

**ESCALONAMENTO ESPACIOTEMPORAL OTIMIZADO DA EXPLORAÇÃO DAS ENERGIAS
MARINHAS OFFSHORE EM PORTUGAL****Duque J.*, Couto A.***

* Unidade de Energias Renováveis e Eficiência Energética, Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG),
I.P., Estrada do Paço do Lumiar nº22, Lisboa, 1649-038 Portugal,
joaquim.duque@lneg.pt, antonio.couto@lneg.pt

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.3074>

RESUMO

Para contribuir para um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* em Portugal, no horizonte temporal 2020-2050, desenvolveu-se um modelo matemático que visa o escalonamento (temporal e espacial) da instalação das tecnologias eólica *offshore* (flutuantes e fixas) e ondas na costa portuguesa atendendo a diferentes aspetos técnicos e económicos. O recurso a um ficheiro de parametrização externo permite otimizar diferentes cenários segundo diversas perspetivas mediante a otimização da função objetivo adequada. Os resultados obtidos respeitam as metas de capacidade nacional instalada para as próximas décadas e podem auxiliar i) as autoridades competentes na identificação dos locais de maior benefício para a economia nacional, e ii) os investidores através da identificação das regiões e tecnologias que permitem recuperar com rapidez e segurança o seu investimento.

PALAVRAS CHAVE: Renováveis *Offshore*, Energia eólica *offshore*, Energia das ondas, Exploração otimizada, Escalonamento da capacidade renovável instalada

ABSTRACT

To help optimize the exploration planning for the offshore marine energies in Portugal, over the time horizon 2020-2050, a mathematical model was developed aiming to optimally locate and schedule the install offshore technologies on the Portuguese coast for wind (floating and fixed) and waves, complying to the pertinent technical and economic aspects. The use of an external parameterization file makes it possible to optimize different scenarios for diverse perspectives by using the appropriate objective function. The results comply to the national capacity installation goals for the next decades and can assist i) the competent authorities identifying the most valuable places for the national economy, and ii) the investors on identifying the regions and technologies granting the fastest and safer recovering of the investment.

KEYWORDS: Renewable Offshore Energy, Offshore wind energy, Wave energy, Optimal exploitation scheduling of renewable capacity deployment

INTRODUÇÃO

A exploração eficiente das energias marinhas *offshore* é um fator chave para cumprir, de forma sustentável, com as diretrizes definidas pela União Europeia (UE) que visam a descarbonização das sociedades enquanto permite o crescimento da designada “economia azul”. Para auxiliar neste processo, vários autores têm proposto o desenvolvimento de ferramenta de planeamento de energias renováveis (eólica *offshore* e ondas), através da identificação de áreas adequadas de instalação destas tecnologias recorrendo a ferramentas de sistema de informação geográfica (SIG) (Castro-Santos, Prado, Simões, & Estanqueiro, 2019; Díaz & Guedes Soares, 2020; Peters, Remmers, Wheeler, Murphy, & Cummins, 2020; Vasileiou, Loukogeorgaki, & Vagiona, 2017).

Pese embora os benefícios do uso das ferramentas SIG, estas apenas permitem identificar as zonas mais adequadas para instalação das tecnologias através do cruzamento de diferentes informações relevantes (e.g., restrições técnicas e ambientais) auxiliando na mitigação dos problemas associados a gestão do espaço marinho sem negligenciar a sustentabilidade dos projetos (Díaz & Guedes Soares, 2020). Contudo, estas ferramentas não permitem um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* atendendo a aspetos como por exemplo, diferentes horizontes temporais para instalação das tecnologias e funções objetivos. Neste trabalho é apresentado um modelo matemático, complementar as ferramentas SIG, que visa a programação (temporal) otimizada da instalação de tecnologias *offshore*, em especial, os aproveitamentos de tecnologias de produção de energia eólica *offshore* e das ondas tendo em consideração aspetos como: i) adequabilidade técnica (e.g., profundidade passível de instalação) de cada tecnologia e respetivos potenciais; ii) caracterizações técnicas e económicas das diferentes tecnologias; iii) pontos de interligação à rede elétrica nacional, e potências de ligação disponíveis; e iv) cenários de crescimento da capacidade instalada no horizonte temporal considerado.

