



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO**

**EUGENIO AFONSO DE SOUZA FISCHETTI**

**OTIMIZAÇÃO DO ROTEAMENTO DE NAVIOS DE MANUTENÇÃO EM  
PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE***

Recife

2022

**EUGENIO AFONSO DE SOUZA FISCHETTI**

**OTIMIZAÇÃO DO ROTEAMENTO DE NAVIOS DE MANUTENÇÃO EM  
PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE***

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, para obtenção de grau de mestre em Engenharia de Produção.

Área de concentração: Pesquisa Operacional.

**Orientador:** Prof. Dr. Cristiano Alexandre Virgínio Cavalcante

Recife

2022

Catálogo na fonte  
Bibliotecário Gabriel Luz CRB-4/2222

F529o Fischetti, Eugenio Afonso de Souza.  
Otimização do roteamento de navios de manutenção em parques eólicos  
*offshore* / Eugenio Afonso de Souza Fischetti. 2022.  
70 f.; figs., tabs.

Orientador: Prof. Dr. Cristiano Alexandre Virgínio Cavalcante.  
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG.  
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Recife, 2022.  
Inclui referências e apêndices.

1. Engenharia de produção. 2. Otimização da manutenção. 3. Rotas de  
manutenção. 4. Parques eólicos *offshore*. 5. GRASP + Busca Tabu. 6.  
Metaheurística. I. Cavalcante, Alexandre Virgínio (Orientador). II. Título.

UFPE

658.5 CDD (22. ed.)

BCTG / 2022 - 231

**EUGENIO AFONSO DE SOUZA FISCHETTI**

**OTIMIZAÇÃO DO ROTEAMENTO DE NAVIOS DE MANUTENÇÃO EM  
PARQUES EÓLICOS *OFFSHORE***

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Federal de Pernambuco, para obtenção de grau de mestre em Engenharia de Produção.

Aprovada em: Recife, 18 de fevereiro de 2022

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dr. Cristiano Alexandre Virgínio Cavalcante (Orientador)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Profa. Dr. Caroline Maria de Miranda Mota (Examinador Interno)  
Universidade Federal de Pernambuco

---

Prof. Dr. Marcelo Seido Nagano (Examinador Externo)  
Universidade de São Paulo

## AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, dedico este trabalho a Alex Sandro Pereira de Souza (in memoriam) por sempre me inspirar e ser insubstituível. Seu legado moral deixado em vida jamais será esquecido.

Aos meus pais, Sandra Fischetti e Antonio Fischetti, pelo incentivo emocional e financeiro dado ao longo da minha formação básica à superior. Obrigado!

A minhas irmãs, Rachel Fischetti e Gabriella Fischetti por sempre me estimularem a buscar novos desafios e por serem sempre por mim.

A minha namorada Catarina Mescias por todo o amor e companheirismo demonstrado. É um prazer dividir meus dias com você.

Ao meu orientador Cristiano Cavalcante que mesmo com o advento da pandemia se fez presente através de ensinamentos, sugestões e orientação dadas ao longo do mestrado.

Aos amigos, Augusto Rodrigues, Gabriel Lopes e Mariana Menezes por sempre estarem dispostos a ajudar e trocar conhecimento/experiência. Não houve um dia em que meu “pedido de socorro” não foi atendido e isso só reafirma que ciência não se faz sozinho. Vocês têm meu respeito e admiração!

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia de Produção da UFPE, por garantirem os mecanismos necessários para a minha formação e de tantos outros estudantes.

Agradeço por fim à Universidade Federal de Pernambuco e à CNPq por fornecer apoio financeiro ao longo do curso e do período de execução deste estudo.

## RESUMO

O grande desafio da indústria de parques eólicos *offshore* para se tornar rentável é a redução dos altos custos associados ao seu funcionamento. Nesse contexto, os custos de manutenção e operação (O&M) tem um grande impacto nos custos da indústria, representando em média 25% do custo de ciclo de vida de um sistema *offshore*. Desta forma, uma das estratégias mais eficazes para atingir a otimização da O&M é a partir do roteamento das ações de manutenção promovida pelo deslocamento de navios. Com isso, este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de um modelo matemático, fundamentado em modelos clássicos da literatura, capaz de otimizar o roteamento das ações de manutenção de uma frota de navios em parques eólicos *offshore* a partir da minimização dos custos de deslocamento, de *downtime* e de penalidades. Além disso, o modelo considera políticas de manutenção corretiva e preventiva, além de parâmetros de capacidade, demanda e tempo. Para resolução desse problema em tempo polinomial é necessário a aplicação de algoritmos aproximados. Desses, destaca-se a metaheurística híbrida GRASP + Busca Tabu por ser capaz de visitar diferentes vizinhanças a partir de uma solução inicial viável e retornar soluções próximas da ótima global. Por fim, instâncias inspiradas em contextos reais foram aplicadas. Pelo exposto, o modelo matemático proposto e a metaheurística desenvolvida foram capazes de encontrar o ótimo global para instâncias de validação. Enquanto que para instâncias maiores o algoritmo se mostrou aplicável e robusto uma vez que retornou valores coerentes e com desvios-padrão relativamente baixos. Ainda, dentre todos os custos que compõe a função objetivo, o somatório dos custos de *downtime* das ações de manutenção preventiva se destaca dos demais visto que o modelo prioriza as ações de manutenção corretiva. Por fim, desenvolvimento deste trabalho resultou em positivo impacto econômico, social e ambiental.

**Palavras-chave:** otimização da manutenção; rotas de manutenção; parques eólicos *offshore*; GRASP + Busca Tabu; metaheurística.

## ABSTRACT

The big challenge for the *offshore* wind farm industry to become profitable is to reduce the high costs associated with its operation. In this context, maintenance and operation (O&M) costs have a great impact on industry costs, representing on average 25% of the life cycle cost of an *offshore* system. Thus, one of the most effective strategies to achieve the optimization of O&M is based on the routing of maintenance actions promoted by the displacement of ships. Thus, this article aims to develop a mathematical model, based on classic models in the literature, capable of optimizing the routing of maintenance actions for a fleet of ships in *offshore* wind farms by minimizing displacement costs, downtime and penalties. In addition, the model considers corrective and preventive maintenance policies, as well as capacity, demand and time parameters. To solve this problem in polynomial time it is necessary to apply approximate algorithms. Of these, the GRASP + Busca Tabu hybrid metaheuristic stands out for being able to visit different neighborhoods from a viable initial solution and return solutions close to the global optimum. Finally, instances inspired by real contexts were applied. For the above, the proposed mathematical model and the developed metaheuristic were able to find the global optimum for validation instances. While for larger instances the algorithm proved to be applicable and robust as it returned consistent values with relatively low standard deviations. Still, among all the costs that make up the objective function, or the sum of the inactivity costs of preventive maintenance actions, it stands out from the others since the model prioritizes corrective maintenance actions. Finally, the development of this work resulted in a positive economic, social and environmental impact.

**Keywords:** maintenance optimization; maintenance routes; *offshore* wind farms; GRASP + Tabu Search; metaheuristics.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Pseudocódigo genérico GRASP .....	29
Figura 2 - Pseudocódigo (Grasp <i>step</i> 3 - fase de construção) .....	29
Figura 3 - Pseudocódigo genérico Busca Tabu .....	32
Figura 4 - Layout Turbinas London Array .....	38
Figura 5 - Rota ótima instância de validação .....	50
Figura 6 - Valores dos Custos Totais (melhor e média) .....	54
Figura 7 - Valores dos Custos segregados .....	56

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Coordenadas geográficas das turbinas eólicas (London Array) .....	34
Tabela 2 - Caracterização navios de manutenção London Array .....	39
Tabela 3 - Intervalos numéricos aleatórios .....	40
Tabela 4 - Pseudocódigo GRASP + Busca Tabu .....	41
Tabela 5 - Instância de validação modelo de matemático .....	50
Tabela 6 - Custos associados à rota de validação .....	51
Tabela 7 - Resultados dos custos e tempos de processamento .....	53
Tabela 8 - Resultados dos custos segregados (melhor e média) e número de navios utilizados .....	55

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>12</b>
1.1	Objetivos	15
1.1.1	Objetivo específico	15
1.2	Estrutura do trabalho	15
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>17</b>
2.1	Manutenção de Parques Eólicos <i>Offshore</i>	17
2.2	Modelos Clássicos de Otimização	20
2.2.1	O Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios	20
2.2.2	O Problema de Roteamento de Veículos	22
2.3	Modelos de otimização de roteamento de manutenção em parques eólicos <i>offshore</i>	23
2.3.1	Irawan <i>et al.</i> (2021)	24
2.3.2	Fan <i>et al.</i> (2019)	25
2.3.3	Allal <i>et al.</i> (2021)	25
2.3.4	Besnard <i>et al.</i> (2009)	26
2.3.5	Dai, Stalhane e Utne (2015)	27
2.4	Heurísticas e Metaheurísticas	27
2.4.1	Greedy Randomized Adaptive Search Procedures	28
2.4.2	Busca Tabu	31
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>33</b>
3.1	Etapas da Implementação	33
3.2	Parque eólico <i>offshore</i> London Array	34
3.3	Instâncias	39
3.4	GRASP + Busca Tabu	41
<b>4</b>	<b>MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE NAVIOS DE MANUTENÇÃO EM PARQUES EÓLICOS OFFSHORE</b>	<b>43</b>
4.1	Modelo matemático	43
4.2	Validação do modelo	50
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>52</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>58</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>60</b>
	<b>APÊNDICE A - INSTÂNCIAS IMPLEMENTADAS</b>	<b>65</b>

<b>APÊNDICE B – MELHORES ROTAS ENCONTRADAS .....</b>	<b>69</b>
--	-----------

## 1 INTRODUÇÃO

Entre as décadas de 60 e 70, com o episódio da Crise do Petróleo, a situação dos níveis de recursos fósseis se tornou alarmante, como consequência, neste mesmo período o setor de energia renovável atraiu mais investimentos e maiores esforços para o progresso tecnológico a fim de desenvolver uma alternativa à geração de energia através da queima dos combustíveis tradicionais (AQUILA, 2015; RINGEL, 2006).

Ainda, as transições de energias renováveis são essenciais para tornar a economia mundial independente do carbono e mitigar as alterações climáticas globais, desse modo há um crescimento significativo de políticas de apoio às energias renováveis (LEVANDA, BEHSIN e DISANO, 2021).

Nesse sentido, espera-se que os novos recursos renováveis de energia tenham um papel cada vez maior nos cenários futuros, visto que tais fontes são uma alternativa promissora em relação aos recursos convencionais, além de promoverem o crescimento sustentável das nações (OLANREWAJU, 2019; AZADE, GHADERI, MAGHSOUDI, 2008).

Destarte, de acordo com Dovì *et al.* (2009), a utilização de tecnologias ambientais mais limpas oferece diversos benefícios à sociedade através das reduções: das emissões de poluentes, dos desperdícios, dos custos e dos recursos durante a geração de energia.

Assim, a partir da importância de se diminuir a poluição global, os Governos têm assumido cada vez mais o papel de liderança no processo de transformação dos métodos de geração de energia elétrica (CARLEY e MILLER, 2012).

Nesse contexto, dentre todas as alternativas de energia renovável, segundo Ertürk (2012), a energia advinda do vento tem sido difundida nos últimos anos, sobretudo devido às preocupações ambientais, pelo aumento do preço dos combustíveis fósseis e pelo desejo das nações de se tornarem independentes dos combustíveis estrangeiros.

Diante desta perspectiva, segundo a Internacional Renewable Energy Agency - IRENA (2019), a energia eólica é uma das energias renováveis com maior crescimento nos últimos anos, visto que a produção de energia em parques eólicos passou de 7,5 Gigawatts (GW) em 1997 para 564 GW em 2018. Desta forma, houve um crescimento de 7420% da produção de eletricidade eólica.

No contexto, o Brasil tem direcionado suas ações a fim de tornar a geração de energia em seu território mais sustentável. O Plano de Expansão de Energia do Brasil para 2024 busca

aumentar a capacidade instalada de geração de energia elétrica em 73 mil MW principalmente através de fontes renováveis, como a eólica, solar e de biomassa (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2015).

Nesse sentido, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2021), expressa através de seu Sistema de Informação de Geração da ANEEL (SIGA) que a energia eólica representa 9,82% da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil quando considerado apenas a capacidade em operação. Sob outra perspectiva, se considerar também os parques em construção, que já receberam a concessão para instalação, esse percentual passa para 13,72%.

Nessa perspectiva, muitas localidades apresentam ventos adequados para a produção de energia eólica, sobretudo em localizações remotas. Sendo assim os parques eólicos *offshore* apresentam grande potencial de produção de eletricidade advinda da energia eólica (IRENA, 2019).

Posto isso, os parques eólicos podem ser classificados como *onshore* (em terra) ou *offshore* (no mar). Segundo AKBARI *et al.* (2017) os parques eólicos *offshore* oferecem mais benefícios em relação aos *onshore*, como a quantidade de eletricidade gerada (capacidade produtiva) e o baixo impacto ambiental.

À vista disso, nota-se que a preferência por investimentos em parques eólicos do tipo *offshore* é uma realidade também no Brasil, visto que em Junho do ano de 2021 já existiam 20 projetos em fase de licenciamento distribuídos entre os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará, Piauí, Espírito Santos, Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul. Somados, os 20 projetos possuem 42 gigawatts de potência estimada, contra 18 gigawatts em parques eólicos *onshore* já em funcionamento.

Contudo, Helm e Mier (2019) comentam que é fundamental que os avanços nas tecnologias de operação e manutenção dos parques eólicos continuem surgindo para que a viabilidade econômica destas se tornem cada vez mais atrativas para investidores.

Nesse cenário, as organizações têm voltado esforços à otimização da logística, roteamento e programação da manutenção em parques eólicos *offshore*, desta forma, um dos métodos mais eficazes de atingir a otimização da O&M (operação e manutenção) é a partir do roteamento das ações de manutenção promovida pelo deslocamento de navios (FENG *et al.*, 2017; AKBARI *et al.*, 2017).

Segundo Irawan *et al.* (2021), o grande desafio da indústria de parques eólicos *offshore* para se tornar rentável é a redução dos altos custos associados ao seu funcionamento. Nesse sentido, grande parte desses custos estão relacionados ao custo da O&M, de modo que se espera que este custo seja capaz de representar até 25% do custo do ciclo de vida de um *offshore* (IRAWAN *et al.*, 2021; WISER *et al.*, 2016).

Contudo, diversos fatores e incertezas estão atrelados à otimização da O&M em parques eólicos *offshore*, desta forma o aumento da atratividade operacional e econômica representam um verdadeiro desafio. Assim, de acordo com Díaz e Guedes Soares (2020), devem ser considerados, por exemplo, a distância da costa e a profundidade do mar o qual as turbinas eólicas estão instaladas. Esses fatores são de importância econômica porque influenciam os gastos de investimento e a operação e custo de manutenção (KOTA *et al.*, 2015).

Além disso, as mudanças climáticas também devem ser consideradas e exploradas, visto que impactam significativamente nas falhas operacionais, nas ações de manutenção e na produtividade (NOGUES *et al.*, 2020; IRAWAN *et al.*, 2019).

Ainda, segundo Irawan *et al.* (2019) há incertezas relacionadas à quebra das turbinas, de modo que esta depende do histórico preventivo e corretivo de manutenção ativa da turbina, bem como fatores como idade e localização.

Pelo exposto, nota-se que esta temática tem sido amplamente explorada pela academia, de modo que trabalhos como o de Nielsen e Sorensen (2011) e Byon *et al.* (2010) tiveram como objetivo a exploração e proposição de estratégias de manutenção capazes de diminuir os custos e aumentar a disponibilidade das turbinas eólicas.

À vista disso, o roteamento de agentes de manutenção em parques eólicos *offshore* tem sido amplamente investigados na literatura como possível maneira de mitigação de custos, à exemplo de Dai, Stalhane e Utne (2015), Besnard *et al.* (2009), Fan *et al.* (2019), Allal *et al.* (2021), Irawan *et al.* (2021).

Dessa forma, este trabalho traz contribuições significativas para a temática apresentada. Em especial, fez-se uma análise crítica dos principais trabalhos e modelos matemáticos que buscaram a otimização das rotas de manutenção em parques eólicos *offshore*, bem como será apresentado o modelo matemático desenvolvido que busca aplicar os conhecimentos da literatura e superar as limitações identificadas. Por fim, o modelo matemático foi aplicado em um contexto real e solucionado através do uso de uma metaheurística híbrida que agrega métodos consolidados na literatura.

## 1.1 Objetivos

O principal objetivo deste trabalho é desenvolver um modelo matemático de programação de roteamento de navios de manutenção em parques eólicos *offshore* capaz de minimizar os custos associados às ações de manutenção e atender as necessidades reais dos parques eólicos *offshore*.

