

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Frederick Tavares Marliere

Planejamento de Parques Eólicos com Análise de Requisito de Confiabilidade

Juiz de Fora

2020

Frederick Tavares Marliere

Planejamento de Parques Eólicos com Análise de Requisito de Confiabilidade

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Juiz de Fora

2020

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Marliere, Frederick Tavares.

Planejamento de Parques Eólicos com Análise de Requisito de Confiabilidade / Frederick Tavares Marliere. – 2020.

115 f. : il.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Ivo Chaves da Silva Junior

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2020.

1. Parque eólico. 2. Confiabilidade. 3. Otimização. 4. Ecolocalização de Morcegos. 5. *Grey Wolf Optimizer*. I. Oliveira, Leonardo Willer, orient. II. Título.

Frederick Tavares Marliere

Planejamento de Parques Eólicos com Análise de Requisito de Confiabilidade

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em Sistemas de Energia, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 22/05/2020

BANCA EXAMINADORA



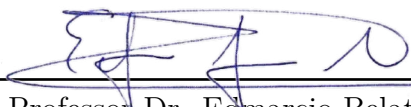
Professor Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Orientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Professor Dr. Ivo Chaves da Silva Junior - Coorientador
Universidade Federal de Juiz de Fora



Professor Dr. João Alberto Passos Filho
Universidade Federal de Juiz de Fora



Professor Dr. Edmarcio Belati
Universidade Federal do ABC

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à DEUS, ao maior condutor de nossas vidas, por ter chegado até este momento sob sua proteção e auxílio. Agradeço à toda minha família (pai, mãe, Monique, Daniel) por ter sido meu suporte total e minha força nos momentos angustiantes desse trajeto. À minha namorada Fabiana, que esteve ao meu lado sempre, me confortando nos momentos difíceis.

Agradeço ao meu orientador Prof. Leonardo Willer pela disponibilidade de sempre e pela amizade que desenvolvemos durante este período. Ao Prof. Ivo Junior pela confiança e auxílio. Ao colega e amigo, Eng. Vinícius Albuquerque, também participante do projeto, que não mediu esforços para me auxiliar durante esta jornada. Ao amigo Frederico Panoeiro, pela parceria. Ao Prof. João Passos, pela excelente coordenação do projeto deste estudo. E de forma geral à todos que direta ou indiretamente participaram destes dois anos de minha vida profissional.

Agradeço à parceria entre a Petrobras e a Universidade Federal de Juiz de Fora, por meio do projeto de P&D - Setor Elétrico da ANEEL (PD-00553-0045/ 2016), a qual contribuiu para o realização da presente dissertação.

RESUMO

Este trabalho propõe a aplicação de técnicas meta-heurísticas bio-inspiradas de otimização para o planejamento de parques eólicos offshore, considerando os critérios de confiabilidade e econômico, associado aos custos inerentes a cabos para roteamento entre aerogeradores e entre aerogeradores e a subestação coletora. As técnicas de otimização bio-inspirada aplicadas ao problema são a Ecolocalização de Morcegos e Otimização de Lobos Cinzentos. A utilização destas técnicas visa prover uma análise comparativa de desempenho. É feita a avaliação de diferentes índices de confiabilidade próprios para parques eólicos, no planejamento do roteamento dos mesmos. A metodologia é aplicada em parques eólicos teste da literatura para avaliação e validação da mesma. As análises propostas demonstram que o problema deve ter abordagem por modelos de otimização multiobjetivo, a fim de conciliar os critérios considerados. Os resultados obtidos demonstram a importância da inserção do requisito de confiabilidade em meio ao processo evolutivo do algoritmo otimizador para obtenção de resultados viáveis que atendem aos requisitos propostos. É incluída também a utilização da Simulação de Monte Carlo para avaliação e validação da confiabilidade para os resultados encontrados pela metodologia de otimização proposta. O estudo se baseia inicialmente em alternativas de topologias de conexão radiais, pela simplicidade e menor custo de investimento. Uma vez encontrada uma topologia radial que seja satisfatória aos critérios analisados, posteriormente, esta topologia é transformada em radial segmentada através da inserção de recursos como cabos redundantes, objetivando à melhora da confiabilidade e minimizando os efeitos de falha. O estudo visa avaliar a importância da utilização do critério confiabilidade no planejamento de parques eólicos *offshore*.

Palavras-chave: Parque eólico. Confiabilidade. Otimização. Ecolocalização de Morcegos. *Grey Wolf Optimizer*.