O modelo foi desenvolvido no âmbito do projeto *OFFSHORE-Plan: Planeamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal* (<http://offshoreplan.lneg.pt/>) e permite um planeamento otimizado da exploração das energias marinhas *offshore* em Portugal que evoluiu em diversas etapas para melhor representar as restrições técnicas, de planeamento e de operação e a exequibilidade das soluções encontradas.

O fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore* é apresentado na Fig. 1. O modelo implementado permite a otimização de diversos casos de estudo sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático, sendo apenas necessário modificar as parametrizações de entrada.

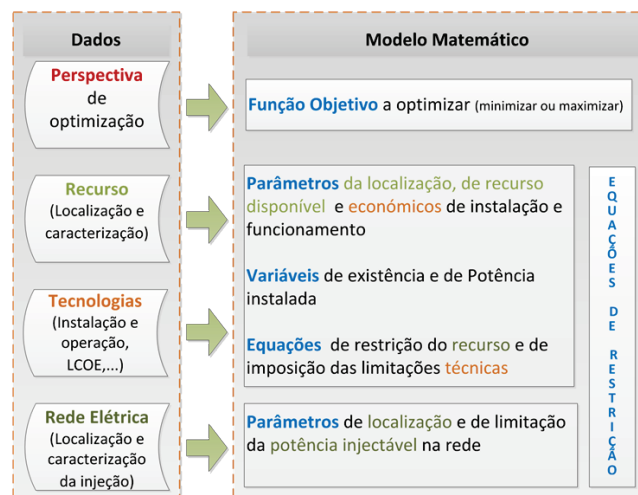


Fig. 1. Fluxograma dos principais dados e passos do modelo matemático de otimização técnico-económica de cenários de evolução da instalação do setor renovável *offshore*.

MODELO PARA LOCALIZAÇÃO ÓTIMA DA GERAÇÃO DE ENERGIA RENOVÁVEL *OFFSHORE* - OREOL

Conceptualmente, o modelo matemático usa uma representação discreta no tempo, com intervalos anuais ao longo do horizonte temporal imposto. O modelo de base inicial foi adaptado aos requisitos resultantes do trabalho desenvolvido nas outras atividades do projeto que permitiram, entre outros, mapear o recurso existente, identificar o tipo de instalação possível de instalar ao longo da costa Portuguesa, selecionar as zonas para exploração da geração *offshore*, identificar os possíveis pontos de injeção na rede elétrica nacional e a respetiva capacidade (Duque, Couto, & Santos, 2019; Garcia, Simões, Santos, Rybchynska, & Estanqueiro, 2018), além de definir todo o conjunto de valores necessários à parametrização do modelo, i.e., definição do caso de estudo. De seguida apresentam-se algumas das premissas consideradas no modelo:

- Definição *a priori* das localizações para instalação de unidades de produção renovável (eólica *offshore* e ondas). Para cada localização é identificada a viabilidade técnica da instalação de cada tecnologia e os custos associados (incluído CAPEX, OPEX, DECEX em função da distância à costa e profundidade) e ligações elétricas;
- Definição de zonas para instalação das tecnologias em análise. Para cada zona é usada uma configuração de nove localizações para instalação de unidades de produção renovável, conectadas por cabos elétricos a uma localização central (o centroide da zona);
- A localização central liga toda a zona a um ou mais pontos de injeção vizinhos que se encontram ligados a uma subestação da rede nacional de transporte (RNT);
- A energia gerada pode ser injetada em onze pontos ao longo da costa tendo em consideração as respetivas potências de receção previamente identificadas através da informação disponibilizada pelo operador da RNT;
- Assume-se que, independentemente do tipo de recurso a explorar, a capacidade *offshore* a instalar em cada local disponível é de 50 MW com todos os n elementos necessários para atingir essa capacidade a serem instalados em simultâneo, perfazendo um valor máximo de 450 MW de capacidade instalada por cada zona;
- A capacidade de instalação anual das unidades *offshore* é limitada a 15 unidades;
- O modelo permite a escolha entre uma conexão em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC) para transportar a energia gerada de um conjunto predeterminado de locais *offshore* até pontos de injeção predefinidos da rede elétrica de transporte/distribuição em território continental;
- Dado não se dispor da projeção futura do conjunto de valores de instalação e manutenção ou dos fatores de evolução tecnológica, os valores do LCOE (acrónimo inglês para “*Levelized Cost Of Energy*”) são mantidos constantes ao longo de todo o horizonte temporal;
- A ligação elétrica à rede nacional de transporte de energia é considerada da responsabilidade do operador do sistema e, como tal, os custos não são suportados diretamente pelos investidores.

