Através da análise das zonas de consumo de eletricidade em Portugal Continental, verificou-se que os grandes centros de consumo se encontram junto ao litoral, facto que favorece a instalação de sistemas de energias renováveis offshore, fazendo com que a produção e o consumo sejam próximos, reduzindo assim as perdas por transmissão e eventuais custos associados.

No desenrolar deste trabalho, houve dificuldade na obtenção de algumas informações, em especial a caracterização económica das tecnologias, principalmente devido ao facto de estas se encontrarem ainda em pouco disseminadas, no entando, através de uma análise aprofundada da bibliografia e atualização da informação, no Capítulo 2.2 foi possível demonstrar e também criar metodologias para a obtenção do CAPEX, OPEX e DECEX atual para cada tecnologia selecionada no Capítulo 2.1.3, sendo estes custos sensíveis à distância da localização da central *offshore* aos portos e às subestações em terra.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

No Capítulo 3.5 foram selecionadas quatro Regiões de Exploração *Offshore*: Norte, Centro, Lisboa-Oeste e Sul, Figura 70, tendo em conta as áreas possíveis de exploração de todas as tecnologias selecionadas, numa perspetiva de implementar cenários de evolução na instalação de centrais offshore em Portugal Continental. Posteriormente, para cada tecnologia selecionada foi possível analisar o potencial de cada região em termos de potência passível de ser instalada. Verificou-se que as regiões Norte, Centro e Lisboa-Oeste dispõem de uma vasta área *offshore*, onde o recurso disponível permite instalar um elevado número de centrais eólicas fixas e flutuantes, o que também acontece no caso de energia das ondas onde a dimensão dos dispositivos é menor. Verificou-se também que, para a rede nacional de transporte de eletricidade conseguir rececionar a potência disponível por região, é necessário um grande reforço. No entanto, a análise anterior foi efetuada apenas para demonstrar o grande potencial disponível no mar português, sendo a análise mais detalhada deste assunto tratada na Atividade 4 deste projeto, com a apresentação de senários de desenvolvimento das energias renováveis Offshore no período temporal 2020-2050.

Como demonstra o Capítulo 4, a instalação de centrais offshore poderá acontecer de forma faseada, onde poderão ser criadas zonas de exploração *offshore* (abertura de zonas) através da instalação de cabos submarinos (cabos de exportação) conectados à subestações em terra a possíveis subestações *offshore* onde várias centrais poderão se conectar à rede e transmitir a eletricidade gerada para a RNT em terra.

No Capítulo "*4.1- Planeamento de Injeção de Geração offshore na RNT"* foi efetuada a identificação de locais possíveis de instalação das subestações *offshore* e correspondente cabo submarino (cabo de exportação) de ligação à uma subestação da RNT em terra, respeitando as condicionantes físicas, ambientais e técnicas. O planeamento de injeção de geração *offshore* na RNT é necessário para o cálculo otimizado dos indicadores económicos, a ser efetuado na Atividade 4, que são sensíveis ao comprimento dos cabos de exportação.

As metodologias em desenvolvidas demonstram capacidade de conduzir aos resultados esperados, as ferramentas em desenvolvimento encontram-se em fase contínua de testes, demonstrando servir os objetivos traçados. Prevê-se a continuidade do seu desenvolvimento no pós-projeto, em particular da interface com o utilizador e seu uso pelas entidades do setor.

Os resultados obtidos e as metodologias em desenvolvidas permitirão planear, programar temporalmente e hierarquizar a instalação de tecnolgoias renováveis offshore.

## 6. BIBLIOGRAFIA

Antunes, T., Antunes, T. A., Santos, P., & Pires, A. (2018). Limitations of HVAC Offshore Cables in Large Scale Offshore Wind Farm Applications. *Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal*, *3*(2), 146–156.