### 1.1.1 Objetivo específico

Para atingir o objetivo principal é necessário alcançar os seguintes objetivos específicos:

- Realizar ampla exploração da literatura a fim de identificar os parâmetros e as variáveis de decisão mais explorados na literatura;
- Analisar os modelos/trabalhos que se propuseram a explorar a mesma temática;
- Definir a política de manutenção adequada para a problemática e para o contexto de parques eólicos *offshore*;
- Adequar os parâmetros definidos ao modelo de otimização proposto;
- Desenvolver o modelo matemático capaz de incorporar as peculiaridades das ações de manutenção em parques eólicos *offshore*;
- Realizar aplicação numérica dentro de um contexto real de parques eólicos *offshore* no mundo a partir da aplicação de uma metaheurística adequada;
- Realizar a análise crítica dos resultados.

## 1.2 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está estruturada em seis partes: (1) Introdução; (2) Referencial Teórico e Revisão da Literatura; (3) Metodologia; (4) Modelo de Otimização de Navios de Manutenção em Parques Eólicos *Offshore*; (5) Resultados e (6) Considerações finais.

O próximo capítulo discorre acerca dos principais conceitos que fundamentaram o desenvolvimento deste trabalho, além disso faz-se uma revisão da literatura a fim de evidenciar a importância da temática explorada.

O Capítulo 3 aborda a metodologia do trabalho, de modo que se faz a classificação completa da pesquisa, a definição das etapas do trabalho e, por fim, apresenta-se a metaheurística desenvolvida para a resolução do modelo

Depois disso, no Capítulo 4 é realizado a contextualização do modelo matemático desenvolvido, seguida da apresentação dos parâmetros determinados que baseiam todo o modelo de otimização. Por fim, o modelo completo é apresentado.

O Capítulo 5 aponta os resultados obtidos a partir da metodologia apresentada bem como avalia a robustez do modelo e da metaheurística aplicada.

Por fim, no Capítulo 6, as conclusões do trabalho são apresentadas de modo a se fazer uma reflexão da importância da realização do estudo. Além disso, faz-se a sugestões para trabalhos futuros.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O objetivo deste capítulo é apresentar as bases teóricas que fundamentam este trabalho e uma revisão da literatura sobre temas correlatos. Primeiro, se discute sobre a manutenção em parques eólicos *offshore*, sua importância e quais são as estratégias que buscam mitigar seus custos.

Depois disso, faz-se a apresentação de modelos clássicos de otimização e a avaliação se estes podem ser utilizados integralmente no problema proposto. Também se discute acerca dos principais trabalhos que se propuseram a formular modelos matemáticos de otimização de rotas de navios em parques eólicos *offshore*.

Por fim, se discorre sobre a natureza do problema e a utilização de métodos aproximados de resolução. Também é realizada a apresentação das duas metaheurísticas utilizadas no trabalho, a GRASP e a Busca Tabu.

### 2.1 Manutenção de Parques Eólicos *Offshore*

De acordo com Sheng e Veers (2011), a energia eólica é reconhecida como uma das fontes de energia renováveis em destaque e com crescimento mais rápido em todo o mundo, porém, as indústrias eólicas ainda enfrentam problemas relacionados à falha prematura de componentes, que afetam diretamente o desempenho das operações e aumentam os custos de manutenção.

Nesse contexto, García Márques *et al.* (2012) evidenciam que para a indústria de parques eólicos ser competitiva a longo prazo é necessário garantir um alto nível de disponibilidade e confiabilidade das turbinas desde suas instalações, dessa forma, é possível a minimização dos custos operacionais. A disponibilidade é definida como a fração de tempo que as turbinas eólicas estão produzindo eletricidade em relação a todo o período.

Nesse contexto, Dhanola e Garg (2020) expressam que as turbinas eólicas podem ser classificadas como turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT) e turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT). No entanto, o projeto do eixo horizontal com três pás é a mais utilizada e possui como principais componentes: rotor (pás, cubo e sistema de passo), nacela (eixo do rotor, caixa de engrenagens/gerador, freio mecânico e sistema de guinada), torre, fundação, sistemas elétricos e de controle.

Dentre esses componentes, o rotor irá transmitir a energia mecânica por meio do eixo de baixa velocidade (10-15 rpm) e a caixa de engrenagens para o eixo de alta velocidade (1200-1500 rpm) que se conecta posteriormente ao gerador. O sistema de passo é a tecnologia usada para controlar o ângulo da lâmina para obter a produção de energia ideal. Por sua vez, o sistema de guinada mantém a área varrida do rotor apontada para a direção do vento para receber a entrada de energia ideal. O anemômetro é usado para monitorar a direção do vento que entra. Por fim, depois de coletar informações, o controlador move os motores de guinada para girar a nacela (DHANOLA e GARG, 2020).

Em consonância, de acordo com Hahn, Durstewitz e Rohrig (2006), em sistemas de produção de energia elétrica a partir de turbinas eólicas, os componentes de controle elétrico são os menos confiáveis, com mais de 0,5 falhas por ano em comparação com outros sistemas (menos de 0,25 falhas por ano), porém o tempo de inatividade do caixa de engrenagens e gerador é maior do que os sistemas de controle elétrico e eletrônico.

Adicionalmente, a vida útil de uma turbina eólica genérica é de 20 a 25 anos, nos quais ela deve funcionar de forma confiável e segura, contudo, rajadas de vento instáveis, condições de carregamento variantes e outros fatores tornam seus componentes não confiáveis (ZIEGLER *et. al.*, 2018).

Desse modo, as falhas trazem consequências negativas ao sistema, pois o alto tempo de inatividade de tais componentes afeta diretamente os custos de manutenção, confiabilidade e operação da turbina eólica impactando significativamente o custo total de O&M, isso se deve porque a manutenção desses componentes é um grande problema devido às suas dimensões e pesos (DHANOLA, GARG, 2020; MÁRQUEZ, TOBIAS e PÉREZ, 2013).

À vista dessa perspectiva, estima-se que apenas 10% dos rolamentos funcionam adequadamente sem qualquer falha até seu ciclo de vida. Enquanto que os outros 90% falham principalmente por fatores como: lubrificação (30%), má instalação (40%) e defeitos de fabricação (20%). Falhas de rolamentos devido a problemas tribológicos são consideradas como uma das causas cruciais de afetar a acessibilidade e confiabilidade da turbina eólica (DHANOLA, GARG, 2020).

Complementarmente, Irawan *et al.* (2021) expressa que os parques eólicos *offshore* já possuem acessibilidade restrita e incerta, porém, com o aumento da capacidade, novos parques eólicos estão planejados para estar localizados ainda mais longe da costa, aumentando assim o limite para acessar o local do parque eólico.

Pelo exposto, percebe-se que o acompanhamento das condições de funcionamento das turbinas eólicas é de fundamental importância para garantir a funcionalidade operacional e produtiva do parque eólico *offshore*, visto que defeitos podem ser detectados precocemente e estratégias que garantem a produtividade podem ser aplicadas (IRAWAN, *et al.*, 2021; Horenbeek *et al.*, 2012).

Em consonância, Yeter, Garbatov e Soares (2020) afirmam que o monitoramento das condições estruturais através de inspeções permite que os tomadores de decisão possam ter melhores informações sobre a segurança estrutural e muito mais confiança no sucesso da estrutura de suporte; assim, as inspeções devem ser agendadas de forma a maximizar os benefícios de visitar outras turbinas eólicas *offshore*.

Pelo exposto, fica evidente que quando os sistemas a serem mantidos são distribuídos geograficamente a programação da manutenção requer uma análise integrada dos tempos de viagem, incluindo seus efeitos e consequências na progressão das falhas no sistema (CAMCI, 2014).

Dessa forma, políticas de manutenção baseada na condição que incorporam ações de Manutenção Preventiva (MP) e Manutenção Corretiva (MC) são comumente aplicadas na literatura e utilizadas no dia a dia dos parques eólicos *offshore* (BESNARD *et al.*, 2009; IRAWAN *et al.*, 2021; BYON *et al.*, 2010; ALLAL *et al.*, 2021).

Nesse contexto, sabe-se que as ações de manutenção preventiva são àquelas que buscam a prevenção de falhas e a disponibilidade do sistema. Desta forma, é incorporado a essa política ações de inspeção e de substituição planejada (antes da falha) de componentes. Outrora, ações de manutenção corretiva são executadas após a ocorrência da falha do sistema, assim sua execução busca colocar o sistema novamente em operação.

Portanto, é evidente que um bom planejamento de manutenção e a determinação de políticas de manutenção capazes de acompanhar o funcionamento das turbinas, assim como, proporcionar uma rápida resposta às turbinas falhas ou com o funcionamento comprometido é inequivocamente importante para mitigação das consequências, assim como redução de custos.

Nesse sentido, Irawan *et al.* (2016) pontua que uma forma de reduzir os custos é tornar as atividades de manutenção mais eficientes, otimizando os cronogramas de manutenção e o roteiro dos navios de manutenção.

À visto disso, nota-se que o roteamento das ações de manutenção promovidas pelos navios em parques eólicos *offshore* possuem um alto impacto na redução dos custos e, com isso, tem sido utilizada como estratégia para otimização das ações de O&M nesta indústria.

Portanto, observa-se pelo contexto que as estratégias de otimização de roteamento nada mais são que uma especificação de problemas clássicos de otimização combinatória. Dentre os mais utilizados, destacam-se o Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios (PCTSP) e o Problema de Roteamento de Veículos (PRV). Assim estes serão explorados nos próximos tópicos para verificar quais contribuições estes podem fornecer para a temática deste estudo.

## 2.2 Modelos Clássicos de Otimização

Nos próximos tópicos, serão apresentados os principais modelos clássicos de otimização que inspiraram o modelo matemático desenvolvido neste trabalho.

### 2.2.1 O Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios

O Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios é uma variação do famoso problema de otimização combinatória: Problema do Caixeiro Viajante (PCV). Nesse, um caixeiro deve visitar algumas cidades (nós), de modo em cada visita um prêmio é coletado; e uma penalidade é aplicada sempre que uma cidade não for visitada ao final da rota. Ademais, há um custo associado a cada viagem entre duas cidades. O objetivo é minimizar o somatório dos gastos com viagens e multas pagas, mas garantindo a obtenção de um prêmio mínimo (PEDRO, SALDANHA, CAMARGO, 2013).

O PCTSP foi proposto e modelado originalmente por Balas (1989) em um contexto de produção fabril de lâminas de aço, neste o ordenamento (ou roteamento) do processamento destas era importante devido à deterioração dos rolos.

Depois disso diversos trabalhos exploraram o Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios em contextos diversos, à exemplo de Chaves (2008) e Pedro, Saldanha e Camargo (2013).

A formulação matemática do PCTSP pode ser descrita conforme equações (1) a (9), onde  $G = (V, A)$  é um grafo completo e direcionado em que  $V$  e  $A$  são os conjuntos de nós e arcos, respectivamente, e  $n$  representa o número de cidades que compõem o grafo, ou seja, os números

de nós do conjunto  $V$ . Para cada nó  $i \in V$ , existe uma penalidade  $\gamma_i$  e um prêmio  $p_i$  associado. Cada arco  $(i, j) \in A$  tem um custo de viagem  $c_{ij}$ . O nó de origem  $s$  tem um prêmio fixo  $p_s = 0$  e penalidade  $\gamma_s = \infty$ . O valor mínimo do prêmio a ser coletado é fornecido por  $p_{min}$ . A formulação requer as variáveis binárias  $x_{ij} \in \{0, 1\}$  que é igual a um, se arco  $(i, j) \in A$  faz parte do trajeto; ou a zero, caso contrário; e  $y_i \in \{0, 1\}$  se o nó  $i \in V$  é visitado ( $y_i = 1$ ) ou não ( $y_i = 0$ ); e as variáveis não negativas  $f_{ij} \geq 0$  usadas para evitar sub-rotas (BALAS, 1989; PEDRO, SALDANHA, CAMARGO, 2013).

Desta forma, a função objetivo do modelo, descrita em (1), busca a minimização dos custos de viagem realizada pelo caixeiro e das penalidades atribuídas às visitas não realizadas.

$$\min \sum_{(i,j) \in A} c_{ij} x_{ij} + \sum_{i \in V} \gamma_i (1 - y_i) \quad (1)$$

O modelo está sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{j \in A} x_{ij} = y_i, \quad \forall i \in V \quad (2)$$

$$\sum_{i \in A} x_{ji} = y_j, \quad \forall j \in V \quad (3)$$

$$\sum_{i \in V} p_i y_i \geq p_{min} \quad (4)$$

$$\sum_{(j,i) \in A} f_{ji} - \sum_{(i,j) \in A} f_{ij} = y_i, \quad \forall i \in V \setminus \{1\} \quad (5)$$

$$f_{ij} \leq (n-1)x_{ij}, \quad \forall (i, j) \in A \quad (6)$$

$$x_{ij} \in \{0, 1\}, \quad \forall (i, j) \in A \quad (7)$$

$$y_i \in \{0, 1\}, \quad \forall (i, j) \in A \quad (8)$$

$$f_{ij} \geq 0, \quad \forall (i, j) \in A \quad (9)$$

As restrições (2) e (3) garantem que se um nó  $i$  for visitado, então apenas um arco chega e sai deste nó. A restrição (4) garante o valor mínimo do prêmio a ser coletado. As restrições (5) e (6) evitam a existência de sub-rotas. As demais indicam a natureza das variáveis.

Pelo exposto, a aplicação do Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios mostra-se como um modelo capaz de aplicar conceitos importantes como o de penalidades à não realização de visitas aos nós, ou analogamente, ações de manutenção nas turbinas eólicas promovidas pelos navios de manutenção. Esses conceitos serão posteriormente aplicados ao modelo desenvolvido por esse trabalho.

Porém, o PCTSP conceitualmente não se enquadra totalmente ao problema deste estudo pois o Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios busca o roteamento de apenas um caixeiro viajante, desta forma, caso aplicado neste contexto, o modelo matemático promoveria o roteamento de apenas um navio de manutenção, o que não é o intuito deste trabalho, visto que os parques eólicos *offshore* promovem suas ações de manutenção com mais de um navio.

### 2.2.2 O Problema de Roteamento de Veículos

O Problema de Roteamento de Veículos (PRV) foi apresentado pela primeira vez por Dantzig e Ramser (1959) os quais descreveram matematicamente tal modelo de otimização. Nesse contexto, o PRV incorpora vários clientes em sua estrutura de modo que cada um deles exige uma demanda específica de mercadoria que deve ser entregue por veículos que saem do depósito, visitam seus clientes uma única vez e retornam ao mesmo depósito (BAKER e AYECHER, 2002). Ainda, o modelo deve respeitar as restrições de capacidade dos veículos e de distância percorrida (quando houver). Desta forma, o problema busca minimizar os custos associados ao deslocamento dos veículos, porém atendendo todas as restrições estabelecidas.

Sua formulação matemática pode ser descrita conforme as equações (10) - (17), de modo que há um conjunto de clientes  $\{1, 2, 3, \dots, n\}$  e um conjunto limitados de veículos homogêneos sediados em um depósito 0 (LAPORTE, 1992). Ainda, o par ordenado  $(i,j)$  possui um custo  $c_{ij}$  atribuídos aos veículos homogêneos que possuem a mesma capacidade ( $cap$ ). A demanda  $q_k$  deve ser atendida, porém em toda rota esta demanda não pode ultrapassar a capacidade do veículo. A demanda do depósito é nula ( $q_0 = 0$ ). O conjunto de depósito e clientes é indicado por  $V = \{0, 1, 2, 3, \dots, n\}$ . Por fim, a variável de decisão  $x_{ij} = \{0,1\}$  indicam se o arco  $(i,j)$  foi percorrido. Já a variável  $f_{ij}$  indica a quantidade de fluxo enviada do nó  $i$  para o  $j$  (SOUZA, 2009).

$$\min \sum_{i \in V} \sum_{j \in V} c_{ij} x_{ij} \quad (10)$$

Sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{i \in V} x_{ik} = 1, \forall k \in V, k \neq 0 \quad (11)$$

$$\sum_{j \in V} x_{kj} = 1, \forall k \in V, k \neq 0 \quad (12)$$

$$\sum_{j \in V} x_{0j} = \sum_{i \in V} x_{i0} \quad (13)$$

$$\sum_{i \in k} f_{ik} - \sum_{i \in k} f_{kj} = q_k, \forall k \in V / k \neq 0 \quad (14)$$

$$f_{ij} \leq (cap) x_{ij}, \forall i \in V, j \in V \quad (15)$$

$$x_{ij} \in \{0,1\}, \forall (i,j) \in V \quad (16)$$

$$f_{ij} \geq 0, \forall (i,j) \in V \quad (17)$$

As restrições (11) e (12) garantem que um cliente seja visitado apenas uma vez. As restrições (13) indicam que o número de arcos de ‘saem’ é igual ao número de arcos que ‘chegam’. As restrições (15) garantem que a capacidade dos navios seja respeitada. E por fim, (16) e (17) definem as variáveis de decisão.

Com isso, percebe-se que o PRV é rigoroso quanto a visitação de todas as cidades (ou turbinas), o que de modo geral não pode ser replicado pois este trabalho, assim como diversos outras, considera que no contexto dos parques eólicos *offshore* há a possibilidade da não realização de ações de manutenção.

Porém, a exploração desse modelo traz conceitos importantes e que serão posteriormente aplicados, à exemplo do respeito da capacidade dos veículos durante a realização das rotas.