O modelo permite com base em diferentes funções objetivo (e.g., a minimização dos custos globais dos diversos elementos instalados) definir o escalonamento ótimo da instalação da geração renovável *offshore* para os diversos cenários considerados. Além das equações que definem as possíveis funções objetivo (OF), as limitações técnicas (e.g., capacidade de transporte nos cabos de conexão) são impostas como um conjunto de restrições (desigualdades). Na Fig. 2 apresenta-se a localização de alguns elementos conceptuais para o planeamento otimizado da instalação da geração *offshore*.

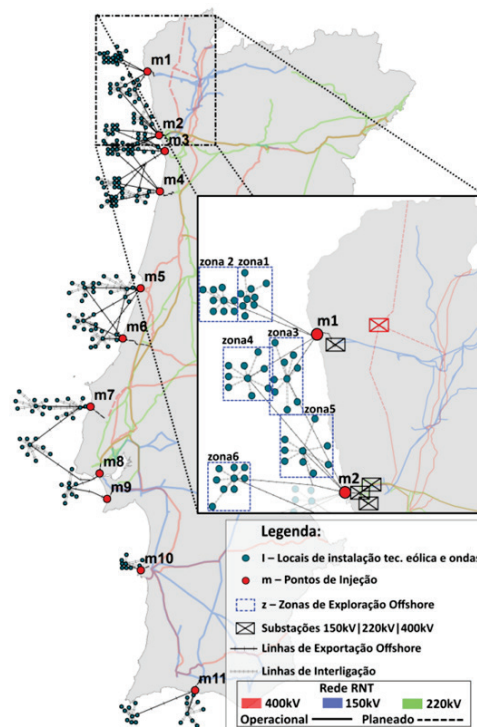


Fig. 2. Mapa ilustrativo da localização e de alguns elementos conceptuais adotadas neste projeto

Assim, de acordo com a informação apresentada anteriormente o modelo permite identificar anualmente as localizações dos parques de 50 MW, l (pontos verde), inseridos na zona de exploração z (região englobada pelos retângulos azuis que é composta por nove parques – $l1, \dots, l9$), que são ligados, através de ll (ponto central de cada z), ao ponto de injeção m localizado perto da costa. Estes pontos de injeção encontram-se conectados a uma subestação da rede nacional de transporte (RNT). Cada z é conectado no máximo a dois m através de um cabo de corrente alterna (AC) ou corrente contínua (DC) - linha preta contínua, sendo as possíveis ligações *impostas a priori*.

Para cada *l* são identificados os parâmetros técnico-económicos de cada uma das tecnologias analisadas neste projeto (e.g., LCOE, viabilidade técnica para exploração). O modelo apresentado não contabiliza diretamente os custos das conexões entre o continente e cada zona de exploração sendo usada, em alternativa, uma taxa de transporte de energia, correspondente a 25% do custo total desses cabos. Este valor é integrado no cálculo do custo total, contudo, não entra para o cálculo dos custos do LCOE. Assim, as soluções do problema de otimização permitem selecionar os locais que apresentam maior benefício para a economia nacional, definindo as regiões, e o escalonamento da instalação integrada das diversas tecnologias que permitam uma rápida e segura recuperação do investimento.

A capacidade de receção disponível na RNT para escoamento da energia elétrica produzida pelos sistemas de energia renovável *offshore* é crucial para o planeamento otimizado das futuras instalações. Nesse sentido, em (Garcia et al., 2018), procedeu-se a um levantamento exaustivo da informação sobre *i*) a RNT e *ii*) a distribuição espacial do consumo de energia elétrica em Portugal. Assim, procedeu-se a seleção de locais perto da costa, após a definição das zonas de interesse, através dos seguintes critérios:

- ✓ Potencial energético renovável disponível para as diferentes tecnologias.
- ✓ Distância entre subestações da RNT à costa inferior a 25 km.
- ✓ Proximidade a zonas de consumo em Portugal Continental.

O traçado dos cabos submarinos de transporte da geração *offshore* para a RNT, respeita as condicionantes:

- ✓ Os cabos submarinos, junto à costa, até uma profundidade de 50 metros têm de estar enterrados;
- ✓ A localização dos cabos evita zonas rochosas e áreas protegidas.