ABSTRACT

This paper proposes an application of metaheuristic and bioinspired optimization techniques to the planning of offshore wind farms, considering the reliability and economic criteria, related to the costs inherent to the cables for the routing between wind turbines as well as between wind turbines and the farm internal substation. The bioinspired optimization techniques applied to the problem are the bat echolocation and the grey wolf algorithms. The use of these techniques aims at providing a comparative analysis of efficiency. Different reliability indexes are evaluated, which are related to wind farms, in the routing planning. The methodology is applied in wind farms to test the literature for its evaluation and validation. The proposed analyses show that the problem must have an approach by multiobjective optimization models to balance the considered criteria. The obtained results show the importance of inserting the reliability criterion in the evolving process of optimization algorithms to obtain feasible results that can meet the proposed criteria. It is also included the Monte Carlo simulation to evaluate and validate the reliability indexes for the results from the proposed optimization approach. The study is initially based on radial connection topologies due to their simplicity and lower investment cost. Once a radial topology that meets the evaluated criteria is found, this topology is after converted into a segmented radial configuration through the insertion of resources as redundant cables, aiming at the reliability improvement and the minimization of failure effects. The study aims to assess the importance of using the reliability criterion when planning offshore wind farms.

Key-words: Wind farm. Reliability. Optimization. Bat Algorithm. Grey Wolf Optimizer.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
UFJF	Universidade Federal de Juiz de Fora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
AG	Algoritmo Genético
SIA	Sistema Imunológico Artificial
GE	Gerador Eólico
EP	Enxame de Partículas
GRA	<i>Generation Ratio Availability</i>
GR	<i>Generation Ratio</i>
EENU	<i>Expected Energy Not Utilized</i>
EE	<i>Expected Energy</i>
BA	<i>Bat Algorithm</i>
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
LOLE	<i>Loss Of Load Expectation</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
EENS	<i>Expectation Energy Not Supplied</i>
EEP	<i>Expected Energy Produced</i>
FEA	<i>Failure Effects Analysis</i>
CSS	<i>Charged System Search Optimization Algorithm</i>
TGC	<i>Taiwan Generation Corporation</i>
PCC	Ponto de Coleta de Cabos
SMC	Simulação de Monte Carlo
PDF	Função Densidade de Probabilidades

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	OBJETIVOS	12
1.2	MOTIVAÇÕES	13
1.3	PUBLICAÇÕES E/OU SUBMISSÕES DECORRENTES DA PESQUISA	13
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
2.1	ASPECTOS RELACIONADOS À OTIMIZAÇÃO DE PARQUES EÓ- LICOS	15
2.2	ASPECTOS RELACIONADOS À CONFIABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS	26
2.3	CONCLUSÕES PARCIAIS	30
3	METODOLOGIA PROPOSTA	31
3.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	31
3.1.1	Formulação do Cálculo do Custo de Investimento em Cabos . .	33
3.1.2	Formulação do Cálculo da Confiabilidade	34
3.1.2.1	<i>Formulação da Confiabilidade de Geração</i>	<i>34</i>
3.1.2.2	<i>Energia Esperada Não Utilizada</i>	<i>35</i>
3.2	ECOLOCALIZAÇÃO DE MORCEGOS	37
3.3	OTIMIZAÇÃO DE LOBOS CINZENTOS - GWO	42
3.4	TUTORIAL DE APLICAÇÃO	48
3.4.1	Parque Eólico Teste Considerado	48
3.4.2	Funções de Mérito	49
3.4.3	Resultados Obtidos	52
3.4.3.1	<i>Minimização do Comprimento de Cabos</i>	<i>52</i>
3.4.3.2	<i>Maximização da Confiabilidade</i>	<i>54</i>
3.4.3.3	<i>Função Híbrida de Comprimento de Cabos e Confiabilidade</i>	<i>56</i>
3.5	CONCLUSÕES PARCIAIS	58
4	ESTUDOS DE CASOS	60
4.1	PRIMEIRA ANÁLISE COMPARATIVA	60
4.1.1	Resultados Obtidos	67
4.2	SEGUNDA ANÁLISE COMPARATIVA	73
4.2.1	Resultados Obtidos	78
4.3	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	84

4.3.1	Simulação de Monte Carlo para o Parque Eólico 1	87
4.3.2	Simulação de Monte Carlo para o Parque Eólico 2	92
4.4	CONCLUSÕES PARCIAIS	96
5	AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS TOPOLÓGICAS	98
5.1	PARQUE EÓLICO 1	100
5.1.1	Primeira Topologia	100
5.1.2	Segunda Topologia	103
5.2	PARQUE EÓLICO 2	107
5.2.1	Primeira Topologia	108
5.2.2	Segunda Topologia	110
5.3	CONCLUSÕES PARCIAIS	112
6	CONCLUSÕES	114
6.1	PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS	115
	REFERÊNCIAS	116