Astariz, S., & Iglesias, G. (2015). Enhancing wave energy competitiveness through co-located wind and wave energy farms. A review on the shadow effect. *Energies*, *8*(7), 7344–7366. https://doi.org/10.3390/en8077344

Aw-energy.com. (2018). WaveRoller. Retrieved from http://aw-energy.com/waveroller/



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Babarit, A., Hals, J., Muliawan, M. J., Kurniawan, A., Moan, T., & Krokstad, J. (2012). Numerical benchmarking study of a selection of wave energy converters. *ELSEVIER - Renewable Energy*, *41*(Renew. Energy), 44–63. https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.10.002

Bloomberg. (2018). 2H 2017 Wind Turbine Price Index. Retrieved July 17, 2018, from https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/

BVG associates. (2012). Offshore wind cost reduction pathways - Technology work stream, (June), 232. Retrieved from http://www.thecrownestate.co.uk/media/305086/BVG

BVG associates, & InnoEnergy KIC. (2017a). Floating Offshore. 55 technology innovations that will have greater impact on reducing the cost of electricity from European floating offshore wind farms. *Nature Communications*, *4*(February). Retrieved from www.innoenergy.com

BVG associates, & InnoEnergy KIC. (2017b). Future renewable energy costs: offshore wind. *Future Renewable Energy Costs*, 80.

Candelária, A., & Pontes, M. T. (2008). Mapping the Wave Energy Potential in Portugal, (October), 1–5.

Castro-Santos, L., Prado-Garcia, G., Costa, P., & Estanqueiro, A. (2013). Methodology to design an economic and strategic offshore wind energy Roadmap in Portugal. *10th Deep Sea Wind R&D Conference*, (January), 168–176.

Castro-Santos, L., Prado-Garcia, G., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2018). Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *ELSEVIER - Renewable EnergyRenewable Energy*, *132*, 1251–1262. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.031

Castro, R. (2011). *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica, e Mini-Hídrica*. Lisboa: IST Press. Retrieved from http://www.engebook.com/2/7204/Uma-Introducao-as-Energias-Renovaveis-Eolica-Fotovoltaica-e-Mini-hidrica

Copple, R. W., & Capanoglu, C. (2012). Tension Leg Wind Turbine (TLWT) Conceptual Design Suitable For a Wide Range of Water Depths. *International Design, Engineering and Analysis Services (I.D.E.A.S.) - The International Society of Offshore and Polar Engineers*. Retrieved from https://www.onepetro.org/conference-paper/ISOPE-I-12-056

CorPower Ocean. (2017). The CorPower Wave Energy Converter. Retrieved from http://www.corpowerocean.com/corpower-technology/corpower-wave-energy-converter/

Costa, P., Couto, A., Silva, J., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2018). Reavaliação do Potencial Eólico Sustentável em Portugal Continental (2018), (Nota Técnica UER.#101.2018). https://doi.org/10.13140/RG.2.2.28834.27840

Costa, P., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2006). Assessment of the Sustainable Offshore Wind Potential in Portugal. *EWEC European Wind Energy Conference and Exhibition*, 8. Retrieved from http://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/1957/1/OWENES_2006_OFFSHORE.pdf

Dalton, G. J., Alcorn, R., & Lewis, T. (2011). A 10 year installation program for wave energy in Ireland: A case study sensitivity analysis on financial returns. *Renewable Energy*, *40*(1), 80–89. https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.09.025

de Andres, A., Maillet, J., Todalshaug, J. H., Möller, P., Bould, D., & Jeffrey, H. (2016). Techno-economic related metrics for a wave energy converters feasibility assessment. *Sustainability (Switzerland)*, *8*(11). https://doi.org/10.3390/su8111109

Deloitte. (2018). Taxas do imposto | Guia Fiscal 2017. Retrieved June 25, 2018, from http://www.deloitte-guiafiscal.com/irc/taxas-do-imposto

DGRM. (2015). *Limites dos estabelecimentos de culturas marinhas (Aquicultura)*. Retrieved from http://geoportal.snimar.pt/metadados.html?id=eb017219-696b-4d22-ba40-f8a09e5abc79

DGT. (2017). Geoportal SNIG. Retrieved August 28, 2017, from http://snig.dgterritorio.pt/portal/

DGT. (2018). Carta Administrativa Oficial de Portugal - Versão 2017. Retrieved May 20, 2018, from http://www.dgterritorio.pt/cartografia_e_geodesia/cartografia/carta_administrativa_oficial_de_portugal_caop_/caop__download_/carta_administrativa_oficial_de_portugal___versao_2017__em_vigor_/

Djapic, P., Strbac, G., & Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation. (2008). Cost benefit methodology for optimal design of offshore transmission systems. *Berr*, (July), 1–86.