Os traçados dos cabos *onshore* de conexão dos pontos de interligação na costa às subestações da RNT foram conjecturados, recorrendo a imagens de satélite através dos seguintes critérios:

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

Para fins computacionais, são adotadas as unidades monetárias de um milhão de euros (M€) para todos os custos e lucros, o megawatt (MW) para todas as capacidades de energia e o megawatt hora (MWh) para a energia produzida. O modelo matemático final, que conduz a um problema do tipo MILP (*Mixed-integer linear programming*), foi implementado no *software* GAMS num computador, equipado com um processador Intel CoreI7-3820 a 3.6GHz e 16GB de memória RAM, no sistema operativo Windows 7 Professional. As soluções obtidas resultam da otimização, com um critério de paragem a menos de 1% do ótimo global, do modelo matemático final. A apresentação detalhada do modelo matemático final pode ser consultada no anexo A de (Duque et al., 2019).

MODELO OREOL – DADOS

As tecnologias consideradas para a exploração do recurso *offshore* são apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1. Tecnologias analisadas neste trabalho.

Tipo de recurso	Tipo de tecnologia	Abreviatura
Eólica <i>offshore</i>	WindFloat	WF _{·Eol.}
	Hywind	Hyw _{·Eol.}
	Monopile	Mono _{·Eol.}
	Jacket	Jack _{·Eol.}
Ondas	Conversor de energia das ondas com dois corpos oscilando em arfagem (<i>Floating two-body heaving converter</i>)	F2HB _{·Ond.}
	Conversor de energia das ondas tipo “pala oscilante” fixo ao fundo (<i>Bottom-fixed oscillating flap converter</i>)	BOF _{·Ond.}
	Coluna de água oscilante do tipo BBDB (<i>Floating oscillation water column converter</i>)	FOWC _{·Ond.}

Os potenciais renováveis *offshore* para as diferentes tecnologias foram calculados durante o projeto *OffshorePlan* e apresentados detalhadamente em (A. Couto et al., 2019; António Couto et al., 2019; Santos et al., 2017).

Os valores do escalonamento anual imposto à instalação das unidades de geração de energia renovável *offshore*, usados na otimização do modelo matemático, para os recursos eólicos e das ondas ao longo da costa portuguesa para o horizonte temporal de 2020 a 2050 foram estimados tendo em consideração os indicadores apresentados no PNEC 2030 cenário “42% RES”. Uma vez que estes indicadores são apenas disponibilizados até 2040, o restante período foi estimado com base no crescimento linear identificado no período compreendido entre 2020 e 2040.

DEFINIÇÃO DOS CENÁRIOS

Os cenários são definidos pelos valores usados na parametrização do modelo matemático e pela escolha da função objetivo usada para otimização da perspectiva pretendida. Nesse sentido, os seguintes cenários foram analisados:

- Cenário A – Minimização do custo total da geração
- Cenário B – Reforço do abastecimento das zonas de grande consumo, nomeadamente na região de Lisboa (*LxD*)
- Cenário C – Minimização do custo *versus* maximização da geração *offshore*
- Cenário D – Minimização do custo da geração *offshore* com aumento significativo da capacidade de injeção na RNT

Os cenários B e o cenário C exigiram, para a respetiva análise, uma subdivisão em diversos subcenários. Na Tabela 2 são apresentados os detalhes usados na definição dos diversos cenários usados.

Tabela 2. Definição dos cenários usados.

Cenário	Minimização		Maximização	Potência Instalada na Vizinhança de Lisboa [MW]			Passo da Iteração [MW]	
	Custo Total	Nº de Cabos	Geração	1000 de 0	de 600	a 1200	100	50
A	x							
B	B.I	x			x		x	
	B.II	x				x	x	x
	B.III		x		x		x	
	B.IV		x			x	x	x
C	C.I	x		x				
	C.II		x	x				
D	x				x		x	

RESULTADOS

Os resultados obtidos permitem identificar o escalonamento espacial e temporal da instalação das diferentes tecnologias, o tipo de conexão, a capacidade de injeção nos pontos da rede elétrica e respetiva percentagem de ocupação, energia anual produzida, entre outros, como apresentado detalhadamente em (Duque et al., 2019). A título de exemplo, apresentam-se de seguida alguns resultados ilustrativos para os diversos cenários.