1 INTRODUÇÃO

A humanidade sempre buscou formas de se adaptar e transformar o meio ambiente em que vive. O ser humano, desde a Pré História até os dias atuais, busca mecanismos que reduzam os esforços contínuos ou manuais de forma a aumentar seu conforto. Desde os primórdios da humanidade, o homem avança em suas descobertas e conseqüentemente, cada descoberta gera novas aplicações e ideias. Por exemplo, a técnica do fogo, melhorou a alimentação, iluminação e segurança. A roda e outros mecanismos facilitaram o transporte. A força das águas, dos ventos e os animais facilitaram o trabalho. Os anos se passaram e as técnicas só avançaram tecnologicamente. O período de maior crescimento tecnológico foi denominado Revolução Industrial. Assim surgiram as fábricas e indústrias que alavancaram o comércio e o crescimento da sociedade. O advento dos combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural) também contribuiu para tal avanço. A energia elétrica surgiu como um grande marco no avanço da sociedade. Através dela, outras formas de energia puderam se transformar com eficiência, como: calor, iluminação e energia mecânica [1].

Segundo [2], a energia proveniente dos ventos teve sua primeira utilização no bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos. Isso ocorreu na Pérsia, por volta de 200 A.C. Acredita-se, que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilônico (por volta 1700 A.C) já se utilizavam de cata-ventos rústicos para irrigação.

Além do bombeamento de água, segundo [2], na Holanda os moinhos de vento foram utilizados para produção de óleos vegetais (construído em 1582); para fabricação de papel com o surgimento da imprensa e o crescimento da demanda (construído em 1586). Ainda segundo [2], em meados do século XIX, aproximadamente 9000 moinhos de vento existiam em pleno funcionamento na Holanda, cerca de 3.000 na Bélgica, 10.000 na Inglaterra e cerca de 650 na França.

No final do século XIX, foram utilizados os primeiros moinhos de vento com o objetivo de geração de energia elétrica. Segundo [2], Charles F. Brush ergueu na cidade de Cleveland o primeiro cata-vento destinado a geração de energia elétrica, em 1888. Esse sistema esteve em operação por 20 anos sendo desativado em 1908. Após esse período, durante a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), com o objetivo de economizar combustíveis fósseis, os Estados Unidos desenvolveram o aerogerador até então projetado, com 53,3 metros de diâmetro e torre de 33,5 metros de altura.

O aerogerador é o equipamento responsável pela transformação da energia mecânica de rotação em energia elétrica através de conversão eletromecânica. As pás do mesmo são fabricadas com perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, de forma a gerar trabalho mecânico [2].

Os avanços tecnológicos e o crescimento da alternativo eólica como fonte de energia elétrica foi possível por incentivos de autoridades governamentais em todo o mundo permitindo alastrar a fonte eólica por diversas nações [2]. Sobretudo com o objetivo de economizar ou reduzir o uso dos combustíveis fósseis, por ser fonte energética não-renovável, devido à preocupação com a disponibilidade de recursos naturais. A energia eólica representa uma importante alternativa na matriz energética, por ser fonte de energia limpa.

Os parques eólicos podem ser separados em duas categorias, pela forma que são construídos: em superfícies terrestres denominam-se *onshore* e em superfícies aquáticas *offshore*. Dentre as características das instalações *onshore* pode-se citar os menores custos com estrutura de fixação das torres, fácil manutenção e conexão com o sistema de transmissão. Nas desvantagens pode-se citar a dificuldade de escolha do local de instalação do parque, o impacto ambiental tem bastante relevância, a alocação deve ser longe de obstáculos naturais ou artificiais [3]. Para a tecnologia *offshore* pode-se citar a maior disponibilidade de vento, por existirem menores barreiras naturais, o menor impacto na infraestrutura urbana e, sobretudo, os aspectos construtivos são mais complexos e o investimento é mais caro, em geral. As principais vantagens e desvantagens de ambas as modalidades de parque eólico podem ser apresentadas na Tabela 1, de acordo com [4].