EDP-Renováveis. (2014). The WindFloat Atlantic Project, (April), 1–22.

EDP-Renováveis. (2016). WindFloat Atlantic : a step change in turning floating wind commercial, (March). Retrieved from https://ec.europa.eu/maritimeaffairs/maritimeday/sites/mare-emd/files/event-downloads/2016-windfloat_en.pdf

EMEC. (2018a). CORPOWER OCEAN. Retrieved from http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/corpower-ocean/

EMEC. (2018b). PELAMIS WAVE POWER. Retrieved from http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/

EMEC. (2018c). PRESS RELEASE: CORPOWER DEPLOY C3 WAVE ENERGY CONVERTER AT EMEC. Retrieved from http://www.emec.org.uk/press-release-corpower-deploy-c3-wave-energy-converter-at-emec/

emepc. (2018). SNIMAR. Retrieved April 2, 2018, from http://www.snimar.pt/

engineering.com. (2015). Siemens 7MW Offshore Wind Turbine: Internal Changes Lead to Increased Performance. Retrieved June 29, 2018, from https://engineering.com/ElectronicsDesign/ElectronicsDesignArticles/ArticleID/9793/Siemens-7MW-Offshore-Wind-Turbine-Internal-Changes-Lead-to-Increased-Performance.aspx

ESRI. (2010). ArcMap 10.0. Retrieved from https://www.esri.com/en-us/arcgis/about-arcgis/overview



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

European Wind Energy Association. (2011). *Wind in our Sails*. Retrieved from http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/23420_Offshore_report_web.pdf

Gonzalez-Rodriguez, A. G. (2017). Review of offshore wind farm cost components. *Energy for Sustainable Development*, *37*, 10–19. https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001

Hertenstein, J. H., & Mckinnon, S. M. (1997). Solving the puzzle of the cash flow statement. *ELSEVIER - Business Horizons*, *40*(1), 69–76. https://doi.org/10.1016/S0007-6813(97)90028-8

Hywind Scotland. (2018). Hywind Scotland Pilot Park Offshore Wind Farm. Retrieved June 29, 2018, from https://www.4coffshore.com/windfarms/hywind-scotland-pilot-park-united-kingdom-uk76.html

ICNB e ICNF. (2004). *Habitats Naturais - 1170 - Recifes*. Retrieved from http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/rn2000/resource/doc/rn-plan-set/hab/hab-1170

ICNF. (2017). Áreas Protegidas, Rede Natura e Sítios Ramsar - Portugal continental. Retrieved October 5, 2017, from http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/cart

ICNF. (2018). Man and the Biosphere (MaB). Retrieved June 18, 2018, from http://www2.icnf.pt/portal/pn/biodiversidade/ei/MaB

IEA, & NEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity - 2015 Edition*. *INTERNATIONAL ENERGY AGENCY*. Retrieved from https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf

IHI Markeit. (2018). Steel Price Forecast and Market Outlook. Retrieved July 20, 2018, from https://ihsmarkit.com/solutions/steel-forecast.html

INE. (2018). Atualização de Valores com Base no IPC. Retrieved July 16, 2018, from https://ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ipc

InnoEnergy KIC. (2017). HiWave. Retrieved from http://www.innoenergy.com/innovationproject/our-innovation-projects/hiwave/

Instituto Hidrográfico. (2010). Carta dos Sedimentos Superficiais da Plataforma Continental Portuguesa. Retrieved April 20, 2018, from http://www.hidrografico.pt/carta-sedimentos-superficiais.php

IPMA. (2016). *WMS Complexos Recifais ao largo da costa Portuguesa*. Retrieved from http://geoportal.snimar.pt/metadados.html?id=14742120-52d8-4878-8804-a56a27762341

Ivan Shumkov. (2015). Van Oord installs last foundation for Gemini offshore wind farm. Retrieved from https://renewablesnow.com/news/van-oord-installs-last-foundation-for-gemini-offshore-wind-farm-497990/

Kling, W., Bresesti, P., & Valadè, I. (2005). Transmission systems for offshore wind farms in the Netherlands. *Copenhagen Offshore Wind 2005 Conference*, (October), 1–7. Retrieved from http://wind.nrel.gov/public/SeaCon/Proceedings/Copenhagen.Offshore.Wind.2005/documents/papers/Grid_connection/W.Kling_Transmission_systems_for_offshore_wind_farms.pdf

Lakshmanan, P., Liang, J., & Jenkins, N. (2015). Assessment of collection systems for HVDC connected offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, *129*, 75–82. https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.07.015

Lien, K. H. (2016). Hywind Scotland – Marine Operations.