Cenário A - Na Fig. 3 são apresentados resultados da produção renovável *offshore*, valor cumulativo da capacidade instalada por tipo de tecnologia, da energia produzida anualmente

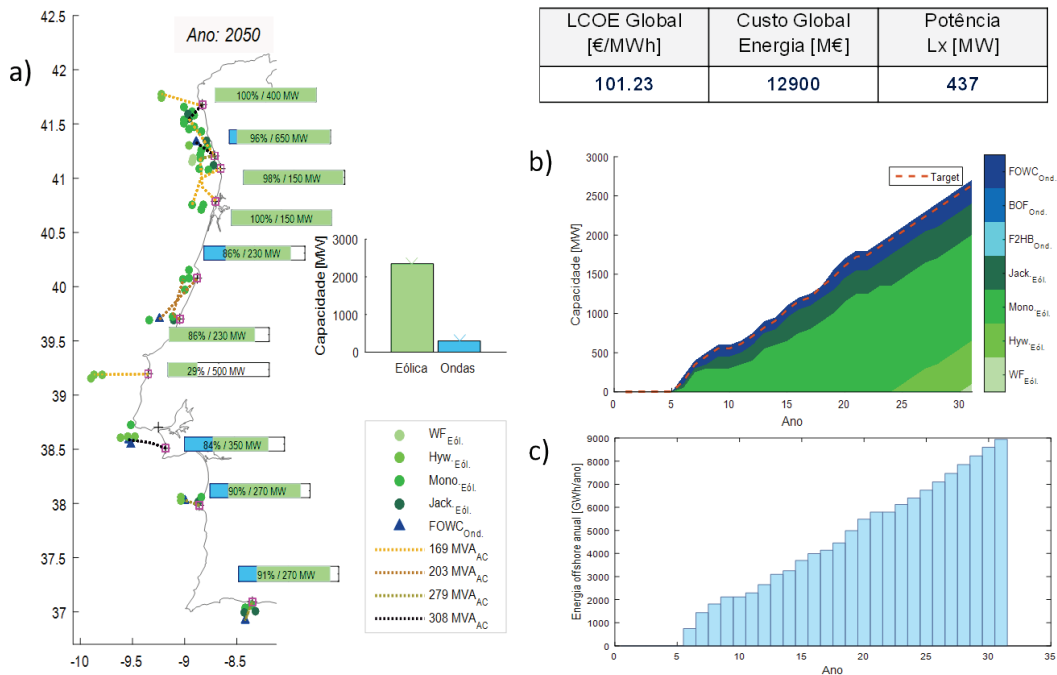


Fig. 3. Cenário A: a) Instalação da produção renovável *offshore* no final do horizonte temporal - 2050, b) Capacidade cumulativa por tipo de tecnologia; c) Energia *offshore* produzida anualmente.

Cenário B.I - na Tabela 3 apresentam-se os resultados do estudo da sensibilidade à imposição dum mínimo da potência *offshore* instalada na proximidade de Lisboa.

Tabela 3. Sensibilidade à imposição do mínimo da potência instalada na proximidade de Lisboa (de 0 a 1200 MW).

Valor instalado em LxD (MW)	Nr. cabos instalados	Custo dos cabos (M€)	LCOE (€/MWh)	Energia Produzida (MWh)	Custo da Energia (M€)		Lucro (M€)
					S/ Transmissão	C/ Transmissão	
437	13	904	101.23	1.25E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.63E+03
485	13	895	103.01	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.33E+03
483	12	855	102.66	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.40E+03
437	13	887	103.37	1.23E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.30E+03
437	13	888	102.88	1.24E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.36E+03
581	13	884	103.20	1.23E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.30E+03
631	12	850	99.88	1.27E+08	1.27E+04	1.29E+04	4.89E+03
727	12	841	99.38	1.28E+08	1.27E+04	1.29E+04	5.00E+03
823	13	1069	102.99	1.24E+08	1.27E+04	1.30E+04	4.31E+03
919	13	911	102.05	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.52E+03
1015	13	941	102.30	1.25E+08	1.28E+04	1.30E+04	4.48E+03
1113	13	942	102.15	1.26E+08	1.28E+04	1.31E+04	4.52E+03
1214	13	1510	101.18	1.26E+08	1.28E+04	1.32E+04	4.53E+03

*Os valores da linha acentuada a verde correspondem aos do cenário A.