### 2.3 Modelos de otimização de roteamento de manutenção em parques eólicos *offshore*

Como apresentado anteriormente, o problema de roteamento de navios de manutenção em parques eólicos *offshore* já foi explorado por alguns trabalhos. Neste tópico, serão

apresentados os principais artigos encontrados, bem como far-se-á uma reflexão acerca dos mesmos.

### 2.3.1 Irawan *et al.* (2021)

O referido trabalho incorpora ao seu modelo ações de Manutenção Corretiva e Manutenção Preventiva de modo que a primeira é realizada após a detecção de uma falha imprevista e a segunda está vinculada a ação de manutenção direcionada a turbinas cujo estado de funcionamento está fora da normalidade. Desta forma, a ação de manutenção preventiva é realizada em um momento em que qualquer desligamento tem o menor impacto na capacidade líquida de produção de energia. Ainda, o trabalho considera na modelagem de roteamento: (1) a janela de tempo referente aos navios saírem e retornarem à base; (2) os recursos (navios, agentes de manutenção e peças de reposição) e (3) a perda da geração de energia elétrica. Desta forma, o modelo requer informações a respeito das turbinas, dos navios e da janela de tempo. Os custos associados são: custo de *downtime*, custo penalidade e custo de deslocamento.

Nesse contexto, o custo de *downtime* ocorre ou devido às falhas das turbinas ou nas paradas ocasionadas pela ação de manutenção preventiva. Em outras palavras, ocorre uma perda de receita/produtividade. Já o custo da penalidade existe quando a turbina não pode ser visitada dentro da janela de tempo definida. Para uma turbina que necessita de uma tarefa de manutenção preventiva, o custo da penalidade desta ocorre quando a turbina tem que operar com um desempenho reduzido. Para uma turbina que requer uma tarefa de manutenção corretiva, o custo da penalidade desta pode ser calculado com base na receita perdida por um dia porque a turbina não está operando. Esses custos possuem como base de cálculo a capacidade produtiva da turbina e o preço da eletricidade do dia.

Com isso, o objetivo do modelo é minimizar o custo total que inclui os: custos das viagens, custo *downtime* (MP e MC) e custos de penalidade da turbina. Percebe-se, portanto, que os autores buscaram integrar vários fatores que fossem capazes de traduzir às necessidades reais do roteamento dos navios de manutenção em parques eólicos *offshore*.

Contudo, foi percebido algumas possibilidades de melhoria do modelo proposto. Por exemplo, os autores consideram a mesma janela de tempo de manutenção para todas as turbinas, desta forma, estas podem receber ação de manutenção dentro do horário de expediente do porto. Contudo, os autores desse trabalho acreditam que se deve atribuir janelas de tempo específicas

para cada uma das turbinas a serem mantidas para que estas incorporem o dinamismo e as incertezas inerentes às ações de manutenção em parques eólicos *offshore*. Essa ideia será melhor discutida no Capítulo 3.

Ainda, quando os autores definem as instâncias, optam por considerar um layout genérico de disposição das turbinas no parque eólico *offshore*. Além disso, os autores consideram o número de navios de manutenção de maneira arbitrária.

### **2.3.2 Fan et al. (2019)**

Os autores deste trabalho buscaram uma abordagem mais específica, de modo que modelo é inteiramente baseado em um cenário em que se deve otimizar as rotas de manutenção em um parque eólico com 64 turbinas, das quais 16 precisam receber ações de manutenção nos próximos 7 dias. A política de manutenção baseada na condição é considerada no modelo.

Ainda, assume-se três bases de O&M, a rota de manutenção dos navios pode ser um circuito aberto, ou seja, os navios podem partir de uma base arbitrária e retornar para qualquer umas das 3 bases definidas.

Cada tarefa de manutenção nas turbinas deve ser realizada durante a janela de manutenção, e cada tarefa tem um prazo associado ao final da janela de manutenção e um número especificado de horas de duração.

Dado o contexto, o objetivo do modelo é minimizar o somatório dos custos de viagem, custos de penalidade e custos dos agentes de manutenção. O custo de penalidade nesse trabalho é contabilizado pela interrupção da geração de eletricidade causada pela ação de manutenção.

Pelo exposto trata-se de um modelo robusto, contudo nota-se que, apesar de não deixar evidente, o modelo considera apenas ações de manutenção preventiva previamente programadas, ou seja, ações de manutenção corretiva (após a falha) não são consideradas. Tal fator torna o modelo muito integrado a um cenário muito específico, tornando assim o modelo difícil de ser aplicado em diversos contextos.

### **2.3.3 Allal et al. (2021)**

Este trabalho propõe uma abordagem de otimização de simulação para o roteamento e programação de manutenção de parques eólicos *offshore*, a fim de minimizar custos e ao mesmo

tempo manter alta disponibilidade de turbinas eólicas. Para isso, os autores propuseram um modelo matemático de otimização que busca minimizar apenas os custos de rotas dos navios de manutenção.

Nesse contexto, são considerado várias equipes de manutenção que realizam suas tarefas de manutenção em parques eólicos *offshore*. Em cada rota completa, as equipes visitam várias turbinas eólicas para manutenção e retornam ao porto. Além disso, assume-se uma frota homogênea de navios. Cada equipe de manutenção tem um máximo duração do trabalho de 8 horas por dia.

Pelo exposto, trata-se de um modelo bastante simplificado que considera, neste primeiro momento, apenas os custos de viagem na função objetivo. Isso faz com que o modelo de otimização não traduza perfeitamente as necessidades reais dos parques eólicos *offshore*. Posteriormente, diversos custos são considerados pelos autores ao passo que a fase de simulações foi executada.

#### **2.3.4 Besnard *et al.* (2009)**

Tendo como objetivo a melhoria no planejamento da manutenção o artigo desenvolveu um modelo que busca aproveitar previsões de vento e atividades de manutenção corretiva para executar tarefas de manutenção preventiva com menor custo.

Ainda, o modelo define os conjuntos de manutenção corretiva e de manutenção preventiva. Todas as ações de MC são obrigatoriamente realizadas em uma janela de tempo relativamente curta.

Nesse contexto, a função objetivo do modelo busca minimizar a perda de produtividade associado às ações de manutenção corretiva e preventiva (em uma janela de tempo pequena pré-definida), bem como os custos de deslocamento, os custos de penalidade e os custos associados às ações de manutenção preventiva executados na janela de tempo longo. Aqui, os custos de penalidade são atribuídos quando uma ação que deveria ter sido realizada no curto período excede esse tempo.

Pelo exposto, percebe-se que o trabalho desenvolveu um modelo muito robusto e que incorpora estratégias inovadoras, à exemplo do aproveitamento de oportunidades. Como limitações do trabalho, nota-se que o modelo é aplicado em um cenário totalmente simulado e que não traz inspirações reais.

### 2.3.5 Dai, Stalhane e Utne (2015)

O artigo possui como objetivo encontrar uma rota e um cronograma para que cada embarcação execute a manutenção de um conjunto de turbinas eólicas em um período de planejamento de vários dias. O artigo considera apenas ações ‘pequenas’ de manutenção, ou seja, ações de manutenção corretiva e de manutenção preventiva que requerem substituição de componentes não foram consideradas.

O modelo leva em consideração um custo de penalidade caso as turbinas sejam mantidas após o período recomendado, considerando a capacidade das embarcações no transporte de técnicos e peças de reposição. Desta forma, o problema tem como objetivo a busca pela rota que retorne os menores custos de penalidade e de deslocamento executada pelos navios de manutenção. O cálculo da perda de produtividade associado a realização da ação de manutenção em determinada turbina está inserido no custo de penalidade.

No entanto, percebe-se que o modelo não considera a não realização das ações de manutenção, assim presume-se apenas o atraso das tarefas de manutenção. Com isso, o custo de penalidade (perda de produtividade) é considerado apenas se a ação de manutenção atrasar, quando o ideal seria calcular todo o período com que a turbina eólica não produziu energia.

## 2.4 Heurísticas e Metaheurísticas

Os problemas clássicos de otimização e os desenvolvidos pelos autores nos subcapítulos anteriores são classificados como NP-Difícil. Ou seja, problemas nos quais não se conhece um método exato capaz de encontrar uma solução em tempo polinomial, desta forma é necessário aplicar algoritmos aproximados capazes de encontrar uma solução viável para o problema (REBOUÇAS, 2016).

Os métodos aproximados ou heurísticos surgem a fim de diminuir o tempo de processamento dos problemas de grandes instâncias, entretanto, como consequência, os métodos heurísticos se limitam na busca por uma solução satisfatória para o problema, que pode ser ou não a solução ótima (DRÉO *et al.*, 2006; SIARRY e MICHALEWICZ, 2007; XIAO e KONAK, 2017). Em suma, os métodos heurísticos geralmente operam em tempo polinomial e não requerem tanto esforço computacional quanto os métodos exatos, mas não garantem a otimalidade da solução gerada.

Ainda, dentro da classe de métodos aproximados, há a divisão em métodos heurísticos e metaheurísticos. Heurísticas são técnicas dependentes do problema que tiram proveito de características e informações do próprio problema a ser explorado, facilitando o encontro de um mínimo global no espaço de busca (BLUM e ROLI, 2003). Desta forma, a heurística busca tirar o máximo de proveito das particularidades do problema, ou seja, baseado em uma regra (geralmente gulosa) as heurísticas tomam as “melhores” decisões para cada passo da solução. No entanto, não é raro acontecer das heurísticas ficarem “presas” em um ótimo local e, desta forma, não conseguirem uma solução ótima global.

Por outro lado, as metaheurísticas não tiram proveito de nenhuma das especificidades de cada problema, sendo chamadas de “caixa preta”. Muitas vezes os algoritmos metaheurísticos permitem a deterioração temporária da solução a fim de melhor explorar o espaço de solução. Complementarmente, Rossi e Nagano (2020) definem metaheurística como procedimentos heurísticos gerais que podem ser aplicados a muitos problemas e normalmente iniciam a partir de uma sequência construída por heurísticas e iteram até que um critério de parada seja atendido. De maneira geral, esses métodos são baseados em procedimentos estocásticos e são bio-inspirados, ou seja, sua inspiração advém de mecanismos da natureza.

Nesse cenário, dentre os métodos já consolidados, destaca-se a *Greedy Randomized Adaptive Search Procedures* (GRASP) que é um método constituído por heurísticas construtivas acompanhado de uma busca local (FEO e RESENDE, 1989). Este procedimento é repetido por um número específico de vezes e, finalmente, a melhor solução obtida é a saída do algoritmo (SOHRABI *et al.*, 2019). Ainda, seu algoritmo é composto de duas fases, sendo elas a de construção e de busca local.

Nesse contexto, diversos autores têm utilizado a metaheurística Busca Tabu na fase de busca local da Grasp, pois esta combinação traz grande robustez ao algoritmo e garante que a solução encontrada seja ao menos próxima do ótimo global à exemplo de Gavara, Corberan e Marti (2021) e Khorbatly *et al.* (2020). Desta forma, esses conceitos serão explorados nos próximos capítulos.

#### **2.4.1 Greedy Randomized Adaptive Search Procedures**

A metaheurística GRASP foi desenvolvida e apresentada pela primeira vez pelos autores Feo e Resende, (1989). Nesse contexto, a GRASP é dividida em duas fases principais: a fase

construtiva e a fase de busca local. A primeira, é baseada em um algoritmo heurístico construtivo do tipo guloso, que é responsável por encontrar uma boa solução factível, enquanto a segunda objetiva procurar na vizinhança uma melhor solução para o problema (SOUZA, 2013).

Um pseudo-código genérico da GRASP é apresentado na Figura 1, composto de 7 *steps*.

Figura 1 - Pseudocódigo genérico GRASP

<p><b>Procedimento GRASP ( )</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Entrada de Dados ( );</li> <li>2. <u>Para</u> (<i>critério de parada GRASP não satisfeito</i>) <u>faça</u></li> <li>3.     ConstruaSoluçãoGulosaAletória (<i>solução</i>);</li> <li>4.     BuscaLocal (<i>solução, Viz(solução)</i>);</li> <li>5.     AtualizaSolução (<i>solução, melhor solução encontrada</i>);</li> <li>6. <u>Fim-para</u>;</li> <li>7. Retorna (<i>melhor solução encontrada</i>);</li> </ol> <p><b>Fim GRASP</b></p>
---

Fonte: Adaptado de Feo e Resende (1995)

Conforme Figura 2, após fazer a leitura dos dados do problema (*step 1*), é necessário incluir uma regra que estabeleça o critério de parada do procedimento (*step 2*), ou seja, enquanto essa condição não for atendida o procedimento continua sendo executado. A Figura 2 apresenta o *step 3*, que é a fase construtivista do método.

Figura 2 - Pseudocódigo (Grasp step 3 - fase de construção).

<p><b>3. Procedimento ConstruirSoluçãoGulosaAletória (<i>solução</i>);</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>A. <i>solução</i> = <math>\emptyset</math>;</li> <li>B. <u>Para</u> (<i>solução construída incompleta</i>) <u>faça</u></li> <li>C.     CriarLRC (<i>LRC</i>);</li> <li>D.     <i>s</i> = ElementoSelecioneadoAleatoriamente (<i>LRC</i>);</li> <li>E.     <i>solução</i> = <i>solução</i> <math>\cup</math> {<i>s</i>};</li> <li>F.     FunçãoAdaptaçãoGulosa (<i>s</i>);</li> <li>G. <u>Fim-para</u>;</li> </ol> <p><b>Fim ConstruirSoluçãoGulosaAletória</b></p>
--

Fonte: Adaptado de Range et al. (2000)

Conforme Figura 2, inicialmente é necessário selecionar uma solução viável  $s$ , consolidada através da iteração entre um elemento de cada vez, com base em uma Lista Restrita de Candidatos (LRC). Essa solução se transformará na solução corrente. O conjunto LRC é composto pelos elementos mais interessantes de uma lista constituída de candidatos a serem incluídos na solução, seguindo um critério guloso, e é exatamente essa técnica que garante diferentes soluções a cada iteração da GRASP (RANGE *et al.*, 2000).

Para determinar a quantidade de elementos do conjunto LRC é necessário definir o valor do parâmetro  $\alpha$ , que pode variar de 0 a 1. Conforme aponta Souza (2013), se  $\alpha = 0$ , o conjunto LRC tem apenas um elemento e se comporta como um algoritmo heurístico construtivo do tipo guloso, já se  $\alpha = 1$ , todos os elementos candidatos podem fazer parte do conjunto LRC e o processo de escolha se torna totalmente aleatório.

Dado o supracitado, ocorre a segunda fase da GRASP, que é a fase de melhoria local (*step* 4). Essa fase busca na vizinhança uma melhora na função objetivo, e, caso encontre, ela é armazenada (*step* 5). O procedimento de melhoria é executado até que não se encontre um vizinho com melhor desempenho (CRAVO e AMARAL, 2019). Dado o fim do algoritmo (*step* 6), a solução é encontrada (*step* 7).

Em resumo, a GRASP é uma técnica metaheurística classificada como *multi-start* por sucessivamente começar com uma “solução inicial”. Além disso, ela é composta de duas fases bem definidas: construção e busca local. A fase construtiva resulta em uma solução para o problema criada de forma gulosa, partindo de uma solução ineficaz e inserindo variáveis até que a solução se torne factível. Para melhorar a fuga de ótimos locais, em cada decisão de inserção de variáveis nessa fase de construção é inserido um fator estocástico de decisão. A fase de busca local parte da solução criada na fase anterior e tenta encontrar o ótimo local mais próximo àquela solução para uma vizinhança de busca.

Diferentemente de métodos como a Busca Tabu e Colônia de Formigas, a GRASP na sua formulação original, não guarda informação de um passado recente da solução. Em outras palavras, em cada iteração ela praticamente resolve o problema como se fosse a primeira iteração do método. Além disso, pelo fato de considerar uma busca local eficiente, ela diferencia-se dos demais métodos que não apresentam essa noção na sua formulação original, como por exemplo o Algoritmo Genético e a Colônia de Formigas. Por outro lado, essa característica de partir de uma nova solução a cada iteração amplifica bastante as buscas e pode resultar em uma busca muito ampla e que não gera boas soluções.

Nesse contexto, a GRASP vem sendo utilizada e aprimorada ao longo dos anos, à exemplo de Marinakis *et al.* (2005) que propõe uma GRASP com algumas pequenas mudanças, tais como na fase de busca local em que são usadas as buscas locais de 2-opt e 3-opt. Essas duas buscas fazem mudanças em 2 e 3 arcos do circuito, respectivamente.

#### **2.4.2 Busca Tabu**

A metaheurística chamada de Busca Tabu foi originalmente apresentada por Glover (1986) a qual se baseia na fase de busca local a fim de resolver problemas complexos de otimização combinatória. Nesse sentido, Souza (2008) define a Busca Tabu como um método que busca explorar o espaço de solução através do deslocamento de uma solução para outra desde que a última seja mais atrativa que a primeira.

Adicionalmente, Martins (2002) afirma que o procedimento de Busca Tabu transcende à otimalidade local e é baseado em uma função que executada e avalia, a cada iteração, o “movimento” em direção ao melhor valor. Desta forma, a metaheurística é capaz de permitir a alteração dos processos de diversificação e intensificação através da análise dos atributos proibidos guardados em uma lista tabu (GLOVER e LAGUNA, 1997).