Tabela 1 – Semelhanças e diferenças entre parques *offshore* e *onshore*

Offshore		Onshore	
Vantagens	Desvantagens	Vantagens	Desvantagens
<p>Maior velocidade do vento (menores barreiras naturais)</p>	<p>Estruturas construtivas mais caras e complexas</p>	<p>Estruturas e aspectos construtivos mais baratos e mais simples de efetuar</p>	<p>Maior poluição sonora e visual</p>
<p>Menor impacto na infraestrutura urbana</p>	<p>São necessárias maiores linhas de transmissão, sobretudo do oceano até o continente</p>	<p>Investimento mais barato em geral</p>	<p>Velocidade do vento mais afetada devido à superfície urbana irregular, em geral. Consequentemente, menor eficiência dos aerogeradores</p>

Fonte: [4]

A partir da Tabela 1, pode-se inferir que os impactos ambientais causados pela construção de um parque eólico são menores na tecnologia *offshore*, embora os custos de implantação sejam maiores nesse tipo de parque por conter aspectos construtivos amplamente caros e complexos. A tecnologia *onshore*, por sua vez, apresenta custos de

implantação mais baratos, mas sofre grande influência do local a ser inserido por impactar de forma mais direta a infraestrutura local urbana.

Este trabalho visa em seu objetivo principal avaliar o critério de confiabilidade no roteamento de parques eólicos *offshore*, através da aplicação de técnicas de otimização para determinação do sistema de roteamento interconector entre aerogeradores. Este estudo se fará visando obter topologias viáveis, sobretudo radiais, vislumbrando a minimização de custos inerentes ao comprimento dos cabos utilizados e bem como a obtenção de topologias com máxima confiabilidade. Conforme tratado neste trabalho, a construção de uma usina eólica *offshore* representa um investimento de alto custo e, portanto, maximizar confiabilidade significa economizar custos relacionados às perdas por interrupção da geração eólica ocasionada por falhas e/ou mal funcionamento. Este trabalho irá contemplar a otimização de parques eólicos utilizados na literatura envolvendo as funções de mérito com foco em confiabilidade, avaliando resultados e desempenho do algoritmo implementado. Esses algoritmos de otimização utilizados são o algoritmo de Ecolocalização de morcegos e o *Grey Wolf Optimizer* (GWO), uma vez que foram testados outros métodos de otimização bio-inspirados como Algoritmo Genético e Colônia de Formigas e os métodos que apresentaram maior adequação ao problema proposto foram os apresentados. O estudo irá se basear inicialmente em alternativas de topologias de conexão radiais, simples e com menor custo de investimento, devido ao alto custo inerentes aos cabos submarinos. Uma vez encontrada uma topologia radial que seja satisfatória aos critérios analisados, posteriormente, a topologia radial será transformada em radial segmentada, objetivando a melhora da confiabilidade, minimizando os efeitos de falha. Por fim, os resultados obtidos serão analisados e serão propostas ideias para diversos trabalhos futuros possíveis.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo geral desta dissertação é apresentar uma metodologia de otimização de roteamento de parques eólicos com foco nos critérios de custo e confiabilidade, dando destaque ao critério de confiabilidade sob a ótica de indicadores e esquemas topológicos diversos. Os objetivos específicos são:

- a) avaliação dos critérios de custos e confiabilidade no problema de roteamento de parques eólicos;
- b) aplicação de duas técnicas de otimização (Ecolocalização de Morcegos e *Grey Wolf Optimizer*), modificados para melhor desempenho dos mesmos, para fins comparativos, ao problema de otimização de roteamento de parques eólicos;
- c) avaliação de diferentes índices de confiabilidade próprios para parques eólicos, no planejamento do roteamento destes parques.

d) avaliação comparativa entre as topologias de roteamento de parques eólicos radial e radial segmentada, com foco no critério de confiabilidade.

1.2 MOTIVAÇÕES

Este trabalho possui como motivação a forte tendência mundial em utilização e geração de energias renováveis, bem como o crescimento constante em esfera global da capacidade eólica instalada. Por ser uma tendência mundial, cada vez mais estudos têm sido realizados nesta área. A motivação maior é desenvolver um estudo de planejamento de parque eólico utilizando técnica de otimização bio-inspirada com foco em custos e confiabilidade. Para tanto, parte-se de um *layout* de aerogeradores já determinado, assumindo já haver estudos anteriores que determinam tais características, para encontrar a melhor topologia de roteamento que englobe minimização de custos, bem como o impacto de topologias candidatas ao se analisar requisitos de confiabilidade.