Cenário C - na Tabela 4 apresenta-se um resumo dos principais indicadores obtidos para as soluções otimizadas relativamente à minimização do custo total de investimento e à maximização energética da geração *offshore*, com a imposição duma potência mínima a instalar na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

 Tabela 4. Minimização do custo vs. maximização da geração *offshore*.

Função Objetivo	Valor instalado em LxD (MW)	Nº de cabos	Custo dos cabos (M€)	LCOE (€/MWh)	Energia Produzida (MWh)	Custo da Energia (M€)		Lucro (M€)
						Sem custos Transmissão	Com custos Transmissão	
Mín. do custo	1015	12	8.76E+02	99.22	1.29E+08	1.28E+04	1.30E+04	5.05E+03
Max. da geração	1107	15	3.28E+03	113.71	1.69E+08	1.92E+04	2.00E+04	3.61E+03

Cenários C.I e C.II - A Fig. 4 apresenta a evolução dos valores da capacidade instalada anualmente pela otimização das respetivas funções objetivo considerando uma imposição da potência mínima instalada na proximidade de Lisboa de 1000 MW.

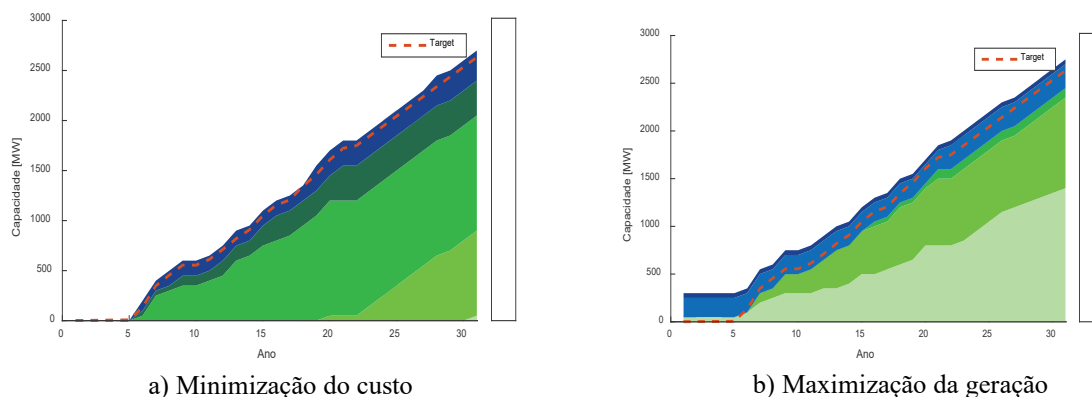


Fig. 4. Cenário C - Evolução da capacidade instalada no horizonte temporal analisado para os cenários C.I e C.II.

A análise comparativa dos resultados obtidos para a minimização do custo face aos da maximização da geração *offshore*, da Tabela 4 e da Fig. 4, permite concluir que as respetivas otimizações conduzem a soluções

significativamente diferentes. Assim, a segunda aumenta em 15% a quantidade de energia produzida com degradações de 11.5% do valor do LCOE (aumento de 99.22 €/MW para 113.71 €/MW) e de 7.1% do lucro (de 5.05E+03 para 3.61E+03 M€).

Com efeito, a maximização da produção pretere a instalação da tecnologia a) eólica *Monopile* a favor da geração *WindFloat* e b) diminui a capacidade *FOWC* a favor da *BOF*. Aumenta o número de cabos instalados de 12 para 15 devido, em parte, à necessidade de abrir zonas energeticamente mais favoráveis aliado ao facto de, e para perfazer os objetivos impostos, ter de abrir novos pontos de injeção com menor capacidade de receção. Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

Cenário D - com o aumento da capacidade de injeção na rede da REN para 1000 MW verifica-se que a não imposição de capacidade instalada na vizinhança de Lisboa conduz à instalação de capacidades muito reduzidas (150 MW) enquanto que com a imposição da instalação de 1000 MW se verifica uma diminuição acentuada da produção a sul. Esta imposição não obsta a que a capacidade instalada na região Norte se mantenha praticamente inalterada. Tal deve-se às condições mais favoráveis nesta região. Verifica-se ainda na Fig. 4 que esta imposição também conduz, tecnologicamente, a um maior investimento em estruturas flutuantes, designadamente do tipo *HyWind*.