O termo ‘tabu’ que dá nome ao método é atribuído devido à característica proibitiva da metaheurística, de modo que se evita o risco de seguir um caminho de soluções com baixas chances de escapar, o que pode limitar o espaço de buscas e reduzir a probabilidade de encontrar uma solução ótima ou próxima do ótimo global (GOMES, 2009).

Dado o contexto, a proibição decorre a partir de uma estrutura de memória capaz de armazenar os atributos dos movimentos realizado em uma lista chamada de Tabu, a qual é consultada após a realização de cada movimento. Desta forma, se os atributos deste movimento estiverem contidos na lista Tabu, então este é proibido de ser executado (LEITE e ARROYO, 2006).

Pelo exposto, o pseudocódigo genérico da metaheurística Busca Tabu foi descrito pelos autores conforme Figura 3.

Figura 3 – Pseudocódigo genérico Busca Tabu.

```
Procedimento Busca_Tabu ()  
1.  $s^*$  = heurísticaConstrutiva;  
2.  $s = s^*$ ; # Melhor solução encontrada até o momento  
3. Iteração = 0; # Contador de iterações  
4. MelhorIteração = 0; # Iteração mais recente que resultou  $s^*$   
5. Seja BuscaTabu o número máximo de iterações sem melhora em  $s^*$ ;  
6.  $T = \emptyset$ ;  
7. Inicialize a função de avaliação  $A(s)$ ;  
8. Enquanto (Iteração - MelhorIteração  $\leq$  BuscaTabu) faça  
9. Iteração = Iteração + 1;  
10. Sendo  $m$  um movimento que leva a uma solução vizinha  
11. Seja  $s' = s+m$  uma solução vizinha de  $s^*$  que não pertence à lista  $T$  e  $A(f(s')) \leq A(f(s))$ ;  
12. Atualize  $T$ ;  
13.  $s = s'$ ;  
14. Se  $f(s) \leq f(s^*)$ , então  
15.  $s^* = s$ ;  
16. MelhorIteração = Iteração;  
17. fim;  
18. Atualize a função de avaliação  $A(s)$ ;  
19. fim-enquanto;  
20. Retorne  $s^*$ ;  
21. Fim Busca_Tabu
```

O autor, 2021.

### 3 METODOLOGIA

A presente pesquisa é de natureza aplicada, quanto aos objetivos possui caráter exploratório, em relação à forma de abordagem é quantitativa, uma vez que é utilizado dados numéricos e cálculos para a resolução do problema proposto. O método do estudo é classificado como uma pesquisa de modelagem e simulação, visto que buscou-se modelar e simular sistemas físicos através de modelos matemáticos computacionais (CHUNG, 2004).

O trabalho se inicia pela exploração da literatura a fim de identificar os artigos mais relevantes que abordaram a temática de roteamento de navios de manutenção em parques eólicos *offshore*. Desta forma, foram identificados os principais parâmetros que são considerados nos trabalhos que exploram a mesma temática. Além disso, modelos clássicos de otimização foram estudados a fim de verificar se estes se adequam inteiramente ao problema.

Depois disso, baseado nos conhecimentos adquiridos, foi possível desenvolver um modelo, com características inovadoras, de otimização de navios de manutenção em parques eólicos *offshore*. Ainda, buscou-se superar algumas limitações identificadas na etapa anterior.

Além disso, a fim de validar o modelo proposto, foi promovida a aplicação numérica do modelo em um contexto real, ou seja, baseado em parâmetros reais de um parque eólico *offshore*.

Ainda, por se tratar de um problema do tipo NP-difícil, métodos de aproximação devem ser aplicados para se obter resultados em tempos viáveis. Nesse contexto, a metaheurística escolhida incorpora dois métodos amplamente utilizados em problemas de roteamento de veículos: o GRASP e a Busca Tabu.

Por fim, os resultados obtidos a partir do modelo e algoritmo propostos foram amplamente analisados a fim de verificar a viabilidade e robustez do mesmo.

#### 3.1 Etapas da Implementação

A implementação do algoritmo foi dividida em três etapas, na primeira etapa foram coletados/gerados os dados das instâncias a serem aplicadas no problema de roteamento de navios de manutenção. Os dados referentes aos navios e às turbinas foram coletados a partir de dados públicos, estes serão apresentados posteriormente. Já as informações referentes as ações

de manutenção nas turbinas foram geradas a partir de simulações que buscaram representar a realidade.

Na segunda etapa foi implementada metaheurística híbrida GRASP + Busca Tabu ajustada para a solução do problema proposto. E por fim, na terceira etapa foram realizados os experimentos computacionais.

### 3.2 Parque eólico *offshore* London Array

As instâncias geradas se basearam no maior parque eólico *offshore* do mundo com extensão de 20km<sup>2</sup>: o London Array. Este possui 175 turbinas eólicas com capacidade de 3,6 megawatts cada, ou seja, o parque eólico possui capacidade combinada de 630 MW. Desta forma, a eletricidade gerada é capaz de abastecer cerca de 500.000 residências britânicas.

As turbinas estão divididas em classes que vão da Classe A à Classe M. Suas coordenadas estão descritas conforme tabela abaixo:

Tabela 1 - Coordenadas geográficas das turbinas eólicas (London Array)

(continua)

<b>Turbina</b>	Latitude	Longitude	<b>Turbina</b>	Latitude	Longitude	<b>Turbina</b>	Latitude	Longitude
<b>A10</b>	51° 34.715'N	01° 27.455'E	<b>E18</b>	51° 38.183'N	01° 26.331'E	<b>I08</b>	51° 37.511'N	01° 32.871'E
<b>A11</b>	51° 34.925'N	01° 27.018'E	<b>E19</b>	51° 38.413'N	01° 25.904'E	<b>I09</b>	51° 37.741'N	01° 32.446'E
<b>A12</b>	51° 35.174'N	01° 26.607'E	<b>F01</b>	51° 34.679'N	01° 34.143'E	<b>I10</b>	51° 37.971'N	01° 32.020'E
<b>A13</b>	51° 35.400'N	01° 26.175'E	<b>F02</b>	51° 34.909'N	01° 33.716'E	<b>I11</b>	51° 38.201'N	01° 31.594'E
<b>A14</b>	51° 35.634'N	01° 25.755'E	<b>F03</b>	51° 35.139'N	01° 33.290'E	<b>I12</b>	51° 38.431'N	01° 31.168'E
<b>A15</b>	51° 35.865'N	01° 25.443'E	<b>F04</b>	51° 35.369'N	01° 32.864'E	<b>I13</b>	51° 38.662'N	01° 30.742'E
<b>B08</b>	51° 34.660'N	01° 28.881'E	<b>F05</b>	51° 35.599'N	01° 32.438'E	<b>I14</b>	51° 38.892'N	01° 30.316'E
<b>B09</b>	51° 34.886'N	01° 28.448'E	<b>F06</b>	51° 35.834'N	01° 32.004'E	<b>I15</b>	51° 39.122'N	01° 29.890'E

Tabela 1 - Coordenadas geográficas das turbinas eólicas (London Array)

(continuação)

<b>B10</b>	51° 35.121'N	01° 28.029'E	<b>F07</b>	51° 36.059'N	01° 31.586'E	<b>I16</b>	51° 39.352'N	01° 29.464'E
<b>B11</b>	51° 35.351'N	01° 27.603'E	<b>F08</b>	51° 36.289'N	01° 31.160'E	<b>I17</b>	51° 39.582'N	01° 29.038'E
<b>B12</b>	51° 35.581'N	01° 27.177'E	<b>F09</b>	51° 36.519'N	01° 30.735'E	<b>I18</b>	51° 39.812'N	01° 28.612'E
<b>B13</b>	51° 35.811'N	01° 26.751'E	<b>F10</b>	51° 36.749'N	01° 30.309'E	<b>I19</b>	51° 40.042'N	01° 28.186'E
<b>B15</b>	51° 36.271'N	01° 25.900'E	<b>F11</b>	51° 36.988'N	01° 29.896'E	<b>I20</b>	51° 40.276'N	01° 27.753'E
<b>B16</b>	51° 36.501'N	01° 25.473'E	<b>F12</b>	51° 37.210'N	01° 29.457'E	<b>J06</b>	51° 37.452'N	01° 34.282'E
<b>B17</b>	51° 36.738'N	01° 25.090'E	<b>F13</b>	51° 37.440'N	01° 29.031'E	<b>J07</b>	51° 37.681'N	01° 33.856'E
<b>C06</b>	51° 34.607'N	01° 30.302'E	<b>F14</b>	51° 37.670'N	01° 28.605'E	<b>J08</b>	51° 37.918'N	01° 33.442'E
<b>C07</b>	51° 34.837'N	01° 29.876'E	<b>F15</b>	51° 37.900'N	01° 28.179'E	<b>J09</b>	51° 38.150'N	01° 33.019'E
<b>C08</b>	51° 35.085'N	01° 29.418'E	<b>F16</b>	51° 38.130'N	01° 27.753'E	<b>J10</b>	51° 38.380'N	01° 32.593'E
<b>C09</b>	51° 35.298'N	01° 29.025'E	<b>F17</b>	51° 38.360'N	01° 27.327'E	<b>J11</b>	51° 38.610'N	01° 32.167'E
<b>C10</b>	51° 35.528'N	01° 28.599'E	<b>F18</b>	51° 38.590'N	01° 26.901'E	<b>J12</b>	51° 38.840'N	01° 31.741'E
<b>C11</b>	51° 35.758'N	01° 28.173'E	<b>F19</b>	51° 38.820'N	01° 26.475'E	<b>J13</b>	51° 39.070'N	01° 31.315'E
<b>C12</b>	51° 35.988'N	01° 27.747'E	<b>F20</b>	51° 39.050'N	01° 26.048'E	<b>J14</b>	51° 39.300'N	01° 30.889'E
<b>C13</b>	51° 36.220'N	01° 27.324'E	<b>G03</b>	51° 35.546'N	01° 33.860'E	<b>J15</b>	51° 39.530'N	01° 30.463'E
<b>C14</b>	51° 36.448'N	01° 26.895'E	<b>G04</b>	51° 35.776'N	01° 33.434'E	<b>J16</b>	51° 39.760'N	01° 30.037'E
<b>C15</b>	51° 36.678'N	01° 26.469'E	<b>G05</b>	51° 36.006'N	01° 33.008'E	<b>J17</b>	51° 39.990'N	01° 29.611'E
<b>C17</b>	51° 37.138'N	01° 25.616'E	<b>G06</b>	51° 36.244'N	01° 32.601'E	<b>J18</b>	51° 40.220'N	01° 29.185'E

Tabela 1 - Coordenadas geográficas das turbinas eólicas (London Array)

(continuação)

<b>C18</b>	51° 37.369'N	01° 25.191'E	<b>G07</b>	51° 36.466'N	01° 32.156'E	<b>J19</b>	51° 40.451'N	01° 28.759'E
<b>C19</b>	51° 37.599'N	01° 24.765'E	<b>G08</b>	51° 36.701'N	01° 31.757'E	<b>J20</b>	51° 40.681'N	01° 28.332'E
<b>D04</b>	51° 34.554'N	01° 31.724'E	<b>G09</b>	51° 36.927'N	01° 31.305'E	<b>K11</b>	51° 39.017'N	01° 32.736'E
<b>D05</b>	51° 34.784'N	01° 31.298'E	<b>G10</b>	51° 37.151'N	01° 30.871'E	<b>K12</b>	51° 39.257'N	01° 32.292'E
<b>D06</b>	51° 35.015'N	01° 30.872'E	<b>G11</b>	51° 37.390'N	01° 30.446'E	<b>K13</b>	51° 39.477'N	01° 31.885'E
<b>D07</b>	51° 35.247'N	01° 30.433'E	<b>G12</b>	51° 37.617'N	01° 30.027'E	<b>K14</b>	51° 39.707'N	01° 31.458'E
<b>D08</b>	51° 35.475'N	01° 30.021'E	<b>G13</b>	51° 37.847'N	01° 29.601'E	<b>K15</b>	51° 39.954'N	01° 30.995'E
<b>D09</b>	51° 35.705'N	01° 29.595'E	<b>G14</b>	51° 38.077'N	01° 29.176'E	<b>K16</b>	51° 40.167'N	01° 30.607'E
<b>D10</b>	51° 35.935'N	01° 29.169'E	<b>G15</b>	51° 38.307'N	01° 28.749'E	<b>K17</b>	51° 40.402'N	01° 30.164'E
<b>D11</b>	51° 36.170'N	01° 28.733'E	<b>G16</b>	51° 38.537'N	01° 28.323'E	<b>K18</b>	51° 40.621'N	01° 29.773'E
<b>D12</b>	51° 36.395'N	01° 28.317'E	<b>G17</b>	51° 38.768'N	01° 27.897'E	<b>K19</b>	51° 40.858'N	01° 29.328'E
<b>D13</b>	51° 36.625'N	01° 27.891'E	<b>G18</b>	51° 39.006'N	01° 27.482'E	<b>K20</b>	51° 41.100'N	01° 28.879'E
<b>D14</b>	51° 36.855'N	01° 27.465'E	<b>G19</b>	51° 39.228'N	01° 27.045'E	<b>L11</b>	51° 39.424'N	01° 33.306'E
<b>D15</b>	51° 37.086'N	01° 27.039'E	<b>G20</b>	51° 39.458'N	01° 26.619'E	<b>L12</b>	51° 39.654'N	01° 32.880'E
<b>D16</b>	51° 37.316'N	01° 26.613'E	<b>H04</b>	51° 36.183'N	01° 34.004'E	<b>L13</b>	51° 39.862'N	01° 32.455'E
<b>D17</b>	51° 37.535'N	01° 26.206'E	<b>H05</b>	51° 36.413'N	01° 33.579'E	<b>L14</b>	51° 40.114'N	01° 32.028'E
<b>D19</b>	51° 38.006'N	01° 25.335'E	<b>H06</b>	51° 36.644'N	01° 33.152'E	<b>L15</b>	51° 40.345'N	01° 31.602'E

Tabela 1 - Coordenadas geográficas das turbinas eólicas (London Array)

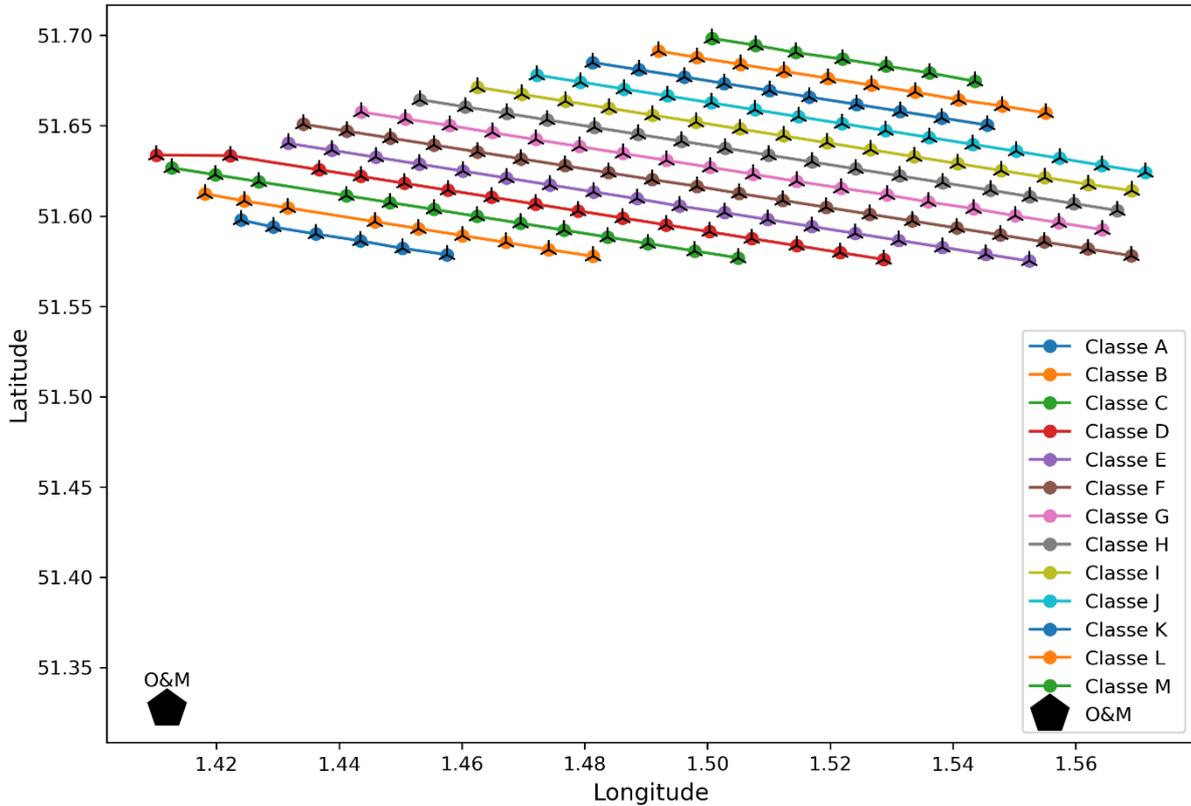
(continuação)