1.3 PUBLICAÇÕES E/OU SUBMISSÕES DECORRENTES DA PESQUISA

Nesta seção serão apresentados os trabalhos aprovados e submetidos oriundos das atividades deste projeto:

a) Frederick T. Marliere, Vinícius A. Cabral, Frederico F. Panoeiro, Gustavo Rebello, Leonardo W. Oliveira e Ivo C. S. Junior. "*Optimization of Internal Collector Network of Offshore Wind Farms - Perspectives and Merit Functions*". THE 13th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2019;

b) Gustavo Rebello, Frederico Panoeiro, Vinicius Cabral, Frederick Marliere, Ivo Junior e Leonardo Oliveira. "*Capacity Factor Optimization of an Offshore Wind Farm via Computational Intelligence*". THE 13TH LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2019;

c) Vinícius A. Cabral, Frederick T. Marliere, Frederico F. Panoeiro, Gustavo S. Rebello, Leonardo W. Oliveira e Ivo C. S. Junior. "*Wind Farm Collector System Optimization via Modified Bat Inspired Algorithm*". THE 13th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2019;

d) Vinícius A. Cabral, Frederick Tavares, Gustavo Rebello, Frederico F. Panoeiro, Ivo C. S. Junior e Leonardo W. de Oliveira. "*Wind Farm Layout and Collector System Optimization via Modified Echolocation Algorithm*". RESUMO APROVADO - POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE - PSCC - 2020;

e) Vinícius A. Cabral, Frederick Tavares, Gustavo Rebello, Frederico F. Panoeiro, Ivo C. S. Junior e Leonardo W. de Oliveira. "*Computational Intelligence Techniques Applied to the Optimization of Offshore Wind Farms*". RESUMO APROVADO - POWER SYSTEM COMPUTATION CONFERENCE - PSCC - 2020;

f) Frederick T. Marliere, Vinícius A. Cabral, Frederico F. Panoeiro, Gustavo da S. Rebello, Leonardo W. Oliveira e Ivo C. S. Junior. "*Otimização de Rede Coletora Interna de Parques Eólicos Offshore - Perspectivas e Funções de Mérito*". SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE - SBAI - 2019.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esta dissertação está dividida em seis capítulos. Este Capítulo 1 - Introdução se propõe à introduzir o tema que será discutido neste trabalho, bem como apresentar seus objetivos e motivações. O Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica visa realizar a revisão bibliográfica do assunto discutido neste trabalho, dividida nos aspectos de otimização e confiabilidade. O Capítulo 3 - Metodologia Proposta tem como objetivo modelar o problema tratado nesta dissertação e apresentar a metodologia proposta para sua resolução. Além de apresentar um tutorial de aplicação demonstrando o potencial dos algoritmos propostos para a resolução do problema conforme a modelagem proposta. O Capítulo 4 - Estudo de Casos objetiva apresentar os resultados da aplicação do algoritmo de otimização proposto nesta dissertação a dados de parques eólicos já utilizados na literatura existente, para comparação de resultados obtidos. Após essa etapa, é proposta a execução da Simulação de Monte Carlo que visa à avaliação e validação da confiabilidade para os resultados encontrados pela metodologia proposta. O Capítulo 5 - Avaliação de Estruturas Topológicas faz um estudo acerca da inserção de cabos conectores redundantes, ou recursos, nas topologias estudadas nesta dissertação e avalia o impacto gerado por esta inserção para os parques eólicos estudados. Por fim, o Capítulo 6 - Conclusões realiza as conclusões do trabalho apresentado e sinaliza possíveis estudos futuros que podem ser realizados a partir desta dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

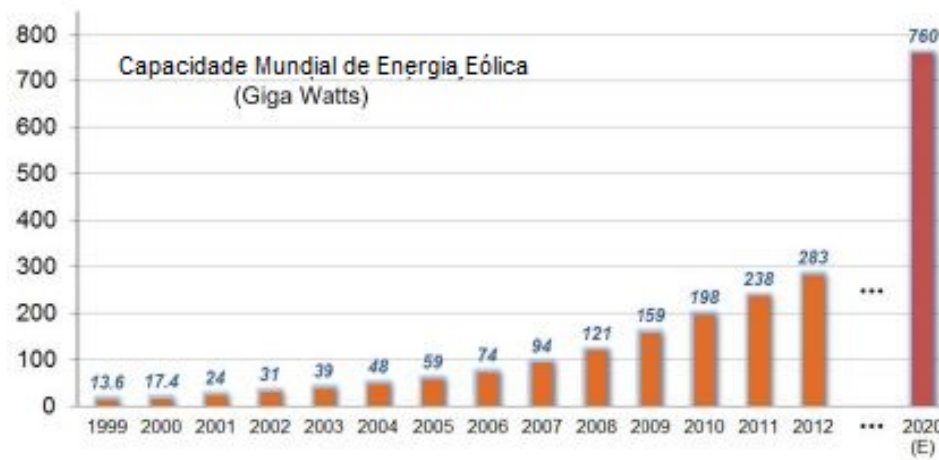
Este capítulo realiza de forma geral a revisão bibliográfica do assunto a ser discutido neste trabalho. É dividido em dois aspectos: otimização e confiabilidade. Na primeira parte é apresentada uma revisão de trabalhos anteriores que tratam em seu escopo a otimização de parques eólicos *offshore*, tanto sobre o posicionamento ótimo das turbinas aerogeradores e seu *layout* ótimo na área disponível do parque eólico quanto sobre a otimização do roteamento dos cabos conectores, ou seja, a topologia de conexão entre os aerogeradores. A segunda parte por sua vez, trás uma revisão bibliográfica de trabalhos que utilizam em seu escopo os aspectos de confiabilidade na otimização de parques eólicos, como índices de confiabilidade utilizados e como é tratada a confiabilidade no âmbito de usinas eólicas *offshore*.