RESULTADOS – ANÁLISE COMPARATIVA

Na Fig. 5 é apresentada uma comparação dos valores do LCOE, Energia produzida, Custo de produção e Lucro obtidos no final do horizonte temporal para a produção renovável *offshore*, com a otimização dos diferentes cenários.

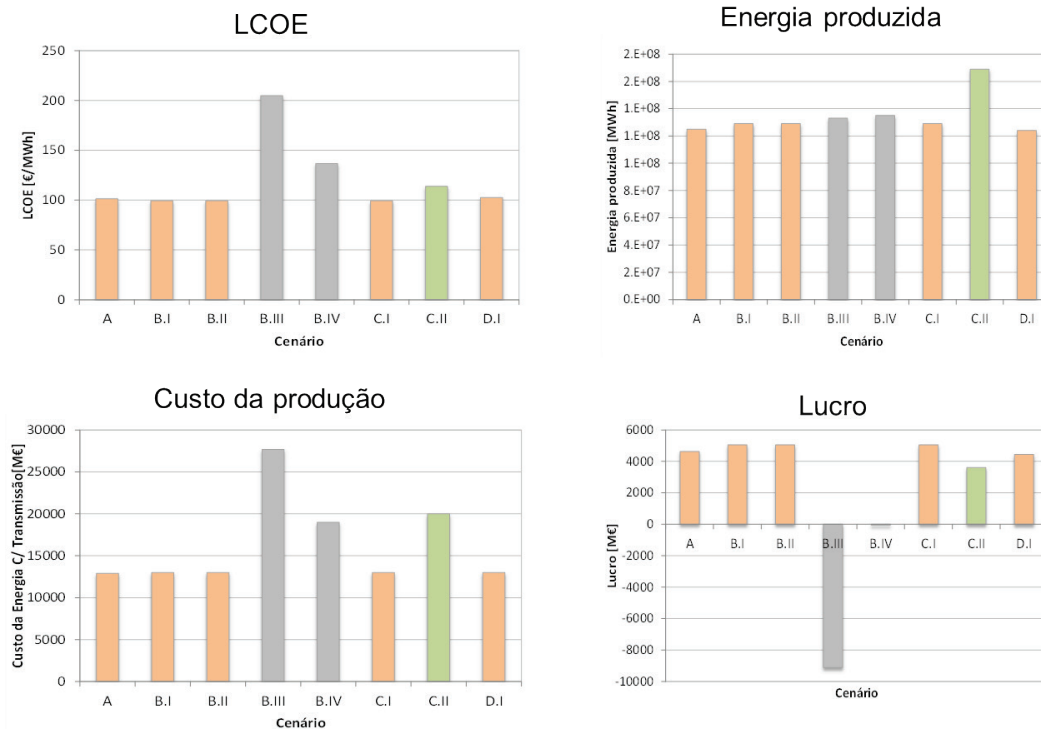


Fig. 5. Comparação dos valores obtidos para a produção renovável *offshore* no final do horizonte temporal com a otimização dos diferentes cenários.

Conclui-se que os valores de LCOE são muito próximos para as diversas soluções com exceção dos cenários com minimização do número de cabos. Note-se que mesmo para a maximização da energia o valor do LCOE é muito próximo (desvios de 11.5%) dado que o aumento dos custos de produção é quase compensado com o significativo aumento da produção de energia, verifica-se ainda uma diminuição de 7.5% do valor do lucro. Nos cenários com minimização do número de cabos verificam-se valores negativos do lucro e uma degradação dos valores de LCOE, em particular no cenário B.III devido à instalação da tecnologia do tipo *F2HB*. Este mesmo fator, leva ao aumento dos custos de produção. Na Fig. 5c) destaca-se a similitude dos valores da produção de energia com destaque favorável para o cenário C.II de maximização da produção. Neste cenário consta-se o valor dos custos dos cabos mais elevado com a abertura de zonas energeticamente mais favoráveis, agravada pela abertura de novos pontos de injeção de menor capacidade, para cumprir os objetivos impostos. Assim, esta solução apresenta um aumento de 37.4% no custo dos cabos de ligação à RNT.