LNEG. (2016). *Planeamento do aproveitamento das energias renováveis offshore em Portugal - Offshore-Plan; Candidatura PO-Seur 01-2016-36 - Memória Descritiva*.

Maciel, J. G. (2010). The WindFloat Project. *Conference Atlantic Forum*, *EDP-Inovaç*(May), 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf

Maciel, J. G., & EDP-Renováveis. (2012). The WindFloat Project - Deep Offshore Wind - an opportunity for Europe. *Conference Atlantic Forum*, 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf

MathWorks. (2018). MATLAB. Retrieved June 25, 2018, from https://www.mathworks.com/products/matlab.html

MHI Vestas Offshore Wind. (2018). Parkwind and MHI Vestas Join Forces for Northwester 2 in Belgium. Retrieved from http://www.mhivestasoffshore.com/parkwind-and-mhi-vestas-join-forces/

Möller, P., & CorPower Ocean. (2017). Wave Power Take Off: Have we cracked it? Ocean Energy Europe, (October).

Musial, W., Butterfield, S., & Ram, B. (2006). Energy From Offshore Wind. *Offshore Technology Conference*, 1–11. https://doi.org/10.4043/18355-MS

Myhr, A., Bjerkseter, C., Ågotnes, A., & Nygaard, T. A. (2014). Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a lifecycle perspective. *Renewable Energy*, *66*, 714–728. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017

Ng, C., & Ran, L. (2016). *Offshore Wind Farms - Technologies, Design and Operation*. (C. Owen, J. Hayton, A. White, O. Mukthar, & V. P. Esser, Eds.). Elsevier Ltd.

O'Connor, M., Lewis, T., & Dalton, G. (2013). Operational expenditure costs for wave energy projects and impacts on financial returns. *Renewable Energy*, *50*, 1119–1131. https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.08.059

OffshoreWind.net. (2017). Offshore Wind Turbine Foundations- Current & Future Prototypes. Retrieved from http://offshorewind.net/offshore-wind-turbine-foundations-current-future-prototypes/

OMIP. (2018). Dados de Mercado. Retrieved April 26, 2018, from https://www.omip.pt/pt-pt/market-data/spot?date=2018-01-05&zone=PT

PEC-UE. (2008). Directive 2008/56/EC - Diretiva-Quadro "Estratégia Marinha." *PARLAMENTO EUROPEU E O CONSELHO DA UNIÃO EUROPEIA - Official Journal of the European Union*, *PT*, 19–40. Retrieved from https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32008L0056&from=PT

Pohl, D. M. (2013). The BAW's new field of activity "offshore" started six years ago. Retrieved June 29, 2018, from



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

https://www.baw.de/EN/geotechnik/projekte/projekte.html?id=baw-seit-sechs-jahren-auch-offshore-aktiv

PORDATA, & BP. (2018a). Taxas de juro sobre novas operações de empréstimos (média anual) a empresas: total e por escalão de crédito. Retrieved from https://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+juro+sobre+novas+operações+de+empréstimos+(média+anual)+a+empresas+total+e+por+escalão+de+crédito-2847-244821

PORDATA, & BP. (2018b). Taxas de rendibilidade de obrigações do tesouro. Retrieved June 29, 2018, from https://www.pordata.pt/Portugal/Taxas+de+rendibilidade+de+obrigações+do+tesouro-2803

PORDATA, & DGEG/MEc. (2018). Total Consumo de energia eléctrica por tipo de consumo do 2016. Retrieved May 22, 2018, from https://www.pordata.pt/Portugal/Consumo+de+energia+eléctrica+total+e+por+tipo+de+consumo-1124

Portaria n.º 202/2015. (2015). *Diário Da República*, *2.ª série*(N.º 132 — 12 de julho de 2016), 21436. Retrieved from https://dre.pt/application/file/74925236

Prado-Garcia, G., & Castro-Santos, L. (2013). Roadmapping Offshore Renewables in Portugal. Methodologies for Design, Monitor and Update Strategic Roadmaps: Application to Marine Energy Development in Portugal. *LNEG*, (January).