2.1 ASPECTOS RELACIONADOS À OTIMIZAÇÃO DE PARQUES EÓLICOS

Atualmente, a busca por gerações elétricas renováveis se intensificou nos últimos anos. A responsabilidade ambiental se tornou uma das principais metas de indústrias, empresas e entidades governamentais. Existem metas de redução de emissão de carbono reduzindo 20% em 2020 e 80% de redução em 2050, gerando um cenário favorável à introdução de tecnologias de geração cada vez mais renováveis e ambientalmente responsáveis [5]. A energia eólica é considerada uma importante alternativa à fuga da dependência dos combustíveis fósseis devido à sua natureza limpa e renovável, e ainda as constantes pesquisas nessa área levaram a um rápido e grande crescimento da penetração de energia eólica nos sistemas de energia do mundo todo [6]. A penetração de energia eólica deve atingir a marca de 10% até 20% em que vários países se comprometeram, para reduzir a emissão de gases estufa [7].

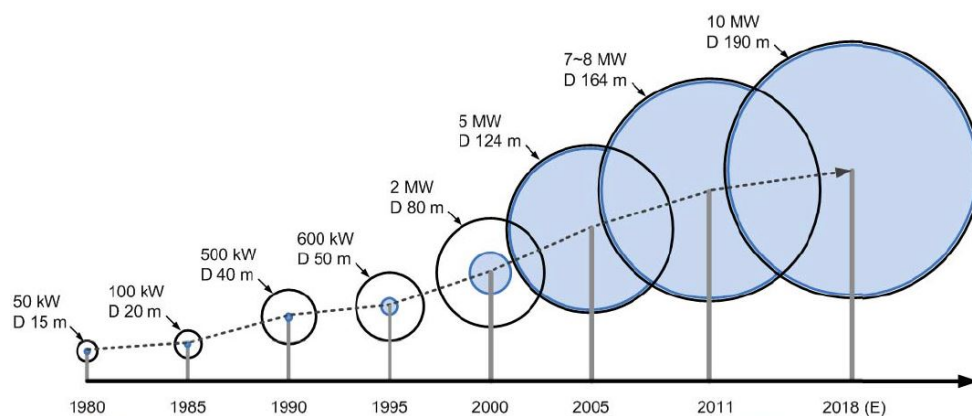
O trabalho de referência [8] dá uma visão geral e discute algumas tendências de desenvolvimento nas tecnologias usadas para sistemas de energia eólica, bem como a evolução da tecnologia e do mercado são discutidos. Entretanto, o mesmo se concentra em analisar os a energia proveniente dos conversores eletrônicos bem como as estruturas de controle, se envolvendo no aspecto da eletrônica de potência. As tecnologias das turbinas eólicas são abordadas também, demonstrando a tendência de estudo e análise bem como implantação de tecnologias em parques eólicos. O Gráfico 1 apresenta o potencial da energia eólica no cenário global.

Gráfico 1 - Capacidade instalada de energia eólica global cumulativa entre os anos de 1999 até 2020.



Fonte: Retirado de [8]

Gráfico 2 - Evolução do tamanho da turbina de vento e da eletrônica de potência entre 1980 e 2018. Círculo azul: a cobertura de energia em eletrônica de potência.



Fonte: Retirado de [8]

O Gráfico 1 e o Gráfico 2 ilustram o avanço tecnológico e a tendência de crescimento ao aproveitamento energético da matriz eólica, destinando cada vez maior tecnologia, representada pela eletrônica de potência utilizada, bem como maior desenvolvimento nessa área.