<b>D20</b>	51° 38.024'N	01° 24.612'E	<b>H07</b>	51° 36.857'N	01° 32.766'E	<b>L16</b>	51° 40.575'N	01° 31.176'E
<b>E02</b>	51° 34.501'N	01° 33.146'E	<b>H08</b>	51° 37.104'N	01° 32.301'E	<b>L17</b>	51° 40.805'N	01° 30.750'E
<b>E03</b>	51° 34.732'N	01° 32.720'E	<b>H09</b>	51° 37.334'N	01° 31.876'E	<b>L18</b>	51° 41.035'N	01° 30.324'E
<b>E04</b>	51° 34.962'N	01° 32.294'E	<b>H10</b>	51° 37.564'N	01° 31.450'E	<b>L19</b>	51° 41.265'N	01° 29.899'E
<b>E05</b>	51° 35.192'N	01° 31.868'E	<b>H11</b>	51° 37.794'N	01° 31.023'E	<b>L20</b>	51° 41.481'N	01° 29.523'E
<b>E06</b>	51° 35.422'N	01° 31.442'E	<b>H12</b>	51° 38.024'N	01° 30.598'E	<b>M14</b>	51° 40.473'N	01° 32.617'E
<b>E07</b>	51° 35.652'N	01° 31.016'E	<b>H13</b>	51° 38.254'N	01° 30.172'E	<b>M15</b>	51° 40.752'N	01° 32.173'E
<b>E08</b>	51° 35.882'N	01° 30.590'E	<b>H14</b>	51° 38.484'N	01° 29.746'E	<b>M16</b>	51° 40.982'N	01° 31.747'E
<b>E09</b>	51° 36.112'N	01° 30.165'E	<b>H15</b>	51° 38.714'N	01° 29.319'E	<b>M17</b>	51° 41.212'N	01° 31.320'E
<b>E10</b>	51° 36.330'N	01° 29.727'E	<b>H16</b>	51° 38.945'N	01° 28.894'E	<b>M18</b>	51° 41.428'N	01° 30.864'E
<b>E11</b>	51° 36.573'N	01° 29.313'E	<b>H17</b>	51° 39.192'N	01° 28.435'E	<b>M19</b>	51° 41.672'N	01° 30.468'E
<b>E12</b>	51° 36.802'N	01° 28.886'E	<b>H18</b>	51° 39.405'N	01° 28.041'E	<b>M20</b>	51° 41.902'N	01° 30.042'E
<b>E13</b>	51° 37.033'N	01° 28.461'E	<b>H19</b>	51° 39.626'N	01° 27.631'E			
<b>E14</b>	51° 37.263'N	01° 28.035'E	<b>H20</b>	51° 39.865'N	01° 27.190'E			
<b>E15</b>	51° 37.493'N	01° 27.609'E	<b>I05</b>	51° 36.845'N	01° 34.146'E			
<b>E16</b>	51° 37.723'N	01° 27.183'E	<b>I06</b>	51° 37.051'N	01° 33.723'E			
<b>E17</b>	51° 37.953'N	01° 26.757'E	<b>I07</b>	51° 37.281'N	01° 33.297'E			

Fonte: Notice of Operations at London Array Offshore Wind Farm (2021).

Desta forma, a configuração (*layout*) das turbinas do parque eólico London Array segue conforme Figura 4.

Figura 4 - Layout Turbinas London Array



Ainda, o parque eólico é mantido e operado a partir do porto de Ramsgate, de onde partem os navios de manutenção. O porto está localizado com as coordenadas de 51,327 (Latitude) e 1,412 (Longitude), conforme indicado na Figura 4. O parque eólico possui 5 navios de manutenção que operam sob a necessidade das ações de manutenção em uma janela de tempo diária que se inicia às 6 horas da manhã e encerra às 22 horas (horário em que todos os navios já devem estar no porto). Os navios são caracterizados conforme Tabela 2.

Esses navios são fornecidos pela empresa Windcat Workboats, ou seja, não são de propriedade do parque eólico London Array. Desse modo, sabendo que esta é uma realidade comum dos parques eólicos *offshore*, o custo fixo cobrado pela utilização do navio de manutenção deve ser incluído do modelo. Nesse sentido, assumiu-se que o custo fixo cobrado pela utilização de um navio de manutenção seja de 500 libras.

Tabela 2 - Caracterização navios de manutenção London Array

Navio	Nome (Modelo)	Custo Fixo	Capacidade (Peso em Kg)	Capacidade (Agentes)	Velocidade Média (km/h)
V <sub>1</sub>	Windcat 21	£ 500,00	6000	12	42
V <sub>2</sub>	Windcat 27	£ 500,00	6000	12	41
V <sub>3</sub>	Windcat 29	£ 500,00	6000	12	38
V <sub>4</sub>	Windcat 36	£ 500,00	6000	12	35
V <sub>5</sub>	Windcat 39	£ 500,00	6000	12	37

Fonte: Notice of Operations at London Array Offshore Wind Farm (2021) e Marine Traffic (2021).

A proximidade das velocidades médias dos navios permite a simplificação da implementação, de modo que se atribui a velocidade média de 38,5 km/h para todos os navios. Nesse caso, as instâncias testadas consideram uma frota homogênea de navios. Contudo, o modelo apresentado no próximo capítulo possibilita a utilização de frotas heterogêneas, caso seja necessário.

### 3.3 Instâncias

De posse dos dados adquiridos através dos documentos oficiais do London Array este trabalho gerou 9 instâncias que se basearam no número de turbinas a serem visitadas. Desta forma, as instâncias se iniciaram com o estabelecimento de 10 turbinas a serem mantidas até 18 turbinas. As turbinas foram classificadas em dois grupos, turbinas de Manutenção Preventiva e de Manutenção Corretiva. De modo que se definiu que 80% das turbinas seriam de Manutenção Preventiva e o restante de Manutenção Corretiva. Estas são geradas aleatoriamente dentro do espaço amostral do problema.

Este trabalho assume que os estados de funcionamento das turbinas são conhecidos a partir do monitoramento da condição, desta forma, o Gerente de Manutenção recebe relatórios de produtividade no início do expediente e decide quais as turbinas estão passíveis de ação de manutenção naquele dia.

Além disso, se estabeleceu janelas de tempo para cada uma das turbinas, ou seja, nem todas as turbinas estão disponíveis para a realização da manutenção no início do expediente. Desse modo, apenas 64% das turbinas a serem mantidas estão passíveis de manutenção no

início do expediente, todas para Manutenção Preventiva. Os outros 14% que completam as turbinas de Manutenção Preventiva possuem janelas de tempo de abertura geradas aleatoriamente dentro de um intervalo de 8 horas a 16 horas.

As janelas de tempo turbinas de Manutenção Corretiva, que incorporam 20% das turbinas da instância, são todas geradas aleatoriamente dentro do intervalo de 6 horas a 16 horas. Com isso o problema passa a possuir características mais próximas da realidade e reforçando a aplicabilidade deste estudo.

É importante destacar que o fechamento das janelas de tempo de manutenção respeita o horário limite de funcionamento do parque eólico *offshore*, de modo que todos os navios devem retornar à base de O&M até as 22 horas.

Ainda, as turbinas que necessitam a presença dos navios durante a ação de manutenção representam 10% das turbinas e podem estar contidas no conjunto de Manutenção Corretiva ou Preventiva. Nesses casos, a presença do navio é requerida devido a complexidade na manutenção e/ou a utilização de algum insumo específico que necessita o apoio do navio para ser transportado.

Os Custos de *Downtime* foram calculados com base na capacidade produtiva das turbinas eólicas e do preço da eletricidade de 14,45£ em Londres no ano de 2021. O preço de eletricidade também foi utilizado para estimar o custo de penalidade das turbinas. Estimou-se que as turbinas de Manutenção Preventiva que não sofrerem ação de manutenção perdem 30% de produtividade.

Além disso, os Custos das Rotas foram calculados com base na velocidade média dos navios, do custo de combustível médio por hora e da distância percorrida. Por fim, o tempo estimado de manutenção nas turbinas, o peso dos equipamentos a serem utilizados nas ações de manutenção, o tempo de transferência dos agentes às turbinas e o número dos agentes de manutenção demandados pelas turbinas foram gerados aleatoriamente dentro de um intervalo numérico que buscou representar a realidade, conforme Tabela 3.

Tabela 3 – Intervalos numéricos aleatórios

	Intervalo Aleatório (Manutenção Preventiva)	Intervalo Aleatório (Manutenção Corretiva)
Tempo de Manutenção	2 a 4 horas	2 a 4 horas

Tempo de Transferência	10 a 40 minutos	20 a 40 minutos
Peso dos Eq.	400 a 600 quilos	600 a 900 quilos
Número de Agentes	2 a 4 agentes	2 a 4 agentes

Fonte: O autor, 2021.

### 3.4 GRASP + Busca Tabu

A metaheurística GRASP implementada na etapa de construção utiliza a clássica Lista de Candidatos Restrita (LCR) e um parâmetro  $\alpha$  que controla a abordagem gulosa e aleatória do processo. Assim, de maneira que seja respeitada a capacidade dos navios e a coleta dos agentes, o procedimento se encerra quando não se podem mais fazer ações de manutenção dentro da janela de tempo estipulado.

Na etapa de busca local é utilizado o método de refinamento Busca Tabu, de modo que o número de iterações é limitado pelo parâmetro BTmax que controla o número de tentativas falhas de melhorias.

Ainda, os valores dos parâmetros  $\alpha$  e BTmax foram calibrados através de testes que buscaram a exaustividade. Desta forma, foi identificado que o algoritmo retorna os melhores resultados para  $\alpha$  igual a 0,5 (50%) e BTmax igual a 4,0.

O pseudocódigo da metaheurística implementada para definição de rotas segue representada na Tabela 4.

Tabela 4 – Pseudocódigo GRASP + Busca Tabu

Algoritmo GRASP + Busca Tabu	
1:	$s = \emptyset$
2:	$f_{\text{melhor}} = 0$
3:	Para (iter = 1, ..., itermax):
4:	Para (cada navio):
5:	Inicialize uma lista de candidatos C
6:	Enquanto ( $C \neq \emptyset$ ):
7:	$g_{\text{tmin}} = \text{mingt}   tC$
8:	$g_{\text{tmax}} = \text{maxgt}   tC$
9:	$\text{LCR} = t \in C   g_{\text{t}} \leq g_{\text{tmin}} + \alpha g_{\text{tmax}} - g_{\text{tmin}}$
10:	Selecione um dos nós que pertence a lista C aleatoriamente ( $t \in \text{LCR}$ )

```

11:          s = s {t}
12:          Atualizar a lista C
13:  k = 0, MelhorIter = k
14:  Enquanto k - MelhorIter ≤ Btmax:
15:      Buscar o melhor vizinho s'N(k)
16:      Se (f(s') > f(smelhor)):
17:          s = s'
18:          k = k + 1
19:      Senão:
20:          MelhorIter = k
21:  Se (f(s) > fmelhor):
22:      smelhor = s
23:      fmelhor = f(s)
24:  Retorne s

```

---

Fonte: Autoria própria (2021).

Foram utilizados dez operadores, quatro para melhoria intra-rotas, sendo eles or-opt1 e or-opt2, que consiste em retirar um ou duas, respectivamente, turbinas de uma posição para inserção em outra. Swap, onde a troca é feita entre duas turbinas não adjacentes e 2-opt que remove dois arcos de uma rota e insere dois novos arcos na mesma rota. E seis operadores para melhoria entre-rotas de navios, que são de shift (1,0), shift (2,0), shift (3,0) que consiste na transferência de um, dois ou três turbinas de uma rota para outra rota, finalmente a swap (1,1), swap (2,2) e swap (3,3) que consiste na troca de um, dois ou três turbinas em uma rota com turbinas de outra rota. Ainda, o algoritmo, caso a lista de turbinas não visitadas seja diferente de zero, avalia a inserção destas em detrimento de outras em relação ao Custo Total e, obviamente, ao cumprimento das restrições.

## 4 MODELO DE OTIMIZAÇÃO DE NAVIOS DE MANUTENÇÃO EM PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

Este capítulo é baseado no artigo “Meta-heurística aplicada na otimização do roteamento de agentes de manutenção em parques eólicos *offshore*” (Fischetti e Cavalcante, 2021) e foi apresentado no evento INSID 2021.

O capítulo apresenta o modelo de otimização para o problema de roteamento de manutenção para um parque eólico *offshore*. Nesse contexto, o modelo desenvolvido foi inspirado nos problemas clássicos de otimização e nos trabalhos discutidos no tópico 3.2. Contudo, aqui buscou-se superar as limitações identificadas nesses trabalhos.

### 4.1 Modelo matemático

A otimização das rotas dos navios de manutenção deve ser realizada todos os dias úteis pelo Gerente de Manutenção, o qual recebe relatórios no início do expediente de trabalho que expressam as condições de funcionamento das turbinas eólicas. A partir disso o mesmo decide quais são as turbinas que devem ser mantidas naquele dia.

Ademais, cabe ao mesmo estimar os tempos de manutenção requeridos por cada turbina e contabilizar os equipamentos e materiais que serão utilizados nas ações de manutenção. Além disso, faz-se necessário a verificação do preço de venda de energia elétrica, visto que esta informação é fundamental para o cálculo do custo de *downtime* e custo de penalidade. É importante destacar que o modelo tem início e fim no mesmo dia, ou seja, os barcos não podem pernoitar no mar e a contabilização dos custos não considera os acontecimentos dos dias anteriores.

Nesse contexto, o modelo desenvolvido considera as ações de Manutenção Preventiva e Manutenção Corretiva atribuídas nas rotinas de manutenção das turbinas eólicas. Na prática, vê-se que a junção dessas duas ações é amplamente incorporada no contexto dos parques eólicos *offshore*, sendo esta considerada na maioria dos trabalhos que exploram a temática (IRAWAN *et al.*, 2021; FAN *et al.*, 2019; ZHONG *et al.*, 2018; ZHONG *et al.*, 2019; MULLER e BERTSCHE, 2021; ASGAPOUR, 2018; AMBUHL, 2018).

Assim, as ações de MP buscam a prevenção de falhas e com isso o mantimento da eficiência produtiva de energia elétrica a partir das turbinas eólicas. Uma vez que os estados

são conhecidos devido ao monitoramento da condição, a ação preventiva buscar eliminar a anomalia do funcionamento de turbinas em que foram detectados estados de funcionamento alterados. Já as ações de MC são executadas quando há detecção de falhas imprevistas que impedem a geração de energia eólica. Como já expresso no capítulo anterior, cada uma das turbinas possui janelas de tempo específicas.

Naturalmente, dois tipos de ação de manutenção são promovidos: (1) ações de inspeção, detecção e restauração que buscam mapear e intervir a partir da condição de funcionamento das turbinas eólicas e (2) ações corretivas que devem ser executadas nas turbinas que apresentaram falha prematura.

Com isso, sob aspecto econômico, espera-se que as ações de Manutenção Corretiva sejam priorizadas à Manutenção Preventiva, uma vez que os custos associados ao não funcionamento das turbinas eólicas são superiores e podem trazer significativo prejuízo ao parque eólico. Isso pode ser constatado a partir do cálculo do custo de *downtime* e do custo penalidade associado a cada uma dessas ações de manutenção.

Nesse contexto, o custo de *downtime*, é calculado a partir da perda de produtividade que a turbina parada causa ao parque eólico. Sua unidade é dada pela quantidade de *Watt* não produzido por unidade de tempo. Esse valor é traduzido para custo através do preço da eletricidade cotado para o dia.

Desta forma, o custo de *downtime* de uma turbina que necessita de MC é calculado desde o tempo inicial das ações de manutenção (saída dos navios da base de O&M) até o retorno do funcionamento da turbina. Já nas ações de MP, o custo de *downtime* é dado pelo tempo de inatividade causado pela ação de manutenção.

Complementarmente, o custo de penalidade é dado pela perda de desempenho (parcial ou total) das turbinas eólicas que não foram visitadas pelos navios de manutenção dentro de um tempo pré-determinado. Assim, para uma turbina que necessita de uma ação de Manutenção Preventiva, o custo da penalidade desta ocorre quando a turbina tem que operar com um desempenho reduzido. Enquanto que para uma turbina que requer uma ação de Manutenção Corretiva, o custo da penalidade pode ser calculado com base na receita perdida porque a turbina não está operando. Aqui, a unidade também é dada pelo preço da energia elétrica cotada para o dia.

As ações de manutenção são promovidas por agentes de manutenção que serão transportados por navios. Os navios devem acessar um conjunto de turbinas no parque eólico,

transferir os agentes de manutenção e equipamentos/materiais necessários às turbinas, coletar os agentes e equipamentos ao término da ação de manutenção em cada uma das turbinas e retornar à base de O&M. Contudo, os navios não devem exceder o tempo máximo em rota definido, de modo que todas as ações de manutenção devem ser realizadas dentro de uma janela de tempo especificada.