Previsic, M., Siddiqui, O., Bedard, R., & Hagerman, G. (2004). System level design, performance and costs for San Francisco California Pelamis offshore wave power plant. *Power*.

Principle Power. (2017). WindFloat Pacific Project. Retrieved from https://www.osti.gov/servlets/purl/1339449

REN. (2017). Mapa da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade. Retrieved April 15, 2018, from https://www.ren.pt/files/2017-05/2017-05-04143651_f7664ca7-3a1a-4b25-9f46-2056eef44c33$$72f445d4-8e31-416a-bd01-d7b980134d0f$$54dd00f8-4b0c-4196-996a-baef3f764b14$$storage_image$$pt$$1.jpg

REN. (2018). Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de acesso à rede. Situação a 31 de Dezembro de 2017, 72. Retrieved from http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/CaracterizacaoRNT/Caracteriza??o da RNT 31-12-2014.pdf

Resolução do Conselho de Ministros n.º 174/2017. (2017). *Diário Da República, 1.ª Série — N.º 172 — 5 de Setembro de 2017*, 6176–6188.

Rummelhoff, I. (2017). World's first floating wind farm has started production. Retrieved June 29, 2018, from https://www.equinor.com/en/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html

Sánchez, M. C. (2011). Sistema de Monitorización y Supervisión de Una Boya Para Generación de Energía Undimotriz. *Universitat Politècnica de Catalunya*.

Sarabia, A. F., & Espallargas, C. A. (2010). Assessment of 42 Km , 150 kV AC submarine cable at the Horns Rev 2 HVAC wind farm. *Department of Energy Technology, Aalborg University*.

Sclavounos, P. D., Tracy, C., & Lee, S. (2007). *Floating Offshore Wind Turbines: Responses in a Seastate, Pareto Optimal Designs and Economic Assessment*. *International Conference on Offshore …*. https://doi.org/10.1115/OMAE2008-57056

Senvion. (2018). Senvion 6.2M126. Retrieved July 9, 2018, from https://senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/6xm/62m126/

Short, W., Packey, D., & Holt, T. (1995). A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies. *NREL - National Renewable Energy Laboratory*, *2*(March), 120. https://doi.org/NREL/TP-462-5173

Siemens. (2015). Siemens Increases Power Output of Direct Drive Offshore Wind Turbine. Retrieved June 29, 2018, from https://siemens.com/press/en/pressrelease/?press=/en/pressrelease/2015/windpower-renewables/pr2015030149wpen.htm&content[]=WP

Siemens Gamesa. (2017). SWT-6.0-154 - Offshore Wind Turbine. Retrieved June 29, 2018, from https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-swt-6-0-154

Silva, C. A. S., Matias, S., Mafra, C., Sim-Sim, F., Estaqueiro, A., Simões, T., … Cardoso, A. (2011). RoadMap para as Energias Renováveis Offshore em Portugal.

Silva, N., Fernandes, M., Marujo, R., Simões, T., Costa, P., & Estanqueiro, A. (2011). Roadmap para as energias renováveis offshore em Portugal.

Statoil. (2016). Hywind Scotland Park - Brochure, 300. Retrieved from http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/HywindScotland/Pages/default.aspx?redirectShortUrl=http://www.statoil.com/HywindScotland

Statoil. (2018). Building Hywind. Retrieved from https://www.equinor.com/en/magazine/hywind-oil-industry-expertise.html

SWAY AS. (2018). SWAY Concept. Retrieved June 29, 2018, from http://www.sway.no/?page=166

The Crown Estate. (2010). A Guide to an Offshore Wind Farm. *A Guide to an Offshore Wind Farm Published on Behalf of the Crown Estate*. Retrieved from https://www.thecrownestate.co.uk/media/5408/ei-a-guide-to-an-offshore-wind-farm.pdf

The Crown Estate. (2012). Offshore wind cost reduction pathways - Finance work stream, (May), 232. Retrieved from http://www.thecrownestate.co.uk/media/305086/BVG OWCRP technology work stream.pdf

Tian, C., Luo, X., Dong, J., Chen, B., & Yuan, J. (2017). Voltage and reactive power optimisation of offshore wind farms based on terminal voltage control mode of DFIG, *2017*(October), 874–879. https://doi.org/10.1049/joe.2017.0455