A natureza incontrolável e intermitente do vento tem um efeito direto na potência de saída desses parques eólicos, assim nos estudos nessa área, deve-se considerar modelos de vento que se adequem às características reais incertas dos mesmos. O sistema de entrada das turbinas eólicas (vento) pode variar imensamente ao longo do tempo; numa dada hora, pode ser bastante elevado e, em seguida, deixar cair para um valor muito

baixo (e vice-versa) durante a próxima hora [7]. Além disso, na referência [7] é citada a dificuldade de planejamento do despacho eólico, dando enfoque à importância de avanços em confiabilidade e desempenho econômico desta vertente de geração incerta que deve ser planejada de forma cautelosa em modelos de curto prazo.

A característica estocástica e intermitente da direção e velocidade dos ventos, ou seja, sua natureza probabilística e variável com o passar do tempo, deve ser incorporada nos modelos de estudo em otimização dos parques eólicos. Algumas referências tais como [6] adotam a função de *Weibull* como distribuição de probabilidade para a frequência das velocidades dos ventos. Tal função é apresentada a seguir:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.1)$$

Na Equação 2.1, v representa a velocidade do vento, c e k representam constantes e $f(v)$ é a probabilidade de ocorrência da velocidade v .

A utilização de parques eólicos *offshore* é atualmente a mais desenvolvida de todas as opções de energia renovável baseadas no ambiente marinho. Mas apesar dos benefícios, a construção envolve impactos diretos e indiretos no ecossistema [9]. Essa referência visa, então, desenvolver uma abordagem holística e integrada ao ecossistema para a avaliação de impacto ambiental nesse tipo de tecnologia, podendo tal análise ser estendida para outros desenvolvimentos de parques eólicos pelo mundo.

O estudo da referência [10], por sua vez, teve como motivação a necessidade de previsão da energia eólica utilizando modelos de curto prazo para planejamento e controle preventivo. Nesta referência é utilizado o algoritmo *Grey Wolf Optimizer* em meio ao modelo híbrido proposto de dois estágios para prever energia eólica em curto prazo. Os dados de energia eólica histórica de parques eólicos *offshore* da Bélgica são tomados como um estudo de caso, e os resultados indicam a precisão e estabilidade de previsão do modelo proposto.

A referência [11] mostra que recentemente tem emergido estudos que visam analisar os impactos ambientais da construção de parques eólicos *offshore*. Essa referência visa desenvolver um conjunto de critérios abrangentes de localização da fazenda eólica, incluindo considerações de rentabilidade, sociais, de segurança e ambientais. Além de solicitar opiniões de especialistas da academia e da indústria. Concluiu-se que a lucratividade e as considerações sociais são as mais comumente acordadas entre os especialistas, enquanto os critérios ambientais e de segurança recebem menos concordância.

No contexto das usinas eólicas para geração de energia, o principal tema abordado na literatura é a otimização desses parques eólicos, tanto no que tange à disposição do *layout* nas posições das turbinas eólicas geradoras de energia e bem como na estrutura do parque eólico, como a ligação das coletoras de energia, subestações e ligações com o continente no

caso dos parques eólicos *offshore*, como é o caso abordado neste trabalho. Sobre este tema, em uma usina eólica, o custo e a eficiência são determinados e influenciados por vários fatores (tipo de sistema, comprimento da transmissão, potência, tipo de turbina, topologia da fazenda eólica, velocidade do vento, dentre inúmeros outros)[12] [13]. Se tratando da conexão do sistema elétrico, o custo é diretamente relacionado com: nível de média e alta tensão, localização e número de subestações bem como formato de conexão entre elas, número de geradores eólicos em um mesmo ramo e bem como a própria topologia de conexão entre as turbinas eólicas [13].

O leque de variáveis e opções, que impactam de forma direta ou indireta a operação e própria construção da usina eólica, sugerem a interpretação como um problema de otimização computacional. Ainda na referência [12], são considerados outros aspectos para otimização da estrutura eólica, como custo, modelos de perda e confiabilidade. Nessa referência citada, a otimização para *layout* e configuração do parque eólico passou por análises utilizando Algoritmo Genético como ferramenta de otimização envolvida. Ainda nessa referência, são citadas algumas vantagens da utilização de parques eólicos *offshore* em relação ao aproveitamento dos ventos, são essas:

- a) as estruturas da superfície terrestre como florestas e dificultam a passagem dos ventos de forma mais forte, assim, os ventos mais fortes são localizados sobre a superfície marítima, podendo-se assim extrair maior potência;
- b) a construção de usinas sobre o oceano proporciona a oportunidade de acoplar o sistema eólico com sistemas produtores de energia a partir do movimento das ondas do mar;
- c) a construção *offshore* beneficiaria esteticamente o ambiente social por não ocupar terras, se tornando assim uma tecnologia mais agradável;
- d) por último, a possibilidade de integrar os sistemas de arrefecimento necessários com água marítima.