Pelo exposto, cada turbina requer as seguintes informações: (1) tipo de manutenção demandada pela turbina (MC/MP); (2) janela de tempo de manutenção; (3) tempo da ação de manutenção; (4) o número de agentes requeridos; (5) peso das peças de reposição demandadas; (6) custo de *downtime*; (7) custo penalidade; (8) se o navio precisa estar presente durante manutenção de determinada turbina.

Já o conjunto dos navios demandam os seguintes elementos: (1) custo de viagem para de cada navio à turbina  $i$ ; (2) custo fixo cobrado pela utilização do navio na rota; (3) tempo máximo de permanência em rota; (4) tempo de transferência dos agentes e equipamentos do navio para a turbina; (5) capacidade dos navios (agentes e peso dos equipamentos).

Pelo exposto, o objetivo do modelo é minimizar todos os custos associados à manutenção das turbinas eólicas e ao roteamento dos navios de manutenção. Isto é: custos das viagens, custo fixo, custos de *downtime* e custos de penalidade. A seguir será definido os conjuntos, parâmetros e variáveis de decisão utilizadas no modelo de otimização.

### Conjuntos

$V$ : conjunto (frota) de navios que promovem ação de manutenção com  $v$  como índice, onde  $v = 1, \dots, |V|$ ;

$N$ : conjunto de turbinas eólicas de chegada passíveis de ação de manutenção preventiva e corretiva com  $i$  como índice, de modo que  $i = 1, \dots, n$  ( $N \subset W$ );

$N_f$ : conjunto de turbinas que requerem a presença dos navios durante a execução da ação de manutenção ( $N_f \subset N$ );

$N_c$ : conjunto de turbinas que requerem ação e Manutenção Corretiva ( $N_c \subset N$ );

$N_P$ : conjunto de turbinas que requerem ação de Manutenção Preventiva ( $N_P \subset N$ ).

$N'$ : conjunto de turbinas de busca (coleta) com  $i$  como índice, de modo que  $i = n + 1, \dots, 2n$  ( $N' \subset W$ );

$W$ : conjunto de nós que engloba a base de O&M e as turbinas, onde  $W = \{0, \dots, 2n + 1\}$ . De modo que a base é representada pelos nós 0 e  $2n + 1$ . Os nós que indicam as turbinas são  $i = 1, \dots, 2n$ .

### Parâmetros

$c_{vij}$ : custo associados ao deslocamento do navio  $v$  da turbina  $i$  à  $j$ ;

$\tilde{c}_i$ : custo de *downtime* por unidade de hora;

$c_{fv}$ : custo fixo associado a saída dos navios da base de O&M;

$\gamma_i$ : custo penalidade da não realização da ação de manutenção na turbina  $i$ ;

$e_v^{\max}$ : capacidade do navio  $v$  em transportar materiais (peso);

$e_i$ : peso dos materiais requeridos na ação de manutenção na turbina  $i$ ;

$H_i$ : número de agentes de manutenção requeridos pela turbina  $i$ ;

$H_v^{\max}$ : número máximo de agentes no navio  $v$  (capacidade);

$o_i$ : tempo da ação de manutenção requerido pela turbina  $i$ ;

$\tau_{vij}$ : tempo de viagem do navio  $v$  da turbina  $i$  à  $j$ ;

$\tilde{t}_i$ : tempo de transferência dos equipamentos e técnicos de manutenção à turbina  $i$ ;

$T_v^{\max}$ : tempo máximo que o navio  $v$  pode ficar em rota;

$a_i$ : instante inicial da janela de tempo da turbina  $i$ ;

$b_i$ : instante final da janela de tempo da turbina  $i$ ;

### Variáveis de decisão

$x_{vij}$ : variável binária que indica se o arco  $i$  a  $j$  foi percorrido pelo navio  $v$ ;

$T_{vi}$ : variável que indica o tempo (momento) que o navio  $v$  visitou a turbina  $i$ ;

$h_{vi}$ : número de agentes de manutenção no navio  $v$  no momento da visita em  $i$ ;

$y_i$ : variável binária que indica se a turbina  $i$  foi visitada;

$u_{vij}$ : variável contínua que indica o peso dos materiais que estão no navio  $v$  durante o trecho  $i$  à  $j$ ;

### Função objetivo

$$\min Z_c + Z_f + Z_d^{MC} + Z_d^{PM} + Z_p \quad (19)$$

Onde,

$$Z_c = \sum_{v \in V} \sum_{i \in W} \sum_{j \in W} c_{vij} x_{vij} \quad (20)$$

$$Z_f = \sum_{v \in V} \sum_{j \in N} c_{fv} x_{v0j} \quad (21)$$

$$Z_d^{MC} = \sum_{v \in V} \sum_{i \in N_c} \sum_{j \in W} x_{vij} (\tilde{C}_i (T_{v(n+i)} + \tilde{t}_i - a_i)) \quad (22)$$

$$Z_d^{MP} = \sum_{v \in V} \sum_{i \in N_p} \sum_{j \in W} x_{vij} (\tilde{C}_i (T_{v(n+i)} - T_{vi} + \tilde{t}_i)) \quad (23)$$

$$Z_p = \sum_{i \in N} \gamma_i (1 - y_i) \quad (24)$$

A função objetivo do modelo busca minimizar todos os custos associados ao roteamento da frota de navios, dos quais:

$Z_c$  representa somatório dos custos das rotas realizadas pelos navios;

$Z_f$  é o somatório dos custos fixos gerados a partir da saída dos navios da base de O&M;

$Z_d^{MC}$  indica o somatório dos custos de *downtime* de todas as turbinas que sofreram ação de manutenção corretiva;

$Z_d^{MP}$  é dado pelo somatório dos custos de *downtime* de todas as turbinas que sofreram ação de manutenção preventiva;

$Z_p$  representa o somatório dos custos penalidade das ações de manutenção não realizadas nas turbinas.

As restrições do modelo de otimização estão descritas a seguir pelas equações (25) - (49):

### Restrições

$$\sum_{v \in V} \sum_{j \in N} x_{vij} = y_i, \forall i \in (N \cup N') \quad (25)$$

$$\sum_{v \in V} \sum_{i \in N} x_{vji} = y_j, \forall j \in (N \cup N') \quad (26)$$

$$\sum_{v \in V} \sum_{j \in N} x_{v0j} \leq |V| \quad (27)$$

$$\sum_{j \in N} x_{v0j} = \sum_{i \in W} x_{vi(2n+1)}, \forall v \in V; i \neq 2n+1 \quad (28)$$

$$x_{v0j} = 0, \forall v \in V, j \in N' \quad (29)$$

$$\sum_{i \in W} x_{vij} = \sum_{i \in W} x_{vji}, \forall v \in V, j \in W \quad (30)$$

$$\sum_{i \in W} x_{vij} = \sum_{i \in W} x_{vi(j+n)}, \forall v \in V, j \in N \quad (31)$$

$$\sum_{i \in W} \sum_{j \in W} e_i x_{vij} \leq e_v^{\max}, \forall v \in V \quad (32)$$

$$\sum_{j \in W} u_{vji} - \sum_{j \in W} u_{vij} = e_i, \forall v \in V, i \in N \quad (33)$$

$$H_i x_{vij} \leq h_{vi}, \forall v \in V, (i, j) \in W \quad (34)$$

$$h_{vi} + H_j - h_{vj} \leq H_v^{\max}(1 - x_{vij}), \forall v \in V, i=0, \dots, 2n; j = 1, \dots, 2n+1 \quad (35)$$

$$h_{vi} + H_j - h_{vj} \geq -H_v^{\max}(1 - x_{vij}), \forall v \in V, i=0, \dots, 2n; j = 1, \dots, 2n+1 \quad (36)$$

$$h_{vi} x_{vij} \leq H_v^{\max}, \forall v \in V, (i, j) \in N \quad (37)$$

$$T_{v(2n+1)} \leq T_v^{\max}, \forall v \in V \quad (38)$$

$$y_i(o_i + \tilde{t}_i) \leq T_{v(n+i)} - T_{vi}, \forall v \in V, i \in N \quad (39)$$

$$T_{vi} + \tilde{t}_i + \tau_{vij} - T_{vj} \leq M(1 - x_{vij}), \forall v \in V, i=0, \dots, 2n; j = 1, \dots, 2n+1 \quad (40)$$

$$a_i \leq T_{vi} \leq b_i, \forall i \in N; v \in V \quad (41)$$

$$x_{vij} = 0, \forall v \in V, i \in N_f, j \in W, j \neq (n+i) \quad (42)$$

$$x_{vii} = 0, \forall v \in V, i \in W \quad (43)$$

$$x_{vi0} = 0, \forall v \in V, i \in (N \cup N') \quad (44)$$

$$x_{v(2n+1)i} = 0, \forall v \in V, i \in (N \cup N') \quad (45)$$

$$x_{vij} \in \{0, 1\}, \forall v \in V, (i, j) \in W \quad (46)$$

$$y_i \in \{0, 1\}, \forall i \in W \quad (47)$$

$$T_{vi} > 0, \forall v \in V, i \in W \quad (48)$$

$$u_{vij} > 0, \forall v \in V, i \in W, i \in W, j \in W \quad (49)$$

As restrições seguem conforme exposto abaixo:

Restrições (25) - (26) garantem que as turbinas serão visitadas no máximo uma vez para entrega e uma vez para coleta;

Restrições (27) indicam que o número de navios que saem da base de O&M deve ser menor ou igual a frota disponível definida pelo conjunto  $V$ ;

Restrições (28) garante que todos os navios que saem da base de O&M retornem para a mesma;

Restrições (29) afirmam que o navio  $v$  não saia da base com destino a um nó de coleta;

Restrições (30) garantem a continuidade das rotas dos navios;

Restrições (31) garantem que tanto a entrega quanto a coleta em uma turbina sejam feitas;

Restrições (32) garantem que os pesos dos materiais demandados pelas turbinas eólicas respeitem a capacidade ofertada pelo navio  $v$ ;

Restrições (33) indica o equilíbrio de fluxo das quantidades dos pesos dos materiais de cada turbina visitada;

Restrições (34) afirmam que a quantidade de agentes de manutenção transportados pelo navio  $v$  seja igual ou maior que a necessidade requerida pela turbina  $i$  quando este navio  $v$  for visitara turbina  $i$ ;

Restrições (35) e (36) garantem o balanço do modelo referente aos agentes tanto nas turbinas de entrega quanto nas de coleta;

Restrições (37) garantem que a quantidade de agentes de manutenção no navio  $v$  não exceda sua capacidade;

Restrições (38) afirmam que o tempo total rota realizada pelo navio  $v$  seja menor ou igual ao tempo máximo que este mesmo navio deva permanecer em rota;

Restrições (39) garantem que o tempo entre entrega e coleta na turbina  $i$  seja maior ou igual ao tempo da ação de manutenção na turbina  $i$ ;

Restrições (40) indicam a compatibilidade do tempo de viagem da embarcação, de modo que  $M$  é uma constante arbitrariamente grande.

Restrições (41) garantem que os navios  $v$  cheguem nas turbinas  $i$  dentro de suas janelas de tempo;

Restrições (42) indicam que os navios que necessitam estar presentes no momento da manutenção na turbina  $i$  desloquem-se diretamente do nó de entrega para o nó de coleta (mesma turbina);

Restrições (43) - (45) garantem o fluxo das rotas;

Restrições (46) a (49) Definem as variáveis

## 4.2 Validação do modelo

Com o intuito validar o modelo matemático proposto neste trabalho, o mesmo foi escrito na linguagem JuMP embutida no Julia e submetido ao resolvidor linear Gurobi. Desta forma, diversos testes foram realizados até que a instância descrita na tabela abaixo foi aplicada. Esta foi gerada seguindo as mesmas diretrizes descritas na metodologia.

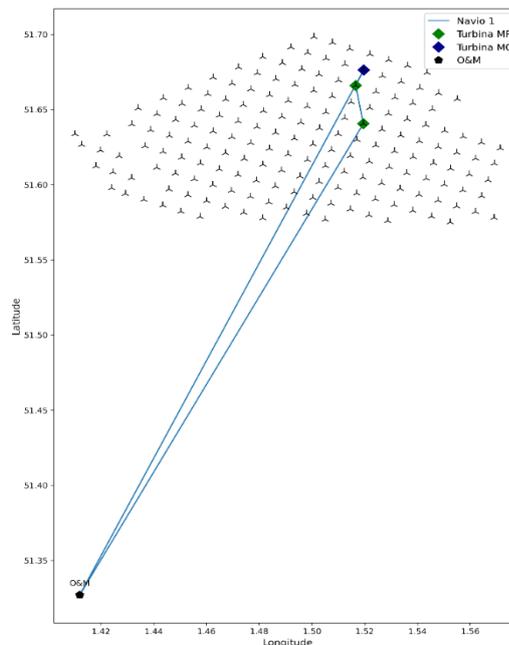
Tabela 5 - Instância de validação modelo de matemático.

$ \mathcal{N}  = 3$	Tipo manutenção	Abertura janelas de tempo	Penalidade	Tempo Manutenção (hr)	Tempo Transferência (hr)	Demanda Peso (Kg)	Demanda Agentes
1	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	3,81	0,49	551,27	3
2	Preventiva	10,01 horas	£ 2.798,40	2,20	0,35	545,24	2
3	Corretiva	11,74 horas	£ 9.328,00	2,19	0,47	0,47	3

Fonte: O autor, 2021.

A rota de otimização encontrada pelo modelo está indicada pela Figura 5. Nela nota-se que o modelo optou por apenas um navio de manutenção, o qual seguiu a seguinte ordem de visitas: 0, 3, 3, 1, 1, 2, 2, 0.

Figura 5 - Rota ótima instância de validação



Fonte: O autor, 2021.

Os custos associados à rota estão descritos pela Tabela 6, a qual traz cada um dos custos que compõem a função objetivo além do somatório destes. Vê-se, portanto, que assim como esperado o modelo optou por visitar todas as turbinas de manutenção com apenas um navio.

Além disso, percebe-se que a primeira turbina escolhida para se fazer a manutenção é a turbina de número 3 mesmo com a abertura de janela de manutenção mais tardia. Isto ocorre porque esta possui o maior custo de *downtime* entre as demais. Isso faz com que o maior valor da função objetivo advinha do custo de *downtime* das Manutenção Preventiva, visto que as consequências do adiamento da ação de manutenção destas sejam menores do que das turbinas de Manutenção Corretiva.

Tabela 6 – Custos associados à rota de validação.

$Z_c$	$Z_f$	$Z_d^{MC}$	$Z_d^{MP}$	$Z_p$	$Z$
£ 643,35	£ 500,00	£ 2.898,20	£ 4.273,69	£ 0,0	£ 8.315,24

Fonte: O autor, 2021.

## 5 RESULTADOS

Nesta seção, os resultados computacionais para o problema de roteamento de navios de manutenção são apresentados. Extensos experimentos computacionais foram realizados para avaliar o desempenho do modelo desenvolvido e da metaheurística proposta. Nesse contexto, a implementação do método da solução foi codificada em Python 3. Os experimentos foram conduzidos em um computador com processador Intel Core i3, 8GB de memória RAM e sistema operacional Windows 10 de 64bits.

O modelo matemático foi submetido às instâncias apresentadas na metodologia e ao algoritmo GRASP + Busca Tabu, conforme discutido anteriormente. Desse modo, o algoritmo foi aplicado 30 vezes em cada um dos 9 casos considerados além da instância de validação apresentada no capítulo anterior.

Antes de aplicar a metaheurística desenvolvida nas instâncias geradas a fim de representar situações reais dos parques eólicos *offshore*, os autores executaram a instância de validação do modelo (Tabela 5) a fim de verificar se o algoritmo é capaz de encontrar a solução ótima. Com isso, viu-se que os valores gerados foram iguais aos descritos na Tabela 6. Isto é, a metaheurística desenvolvida foi capaz de encontrar a rota que retorna o ótimo global, validando assim o algoritmo elaborado.

Em continuidade, as instâncias utilizadas para a otimização estão descritas através da Tabela incluída no Apêndice A, nela tem-se a caracterização de cada uma das turbinas acerca do tipo de manutenção demandada; da abertura da janela de tempo; do custo penalidade; do tempo de manutenção requerido; do tempo de transferência dos agentes equipamentos e das demandas referentes ao peso dos materiais de manutenção e dos agentes de manutenção.

O modelo matemático foi submetido às instâncias apresentadas na metodologia e ao algoritmo GRASP + Busca Tabu, conforme discutido anteriormente. Desse modo, o algoritmo foi aplicado de modo que em primeira análise obteve-se as informações organizadas através da Tabela 7. Esta apresenta os melhores valores obtidos em cada uma das instâncias bem como a média destes e o desvio padrão. Além disso, calculou-se também o tempo de processamento computacional.