University of Strathclyde. (2015). The Practicality and Challenges of Using XL Monopiles for Offshore Wind Turbine Substructures. Retrieved July 18, 2018, from http://esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/14-15/XL_Monopiles/technical.html

Vattenfall UK. (2018). Suction bucket jacket foundations. Retrieved July 2, 2018, from https://corporate.vattenfall.co.uk/projects/wind-energy-projects/european-offshore-



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

wind-deployment-centre/construction/suction-bucket-jacket-foundations/

Vestas. (2011). Vestas V164-8.0MW. https://doi.org/10/2012-EN

Vestas Wind Systems. (2011). Introducing the V164-7.0 MW.

Wavec. (2006). OWC Pico Power Plant. Retrieved from http://www.pico-owc.net/

WindPlus. (2017). The WindFloat Project. *European Leadership in Renewables — Funding Innovation*, (Sustainable Energy Week-European Comission), 1–37. Retrieved from http://www.wavec.org/client/files/11_Joao_Maciel.pdf

WindPlus, Wavec, & Júlio de Jesus Consultores. (2018). CENTRAL EÓLICA OFFSHORE WINDFLOAT ATLANTIC - RELATÓRIO DE CONFORMIDADE AMBIENTAL DO PROJETO DE EXECUÇÃO (RECAPE) Vol. 2 – Relatório Base. *Consulta Pública*, *2*.

## Anexo I – Exemplo de Aplicação da Ferramenta POSEUR_AEMaps – Distância aos Portos

Para o CAPEX e OPEX estarem sensíveis à distância percorrida pelas embarcações na instalação e na O&M das centrais offshore, a ferramenta POSEUR_AEMaps terá de calcular a distância entre cada ponto do atlas ao porto, utilizando as Linhas Auxiliares de Acesso, já descritas no capítulo "*2.2.2 - Método de desenvolvimento da ferramenta de cálculo económico*" deste relatório. Como foi referido, foram estabelecidas duas condições para a análise da distância entre os portos e o local offshore: 1) porto fixo selecionado pelo utilizador, 2) otimização do deslocamento. No primeiro caso, quando o porto é fixo, apenas é calculada a distância entre o porto escolhido e o local offshore. No segundo caso a distância entre os portos e cada local offshore é otimizado. Ao utilizar a segunda opção, a título de exemplo, é demonstrado o cálculo da distância de cada ponto do atlas ao porto mais próximo, utilizando a Linha Auxiliar de Acesso "Prof >100" na Figura 92 e o respetivo porto mais próximo na Figura 93.

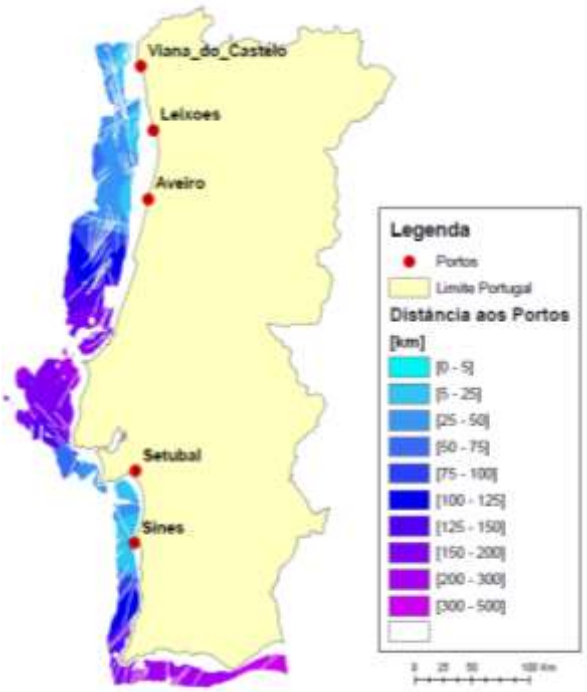



Figura 92 – mapa de distância aos portos.

Figura 93 – mapa de identificação dos portos mais próximos.



Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt

Estrada do Paço do Lumiar, 22
1649-038 LISBOA - Portugal
Tel: +351 210 924 600/1
Fax: +351 217 166 966 online:217166966@fax.ptprime.pt
www.lneg.pt