NOTAS FINAIS

Nos últimos anos, e com o desenvolvimento das tecnologias eólica *offshore* e ondas, tem existido uma grande preocupação na implementação de medidas de ordenamento do espaço marítimo originado um grande esforço no estabelecimento de políticas de ordenamento. Para auxiliar na definição destas políticas várias ferramentas baseadas em sistema de informação geográfica têm sido desenvolvidas. Contudo, estas não permitem a exploração de cenários otimizados de exploração eficiente das energias marinhas *offshore*. Para suprimir esta lacuna neste trabalho é apresentado um modelo matemático com o objetivo de auxiliar no escalonamento (temporal e espacial) da instalação das tecnologias eólica *offshore* e ondas na costa portuguesa atendendo a diferentes aspetos técnicos e económicos.

O modelo matemático apresentado neste trabalho permite, mediante parametrização adequada, a análise de diversos cenários sob diversas perspetivas de otimização, sendo que as cenarizações permitem abranger um espectro alargado de opções técnicas e económicas.

A análise dos resultados obtidos evidencia o elevado potencial *offshore* da zona norte. Contudo, verifica-se a possibilidade de instalar uma parte significativa da potência prevista nas proximidades de Lisboa, sem grande alteração nos valores globais das soluções. Em geral, os valores de LCOE das diversas soluções são muito próximos, com a exceção dos cenários com minimização do número de cabos. A diferença nos valores da produção do cenário C.II (maximização da produção) face aos restantes sugere recorrer futuramente a uma otimização biobjetivo, e.g., maximização da produção e da minimização do custo total que corresponde a uma solução do *trade-off* do custo de instalação e operação das centrais *offshore* (eólica ou ondas) *versus* produção de energia mais adequado.

Os resultados obtidos para 2050 permitem respeitar as metas de capacidade nacional instalada previstas e podem fornecer indicadores relevantes aos decisores políticos para o desenvolvimento de políticas de apoio ao investimento nestas tecnologias instrumentais para atingir os objetivos de descarbonização do sistema elétrico nacional. Através do modelo é igualmente possível aos investidores identificar as regiões e tecnologias que permitem recuperar com rapidez e segurança o seu investimento. Importa ainda referir que a génese do modelo implementado permite a otimização de diversos cenários sem necessitar de alterar o núcleo do modelo matemático, sendo apenas necessário modificar as parametrizações de entrada.

REFERENCIAS

Castro-santos, L., Prado, G., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). Planning of the installation of offshore renewable energies: A GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy*, 132, 1251–1262. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.031>

Couto, A., Costa, P., Silva, J., Santos, D., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). *Planeamento das energias renováveis offshore em Portugal: D2.2 - Validação do potencial energético offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D2.2-Validacao-potencial-energetico-offshore.pdf>

Couto, António, Silva, J., Costa, P., Santos, D., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2019). Towards a high-resolution offshore wind Atlas - The Portuguese Case. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series*, 1356(012029), 14. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1356/1/012029>

Díaz, H., & Guedes Soares, C. (2020). An integrated GIS approach for site selection of floating offshore wind farms in the Atlantic continental European coastline. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 134, 110328. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110328>

Duque, J., Couto, A., & Santos, D. (2019). *Planeamento das energias renováveis offshore em Portugal: D4.2 – Cenarização do escoamento de energia produzida pelos sistemas de conversão de energia renovável offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D4.2-Cenarizacao-escoamento-energia-sistemas-conversao-renovavel-offshore.pdf>

Garcia, G., Simões, T., Santos, D., Rybchynska, H., & Estanqueiro, A. (2018). *Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal: D3.1 - Definição e implementação das metodologias e identificação de áreas de interesse para a instalação de sistemas de produção renovável offshore*. LNEG - relatório técnico projeto OFFSHOREPlan. Obtido de <http://offshoreplan.lneg.pt/wp-content/uploads/2020/06/D3.1-Aareas-Exploracao-Renovaveis-Offshore.pdf>

Peters, J. L., Remmers, T., Wheeler, A. J., Murphy, J., & Cummins, V. (2020). A systematic review and meta-analysis of GIS use to reveal trends in offshore wind energy research and offer insights on best practices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 128(May), 109916. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109916>

Santos, D., Costa, P., Justino, P., Silva, J., Couto, A., Simões, T., & Estanqueiro, A. (2017). *OFFSHOREPlan: D2.1 – Methodologies to assess the renewable offshore resources. Relatório Técnico.*

Vasileiou, M., Loukogeorgaki, E., & Vagiona, D. G. (2017). GIS-based multi-criteria decision analysis for site selection of hybrid offshore wind and wave energy systems in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 73, 745–757. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.161>