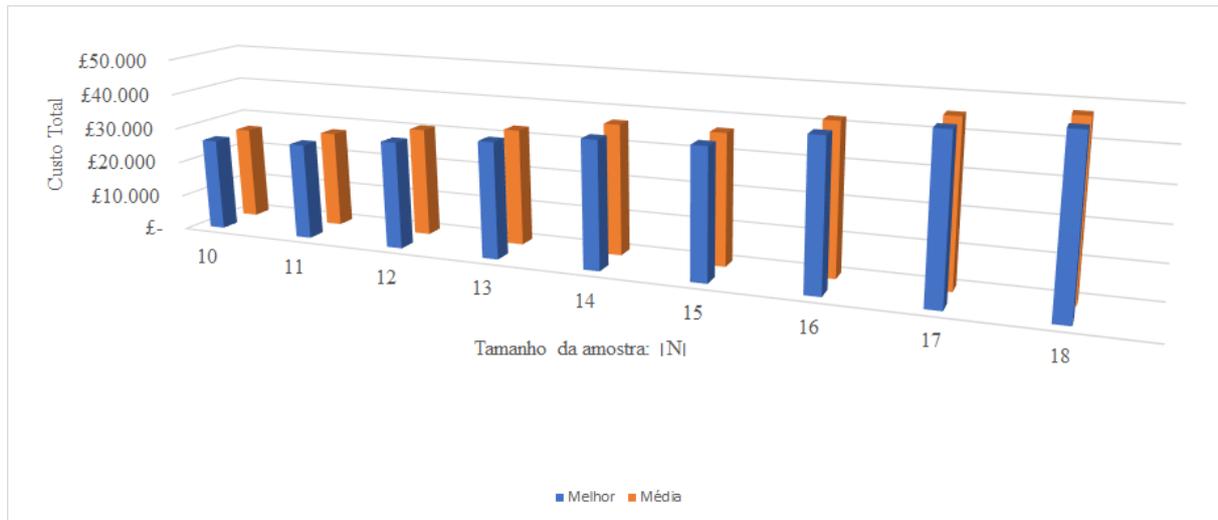
Tabela 7 - Resultados dos custos e tempos de processamento

N	Custo Total (Função Objetivo)				Tempo de Processamento (segundos)			
	Melhor	Média	Desvio Padrão		Melhor	Média	Desvio Padrão	
10	£ 26.122,46	£ 26.270,45	£ 265,24	1,02%	5,81	9,28	3,28	56,50%
11	£ 27.197,19	£ 27.399,53	£ 210,83	0,78%	6,76	11,66	2,92	43,15%
12	£ 30.256,13	£ 30.759,28	£ 368,09	1,22%	10,22	19,66	7,61	74,45%
13	£ 32.739,74	£ 32.842,11	£ 112,93	0,34%	12,25	28,42	12,54	102,32%
14	£ 35.630,90	£ 36.612,83	£ 370,22	1,04%	19,25	76,64	101,88	529,31%
15	£ 36.399,99	£ 36.671,41	£ 321,03	0,88%	25,21	46,06	11,38	45,13%
16	£ 41.456,00	£ 42.056,44	£ 395,72	0,95%	31,53	58,76	17,16	54,43%
17	£ 45.096,36	£ 45.304,75	£ 91,38	0,20%	37,26	63,42	15,37	41,26%
18	£ 47.171,85	£ 47.482,02	£ 198,57	0,42%	51,78	162,81	286,54	553,35%

Fonte: O autor, 2021.

Desta forma, como esperado, é notório que o custo total possui relação direta com o número de turbinas da amostra. Além disso, nota-se que as médias dos 30 resultados gerados em cada um dos casos estão significativamente próximas dos melhores resultados. Isto também pode ser evidenciado pelos valores dos desvios-padrão que são relativamente insignificantes. Assim, é possível concluir que a metaheurística possui alto grau de robustez, uma vez que os valores resultantes possuem alto grau de similaridade. A Figura 5 a seguir evidencia visualmente a relação entre o melhor resultado e a média.

Figura 6 – Valores dos Custos Totais (melhor e média).



Fonte: O autor, 2021.

Ademais, através da análise dos tempos de processamento computacional (Tabela 7), observa-se que, como esperado, o tempo requerido pelo algoritmo cresce significativamente com o aumento do tamanho de turbinas a serem visitadas. Além disso, os desvios-padrão são relativamente altos, isso ocorre devido a aleatoriedade intrínseca ao método GRASP que pode gerar uma solução inicial muito próxima ou não da melhor solução. Aqui, percebe-se que o algoritmo é capaz de sair de ótimos locais, uma vez que, como já discutido, os valores médios das funções objetivos estão muito próximos da melhor solução encontrada.

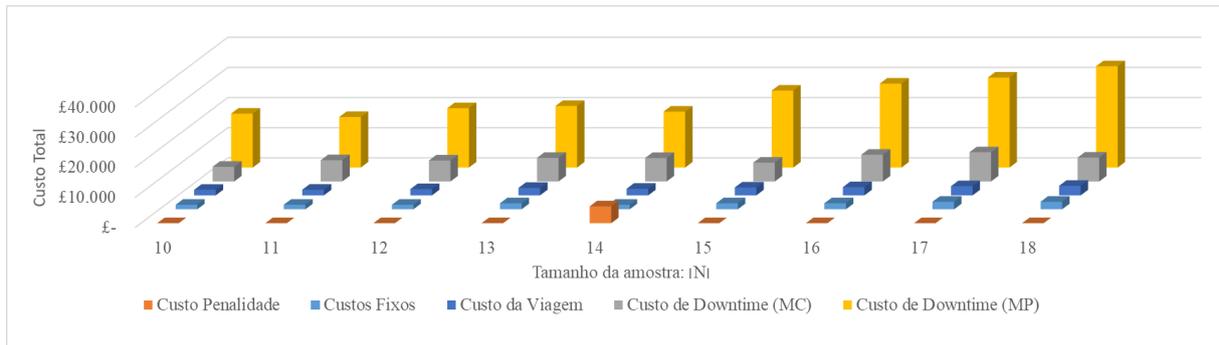
Além disso, é possível observar um aumento significativo do tempo de processamento das instâncias com 18 turbinas, de modo que a melhor solução necessitou de 51,78 segundos para ser encontrada. Contudo, ainda assim os tempos de processamento para essas instâncias foram satisfatórios.

Tabela 8- Resultados dos custos segregados (melhor e média) e número de navios utilizados

N	Custos Melhor Rota						Médias Custos				
	Custo de Viagem	Custo de Downtime (MC)	Custo de Downtime (MP)	Custo Penalidade	Custo Fixo	Nº Navios	Custo de Viagem	Custo de Downtime (MC)	Custo de Downtime (MP)	Custo Penalidade	Custo Fixo
10	£ 1.861,54	£ 4.863,60	£ 17.897,32	£ 0,0	£ 1.500,00	3	£ 1.959,53	£ 4.863,60	£ 17.897,32	£ 0,0	£ 1.550,00
11	£ 1.872,80	£ 7.052,57	£ 16.771,82	£ 0,0	£ 1.500,00	3	£ 1.980,97	£ 7.063,41	£ 16.771,82	£ 0,0	£ 1.583,33
12	£ 2.088,91	£ 6.962,15	£ 19.705,08	£ 0,0	£ 1.500,00	3	£ 2.239,09	£ 6.966,98	£ 19.719,88	£ 0,0	£ 1.833,33
13	£ 2.484,20	£ 7.828,30	£ 20.427,25	£ 0,0	£ 2.000,00	4	£ 2.569,89	£ 7.828,30	£ 20.427,25	£ 0,0	£ 2.016,67
14	£ 2.196,67	£ 7.782,21	£ 18.555,22	£ 5.596,80	£ 1.500,00	3	£ 2.607,46	£ 7.804,63	£ 23.860,96	£ 373,12	£ 1.966,67
15	£ 2.611,00	£ 6.249,58	£ 25.539,41	£ 0,0	£ 2.000,00	4	£ 2.731,18	£ 6.249,58	£ 25.540,64	£ 0,0	£ 2.150,00
16	£ 2.729,53	£ 8.876,86	£ 27.849,61	£ 0,0	£ 2.000,00	4	£ 3.040,31	£ 8.946,06	£ 27.853,40	£ 0,0	£ 2.216,67
17	£ 3.048,91	£ 9.685,81	£ 29.861,64	£ 0,0	£ 2.500,00	5	£ 3.253,93	£ 9.689,19	£ 29.861,64	£ 0,0	£ 2.500,00
18	£ 3.162,70	£ 7.907,85	£ 33.601,30	£ 0,0	£ 2.500,00	5	£ 3.451,64	£ 7.931,34	£ 33.505,77	£ 93,28	£ 2.500,00

Fonte: O autor, 2021.

Figura 7 – Valores dos Custos segregados.



Fonte: O autor, 2021.

Ademais, a Tabela 8 mostra os valores (melhores e médios) de cada um dos somatórios que compõem a função objetivo. Com isso, é possível observar que os valores médios das soluções em cada um dos casos são significativamente próximos ao seu melhor valor correspondente, o que evidencia mais uma vez a robustez da metaheurística GRASP + Busca Tabu desenvolvida.

Em continuidade, a partir da análise da Tabela 8 e da Figura 6 é possível extrair informações interessantes. Nesse sentido, em primeira análise é notório que os Custos de *Downtime* (MP) compõem significativa parcela da função objetivo, dessa forma reforça que o modelo prioriza as ações de MC. Ainda, fica evidenciado que esse parâmetro deve integrar os modelos de otimização de rotas de navios de manutenção em parques eólicos *offshore*.

Além disso, observa-se que os Custos de *Downtime* (MC) também se destacam dos demais em proporção, também é notório que este custo se mantém quase constante em todos os casos estudados. Isso também ocorre a partir da priorização das ações de manutenção nas turbinas em falha, uma vez que os custos associados ao não funcionamento destas geram significativo prejuízo financeiro e operacional.

Os custos de viagens por sua vez não se mostraram expressivos, de modo que a diferença entre os custos de viagem da menor amostra em relação à maior é de apenas aproximadamente £ 1.300,00.

Ainda, os Custos de Penalidade só apresentaram valores diferentes de zero nas instâncias com 14 turbinas, ou seja, nesse caso o modelo verificou que o não mantimento das turbinas 6 e 10 (Apêndice B) retornavam valores menores. Nessa configuração foram utilizados apenas 3 navios.

Para melhor entendimento dessa solução, é importante destacar que os valores de transferência dos agentes e equipamentos são os mais altos da instância (3,80 horas e 3,82 horas, respectivamente), além disso a turbina 10 requer a presença do navio durante a ação de manutenção e possui janela de abertura de tempo às 11 horas. Desta forma, devido a essas características, para realizar a manutenção destas turbinas seria necessário a incorporação de mais dois navios à rota, o que traria ao Custo Total os Custos Fixos, Custos de Deslocamento e Custos de *Downtime* (MP) referentes a essas turbinas. Com isso, o algoritmo verificou que a não realização das ações de manutenção (e incorporação dos Custos de Penalidade) seriam menos nocivas ao modelo.

As melhores rotas encontradas para cada uma das instâncias estão explicitadas no Apêndice B.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho apresenta contribuições importantes para o problema de otimização de roteamento de rotas de navios de manutenção em parque eólicos *offshore*. Primeiro é apresentado um modelo matemático de otimização que considera diversos parâmetros economicamente relevantes ao problema e que não devem ser desconsiderados ao se explorar essa temática.

Depois disso, o trabalho propõe uma metaheurística robusta que incorpora dois métodos consolidados na literatura: GRASP e Busca Tabu. Esse algoritmo foi aplicado em um contexto real e através das informações obtidas do maior parque eólico *offshore* do mundo (London Array). Portanto, diferente dos outros trabalhos, esta pesquisa buscou aplicar o modelo de otimização desenvolvido em um contexto que traduza a realidade. Desta forma, a validação dos resultados é mais convincente e a replicação do estudo se torna mais viável.

Nesse contexto, o modelo se mostrou aplicável e robusto uma vez que retornou valores coerentes e com desvios-padrão relativamente baixos. Ainda, como esperado, o tempo de processamento computacional do algoritmo cresce substancialmente quando os navios não conseguem visitar todas as turbinas. Nessas situações a metaheurística é obrigada a analisar diversos cenários e ‘decidir’ qual das turbinas não visitadas são menos prejudiciais economicamente ao parque eólico.

Pelo exposto, vê-se que o desenvolvimento deste trabalho resultou em positivo impacto econômico, social e ambiental. Os impactos econômicos se sustentam nas reduções dos custos de manutenção que, como mencionado, podem representar até 25% dos custos totais dos parques eólicos *offshore*. Já as consequências socioambientais estão intrínsecas ao setor industrial estudado, uma vez que este produz energia elétrica à população sem agredir significativamente o meio ambiente. Ou seja, tornar os parques eólicos *offshore* mais eficientes o torna ainda mais atrativo à investidores e possibilita o barateamento dos preços repassados aos consumidores (população e empresas).

Ademais, para trabalhos futuros, é interessante que outras metaheurísticas sejam desenvolvidas para resolução da problemática aplicada nos mesmos cenários. Desse modo é possível a comparação dos resultados e validação do algoritmo proposto.

Além disso, sugere-se que cenários de incerteza sejam adicionados ao modelo, de modo a integrar aspectos mais reais e passíveis de ocorrer no dia a dia dos parques eólicos. Nesse sentido, simulações, à exemplo da Simulação de Monte Carlo, podem ser aplicados.

Por fim, cenários de oportunidade podem ser atribuídos ao modelo, de modo a antecipar ações de manutenção posteriores e, desta forma, diminuir os custos de O&M.

## REFERÊNCIAS

- AKBARI, N.; IRAWAN; C. A., JONES; MENACHOF, D. F. A multi-criteria port suitability assessment for developments in the offshore wind industry. *Renewable Energy*, v. 102, p. 118–133, 2017.
- ALLAL, A.; SAHNOUN, M.; ADJOUDJ, R.; BENSLIMANE, S.; MAZAR, M. Multi-agent based simulation-optimization of maintenance routing in offshore wind farms. *Computers & Industrial Engineering*, v. 157, 2021.
- ANEEL. Capacidade de Geração do Brasil. Disponível em: <aneel.gov.br/siga> Acesso em: 16 de agosto de 2021.
- AQUILA, G. *Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável*. 2015. 152 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2015.
- AZADEH, A.; GHADERI, S.F.; MAGHSOUDI, A. Location optimization of solar plants by an integrated hierarchical DEA PCA approach. *Energy Policy*, v. 36, 2008.
- BAKER, B. M.; AYECHEW, M. A. A genetic algorithm for the vehicle routing problem. *Computers & Operations Research*, v. 30(5), p. 787–800, 2003.
- BALAS, E., The prize collecting traveling salesman problem. *Networks*, v. 19, p. 621–636, 1989.
- BESNARD, F.; PATRIKSSON, M.; STROMBERG, A.; WOJCIECHOWSKI, A.; BERTLING, L. An optimization framework for opportunistic maintenance of offshore wind power system. *Proceedings of IEEE Bucharest Powertech Conference*, 2009.
- BLUM C.; ROLI A., Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. *ACM Computing Surveys*, v. 35, 2003.
- BYON, E.; PÉREZ, E.; DING, Y.; NTAIMO, L. Simulation of wind farm operations and maintenance using discrete event system specification. *Simulation*, v. 87, p. 1093–1117, 2011.
- BYON, E.; PÉREZ, E.; DING, Y.; NTAIMO, DING. Optimal maintenance strategies for wind turbine systems under stochastic weather conditions. *IEEE Transactions on Reliability*. v. 59, p. 393-404, 2010.
- CAMCI, F. The travelling maintainer problem: Integration of condition-based maintenance with the travelling salesman problem. *Journal of the Operational*, v. 69, 2014.
- CHAVES, A. A Hybrid metaheuristic for the prize collecting travelling salesman problem, *European Conference on Evolutionary Computation*, 2008.
- CHUNG, C. A. Simulation modeling handbook: a practical approach. Florida, *CRC PRESS*, 2004.

- CRAVO, G. L.; AMARAL, A. R. S. A GRASP algorithm for solving large-scale single row facility layout problems. *Computers & Operations Research*, v. 106, p. 49-61, 2019.
- DAI, L.; STÅLHANE, M.; UTNE, I. B. Routing and Scheduling of Maintenance Fleet for Offshore Wind Farms. *Wind Engineering*, v. 39, 2015.
- DANTZIG, G. B; RAMSER, J. H. The truck dispatching problem. *Management Science*, v. 6, n. 1, p. 80-91, 1959
- DHANOLA, A.; GARG, H. C. Tribological Challenges and Advancements in Wind Turbine Bearings: A Review. *Engineering Failure Analysis*, v. 118, 2020.
- DÍAZ, H.; GUEDES SOARES, C. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. *Ocean Engineering*, v. 209, 2020.
- DRÉO, J.; PÉTROWSKI, A.; SIARRY, P.; TAILLARD, E. Metaheuristics for hard optimization: methods and case studies. *Springer Science + Business Media*, 2006.
- ERTÜRK, M. The evaluation of feed-in tariff regulation of Turkey for onshore wind energy based on the economic analysis. *Energy Policy*, v. 45, p. 359-367, 2012.
- FAN, D.; REN, Y.; FENG, Q.; ZHU, B.; LIU, Y.; WANG, Z. A hybrid heuristic optimization of maintenance routing and scheduling for offshore wind farms. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, v. 62, 2019.
- FISCHETTI, E. A. S; CAVALCANTE, C. A. V. Meta-heurística aplicada na otimização do roteamento de agentes de manutenção em parques eólicos offshore. In: INSID, 2021, Recife. INSID, 2021.
- GAVARA, M. A.; CORBERAN, T.; MARTI, R. GRASP and tabu search for the generalized dispersion problem. *Expert Systems With Applications*, v. 173, 2021.
- GLOVER F.; LAGUNA M. Tabu Search. In: Du DZ., Pardalos P.M. (Handbook of Combinatorial Optimization. Springer, Boston, 1997.
- GLOVER, F. Future paths for integer programming and links to artificial intelligence. *Computers & Operations Research*, v. 13, n. 5, p. 533-549, 1986.
- GOMES, A. Uma Introdução à Busca Tabu. Departamento de Ciência da Computação, Instituto de Matemática e Estatística, Universidade de São Paulo, SP, Brasil, 2009.
- GONZALEZ, E; EMMANOUIL, M. N.; HELENE, S.; LAURA, V.; NURSEDA, Y. Y; URSULA, S.; MICHAEL, M.; JULIO, J. M. Key performance indicators for wind farm operation and maintenance. *Energy Procedia*, 2017.
- HAHN B.; DURSTEWITZ M.; ROHRIG K.; Reliability of wind turbines experiences of 15 years with 1,500 WTs, *Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET)*. Verein an der Universität Kassel, 2006.
- HELM, CARSTEN; MIER, MATHIAS. On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies. *Energy Economics*, v. 80, p.812-830, 2019.

International Renewable Energy Agency - IRENA Disponível em:

<<https://irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>> Acesso em: 18 jan 2021.

IRAWAN, C. A.; ESKANDARPOUR, M.; OUELHADJ, D.; JONES, D. Simulation-based optimisation for stochastic maintenance routing in an *offshore* wind farm. *European Journal of Operational Research*, v. 289, p. 912-926, 2021.

IRAWAN, C. A.; OUELHADJ, D.; JONES, D.; STÅLHANE, M.; SPERSTAD, I. B. Optimisation of maintenance routing and scheduling for *offshore* wind farms. *European Journal of Operational Research*, v. 256, p. 76–89, 2016.

J. NIELSEN, J; SØRENSEN, On risk-based operation and maintenance of *offshore* wind turbine components, *Reliability Engineering and System Safety*, v. 96, p. 218-229, 2011.

KHORBATLY, M.; DKHIL, H.; ALABBOUD, H.; YASSINE, A. A hybrid algorithm tabu search - grasp for wounded evacuation in disaster response. *Rairo-Operational Research*, v. 54, n.1, p. 19-36, 2020.

KOTA, S.; BAYNE, S.B.; NIMMAGADDA, S. *Offshore* wind energy: a comparative analysis of UK, USA and India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 41, p. 685–694, 2015.

LAPORTE, G. The vehicle problem: an overview of exact and approximate algorithms. *European Journal of Operational Research*, v. 59, n. 3, p. 345-358, 1992.

Leite, M.; Arroyo, J. E. C. Algoritmo busca tabu para a minimização do tempo de processamento e atrasos de entrega em sistemas de produção flowshop permutacional. XXVI Encontro Nacional de Engenharia de Produção, Anais do XXVI ENEGEP, Fortaleza, 2006.

LEVANDA, A.M.; BEHRISIN, I.; DISANO, F., Renewable energy for whom? A global systematic review of the environmental justice implications of renewable energy technologies. *Energy Research & Social Science*, v. 71, 2021.

Ma, Y., F; Li, JL; Han, CP. A planning tool for maximising transit services. *Transportmetrica B-Transport Dynamics*, v. 4, pp. 1-22, 2016.

MARINAKIS, YANNIS; MIGDALAS, ATHANASIOS; PARDALOS, PANOS M. Expanding neighborhood GRASP for the traveling salesman problem. *Computational Optimization and Applications*, v. 32, n. 3, p. 231-257, 2005.

Marine Traffic. Disponível em: <[www.marinetraffic.com](http://www.marinetraffic.com)> Acesso em: 30 de Agosto de 2021.

MÁRQUEZ, F.P.; TOBIAS, A. M.; PÉREZ, J. M.; Papaelias, M. Condition monitoring of wind turbines. Techniques and methods. *Renewable Energy*, v. 46, p. 169-178, 2012.

MARTINS, V. C., Otimização de layout em ambientes industriais realistas usando busca tabu, Dissertação de mestrado, Pós-Graduação em Informática Aplicada, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2002.

Notice of Operations at London Array Offshore Wind Farm Disponível em:

< [https://londonarray.com/wp-content/uploads/2021/05/Stakeholder\\_576.pdf](https://londonarray.com/wp-content/uploads/2021/05/Stakeholder_576.pdf)> Acesso em: 30 de agosto de 2021.

OLANREWAJU, B. T. A panel data analysis of renewable energy consumption in Africa. *Renewable Energy*, v. 140, 2019.

PEDRO, O; SALDANHA, R; CAMARGO, R. A Tabu Search Approach for the Prize Collecting Traveling Salesman Problem. *Electronic Notes in Discrete Mathematics*, v. 41, p. 261-268, 2013.

RANGE, M. C.; ABREU, N. M. M. ; BOAVENTURA, N., P. O. GRASP para o PQA: um limite de aceitação para soluções iniciais. *Pesquisa Operacional*, v. 20, n. 1, p. 45-58, 2000.

REBOUÇAS, R. S. *Problema do Caixeiro Viajante com Coleta de Prêmios e Janelas de Tempo.*, 2016, Dissertação (Mestrado) - Instituto de Matemática, Estatística e Computação Científica, Unversidade Federal de Campinas, Campinas, 2016.

RINGEL, M. Fostering the use of renewable energies in the European Union: the race between feed-in tariffs and green certificates. *Renewable Energy*, v.31, p.1-17, 2006.

ROSSI, F. L.; NAGANO M. S. Heuristics and metaheuristics for the mixed noidle flowshop with sequence-dependent setup times and total tardiness minimisation, *Swarm and Evolutionary Computation*, 2020.

RUIZ, H. G. C. R.; GARCÍA, M. F. P.; ALEXANDER K. P. M. In Methods and tools for the operational reliability optimisation of large-scale industrial wind turbines. *International Conference on Management Science and Engineering Management*, p. 1175-1188, 2015.

SALDANHA, P. O. R.; E CAMARGO, R. A Tabu Search Approach for the Prize Collecting Traveling Salesman Problem. *Electronic Notes in Discrete Mathematics*, v. 41, p. 261–268, 2013.

SHENG S.; VEERS P. Wind turbine drivetrain condition monitoring: an overvie. *Systems Health Management Conference Virginia Beach*, 2011.

SIARRY, P.; MICHALEWICZ, Z. Advances in metaheuristics for hard optimization. *Springer Science + Business Media*, 2007.

SOHRABI, S.; ZIARATI, K.; KESHTKARAN, M. A Greedy Randomized Adaptive Search Procedure for the Orienteering Problem with Hotel Selection. *European Journal of Operational Research*, v.283, 2019

SOUZA, M. J. F. *Inteligência Computacional para Otimização.* (Desenvolvimento de material didático ou instrucional - Material didático), 2008.

SOUZA, M. J. F., *Otimização Combinatória.* (Departamento de Computação Instituto de Ciências Exatas e Biológicas Universidade Federal de Ouro Preto), 2009. Disponível em: <<http://www.decom.ufop.br/prof/marcone/Disciplinas/OtimizacaoCombinatoria/OtimizacaoCombinatoria.pdf>>

SOUZA, S. S. F. *Algoritmo GRASP especializado aplicado ao problema de reconfiguração e alimentadores em sistemas de distribuição radial*. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira, 2013.

T.A. FEO AND M.G.C. RESENDE. A probabilistic heuristic for a computationally difficult set covering problem. *Operations Research Letters* v. 8, p. 67–71, 1989.

VAN HORENBEEK, A.; VAN OSTAEYEN, J.; DUFLOU, J.; PINTELON, L. *Prognostic maintenance scheduling for offshore wind turbine farms*. Production & operations management world conference, 2012.

WANG, W. An overview of the recent advances in delay-time-based maintenance modelling. *Reliability Engineering & System Safety*, v. 106, p. 165-178, 2012.

WISER, R. ; JENNI, K. ; SEEL, J.; BAKER, E. ; HAND, M. ; LANTZ, E. ; SMITH, A. Forecasting wind energy costs and cost drivers: The views of the World’s leading experts. *Technical Report* . IEA Wind, 2016 .

XIAO, Y.; KONAK, A., A genetic algorithm with exact dynamic programming for the green vehicle routing & scheduling problem. *Journal Clean Production*, v. 167, p. 1450 – 1463, 2017.

YETER, B.; GARBATOV, Y.; SOARES, C. G. Risk-based maintenance planning of *offshore* wind turbine farms. *Reliability Engineering & System Safety*, v. 202, 2020.

ZIEGLER, L; GONZALEZ, E; RUBERT, T; SMOLKA, U; MELERO, J J.. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 82, p. 1261–1271, 2018.

### APÊNDICE A - INSTÂNCIAS IMPLEMENTADAS

Instâncias	Turbinas	Tipo manutenção	Abertura janelas de tempo	Penalidade	Tempo Manutenção (hr)	Tempo Transferência (hr)	Demanda Peso (Kg)	Demanda Agentes
N  = 10	1	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	2,15	0,43	544,94	2
	2	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	2,34	0,46	427,07	2
	3	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2.798,40	2,86	0,56	425,88	2
	4	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	3,74	0,38	518,94	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	3,58	0,28	502,03	3
	6	Preventiva	6 horas	£ 2.798,40	3,58	0,66	463,41	3
	7	Preventiva	11,84 horas	£ 2.798,40	2,12	0,36	533,51	3
	8	Preventiva	13,80 horas	£ 2.798,40	3,61	0,22	409,42	2
	9	Corretiva	9,92 horas	£ 9.328,00	3,06	0,34	704,98	3
	10	Corretiva	8,05 horas	£ 9.328,00	3,91	0,34	771,10	2
N = 11	1	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,23	0,37	417,00	2
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,26	0,40	405,23	3
	3	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2798,4	2,34	0,26	420,48	3
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,57	0,63	587,79	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	3,71	0,30	578,04	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	3,60	0,17	488,50	3
	7	Preventiva	8,11 horas	£ 2798,4	2,79	0,28	443,50	3
	8	Preventiva	12,62 horas	£ 2798,4	3,72	0,35	494,99	3
	9	Corretiva	12,42 horas	£ 9328	3,41	0,46	759,24	2
	10	Corretiva	12,03 horas	£ 9328	2,17	0,63	803,25	2
	11	Corretiva	13,74 horas	£ 9328	3,49	0,41	712,36	2
N = 12	1	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	3,30	0,30	552,10	2
	2	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2798,4	2,63	0,55	411,96	2
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	3,90	0,35	452,38	3
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,9	0,52	505,31	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,81	0,56	547,95	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798,4	2,25	0,20	464,20	3

	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,20	0,29	598,10	2
	8	Preventiva	8,45 horas	£ 2798.4	3,42	0,51	419,38	2
	9	Preventiva	9,24 horas	£ 2798.4	2,52	0,65	418,55	2
	10	Corretiva	12,48 horas	£ 9328	3,63	0,35	717,90	3
	11	Corretiva	13,94 horas	£ 9328	3,29	0,42	868,16	2
	12	Corretiva	12,16 horas	£ 9328	2,55	0,46	846,47	2
N = 13	1	Preventiva / Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,39	0,40	528,38	3
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,15	0,41	588,40	3
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,89	0,34	453,91	3
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,54	0,40	495,53	2
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,93	0,24	527,03	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,31	0,38	553,57	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,29	0,44	557,96	2
	8	Preventiva	9,32 horas	£ 2798.4	2,53	0,45	555,41	3
	9	Preventiva	9,69 horas	£ 2798.4	2,06	0,39	476,66	3
	10	Preventiva	9,64 horas	£ 2798.4	3,42	0,35	403,33	2
	11	Corretiva	10,11 horas	£ 9328	3,86	0,52	715,40	3
	12	Corretiva	13,01 horas	£ 9328	3,37	0,61	777,42	2
	13	Corretiva	11,10 horas	£ 9328	3,23	0,35	601,92	3
N = 14	1	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,86	0,29	507,57	3
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,41	0,42	497,73	2
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,34	0,50	471,72	2
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,75	0,30	498,66	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,76	0,17	578,89	3
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,80	0,63	485,60	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,51	0,48	440,18	2
	8	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,04	0,29	595,45	2
	9	Preventiva	13,00 horas	£ 2798.4	2,24	0,56	427,11	2
	10	Preventiva / Presente	11,03 horas	£ 2798.4	3,82	0,4	596,75	2
	11	Preventiva	11,34 horas	£ 2798.4	3,01	0,3	487,54	3
	12	Corretiva	8,29 horas	£ 9328	3,87	0,59	644,79	3
	13	Corretiva	9,89 horas	£ 9328	3,50	0,34	619,14	2
	14	Corretiva	13,38 horas	£ 9328	3,10	0,52	765,53	2

N = 15	1	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,59	0,42	514,80	2
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,05	0,25	536,86	2
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,00	0,20	473,15	3
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,77	0,47	539,54	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,42	0,46	421,46	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,92	0,60	592,18	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,09	0,26	427,63	2
	8	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,11	0,50	492,87	3
	9	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,79	0,60	484,07	2
	10	Preventiva	13,48 horas	£ 2798.4	3,06	0,53	588,03	2
	11	Preventiva	12,98 horas	£ 2798.4	2,05	0,49	446,15	2
	12	Preventiva	11,45 horas	£ 2798.4	2,03	0,20	501,71	3
	13	Corretiva	12,85 horas	£ 9328	2,31	0,64	723,22	2
	14	Corretiva	8,29 horas	£ 9328	2,69	0,42	745,43	3
	15	Corretiva	13,51 horas	£ 9328	2,72	0,44	797,52	2
N = 16	1	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,32	0,40	553,73	2
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,15	0,55	414,03	2
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,52	0,64	434,55	2
	4	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2798.4	3,80	0,30	517,10	2
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,42	0,64	441,27	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,89	0,25	509,48	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,62	0,56	508,78	3
	8	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,54	0,47	482,34	3
	9	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,80	0,23	432,55	3
	10	Preventiva	11,90 horas	£ 2798.4	2,33	0,50	468,65	2
	11	Preventiva	11,33 horas	£ 2798.4	2,08	0,20	525,66	3
	12	Preventiva	12,31 horas	£ 2798.4	3,39	0,22	595,29	2
	13	Corretivo	9,49 horas	£ 9328	2,09	0,55	825,28	2
	14	Corretivo	13,92 horas	£ 9328	3,10	0,35	681,55	2
	15	Corretivo	11,55 horas	£ 9328	2,87	0,36	636,56	2
	16	Corretivo	10,38 horas	£ 9328	3,85	0,40	696,74	2
N = 17	1	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2798.4	2,44	0,40	406,42	2
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,64	0,28	495,20	2

	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,11	0,38	409,85	2
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,65	0,21	514,87	3
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	4,00	0,30	522,88	3
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,20	0,63	458,15	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,41	0,26	463,90	3
	8	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,91	0,48	491,07	2
	9	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,32	0,60	474,28	3
	10	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,95	0,64	586,46	3
	11	Preventiva	11,73 horas	£ 2798.4	3,74	0,43	469,27	2
	12	Preventiva	10,53 horas	£ 2798.4	2,66	0,37	566,83	3
	13	Preventiva	13,84 horas	£ 2798.4	3,70	0,26	494,64	3
	14	Corretiva	10,93 horas	£ 9328	3,20	0,58	876,91	3
	15	Corretiva	9,00 horas	£ 9328	3,04	0,34	861,68	2
	16	Corretiva	12,96 horas	£ 9328	3,58	0,41	693,27	2
	17	Corretiva	10,25 horas	£ 9328	3,09	0,50	688,14	3
N = 18	1	Preventiva / Presente	6 horas	£ 2798.4	3,84	0,54	532,29	3
	2	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,093	0,45	487,75	3
	3	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,72	0,55	421,04	2
	4	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,75	0,53	539,59	2
	5	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,58	0,30	436,53	2
	6	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,76	0,28	458,66	3
	7	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,88	0,48	517,63	2
	8	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,19	0,57	446,82	2
	9	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	2,37	0,31	490,48	3
	10	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,82	0,28	426,45	3
	11	Preventiva	6 horas	£ 2798.4	3,47	0,63	567,32	2
	12	Preventiva	8,55 horas	£ 2798.4	2,69	0,21	418,53	3
	13	Preventiva	9,25 horas	£ 2798.4	3,44	0,63	403,52	3
	14	Preventiva	10,17 horas	£ 2798.4	3,40	0,56	554,50	3
	15	Corretiva	12,26 horas	£ 9328	2,56	0,46	669,96	3
	16	Corretiva	11,38 horas	£ 9328	2,15	0,45	791,80	3
	17	Corretiva	9,77 horas	£ 9328	2,28	0,40	614,96	3
	18	Corretiva	9,05 horas	£ 9328	2,94	0,51	638,59	2

### APÊNDICE B – MELHORES ROTAS ENCONTRADAS