Na referência [13] também foi proposta uma abordagem de otimização utilizando Algoritmo Genético (AG) para solução ótima de conexão ideal na topologia da fazenda eólica de forma a minimizar custos com transformadores, subestações e cabos submarinos no sistema de transmissão e distribuição. Nessa referência, corroborando com o trabalho de número [12], é dito que o investimento total de um parque eólico é tipicamente de 30 a 60% mais elevada do que um parque eólico em terra com a mesma capacidade, assim como no trabalho referenciado por [14], que busca o mesmo objetivo através de AG e utilizando também o problema do caixeiro viajante. Primeiro, a localização de parques eólicos *offshore* é sempre distante da terra, onde tem uma profundidade de água considerável e por isso o cabo submarino é indispensável no sistema de transmissão da energia eólica.

Em segundo lugar, um ou mais subestações são necessárias para aproveitar e transmitir a energia eólica produzida. Finalmente, a construção e manutenção de um parque eólico *offshore* precisa alguns equipamentos especializados, que são de elevado custo. Portanto, a otimização de conexão elétrica para parques eólicos *offshore* irá reduzir notavelmente o custo total. Dessa forma, o sistema elétrico dentro de um parque eólico *offshore* e sua conexão com o sistema de alimentação principal colocam novos desafios para especialistas. Como o parque eólico tende a ser maior, o problema econômico atrai mais atenção para encontrar o planejamento do sistema ideal para o determinado parque eólico *offshore* com um custo mínimo possível [13]. O resultado obtido para a topologia de conexão foi com o parque dividido em 6 subáreas, e a melhor configuração obtida foi a radial ramificada que representa uma variação da conexão em estrela.

Diversos aspectos relacionados à construção das usinas eólicas influenciam a produtividade, confiabilidade e operação da mesma, justificando uma abordagem no âmbito da otimização [15]. O *layout* dos aerogeradores, por exemplo, influencia de forma direta na quantidade de energia extraída no parque eólico devido ao aproveitamento da incidência dos ventos. A configuração da rede coletora também exerce papel fundamental no sentido de conter redundâncias que otimizem a confiabilidade da fazenda eólica, bem como minimização de perdas dentre outros fatores influenciáveis como custos de construção e operação. Na referência [15], o método de Decomposição de Bender's e o algoritmo *Progressive Contingency Incorporation* foram utilizados buscando a redução do esforço computacional para a busca pela otimização da rede coletora de um parque eólico *offshore* de forma a minimizar o custo total anual em função do investimento e produção de energia, falhas em equipamentos, associadas à confiabilidade, e perdas.

Na literatura disponível, várias técnicas de otimização foram implementadas para o problema do *layout* dos parques eólicos e também do sistema coletor do mesmo. Conforme já citado anteriormente o Algoritmo Genético é uma abordagem comum de se encontrar. Além das literaturas citadas, pode-se citar a referência [16] que buscou otimizar via AG a rede coletora, utilizando técnicas que possibilitaram garantir maior diversidade entre indivíduos de uma população inicial bem como realizar competições entre indivíduos da mesma população, o que garante melhora substancial na solução.

Em várias referências que abordam a otimização em seu escopo para resolução de problemas relacionados à construção de parques eólicos *offshore*, um aspecto sempre presente que deve ser levado em consideração é o efeito de esteira, ou "*wake effect*" [6] [17]. Se trata da mudança do perfil de velocidades de vento no momento que o mesmo passa por uma turbina a montante, e acaba por influenciar na turbina que está localizada a jusante. Esse efeito nada mais é que a turbulência provocada pela passagem da massa de ar em ua turbina, essa energia não é totalmente absorvida pela turbina e assim a próxima turbina a jusante receberá uma incidência de vento com velocidade menor e mais turbulenta, a esse

efeito se dá o nome de "*wake effect*", ou efeito de esteira, ilustrado pela Figura 1, e deve ser considerado na abordagem de otimização para que seja minimizado, uma vez que atua contrariamente à produção energética do parque eólico.

Figura 1 – Imagem ilustrativa para *wake effect*.



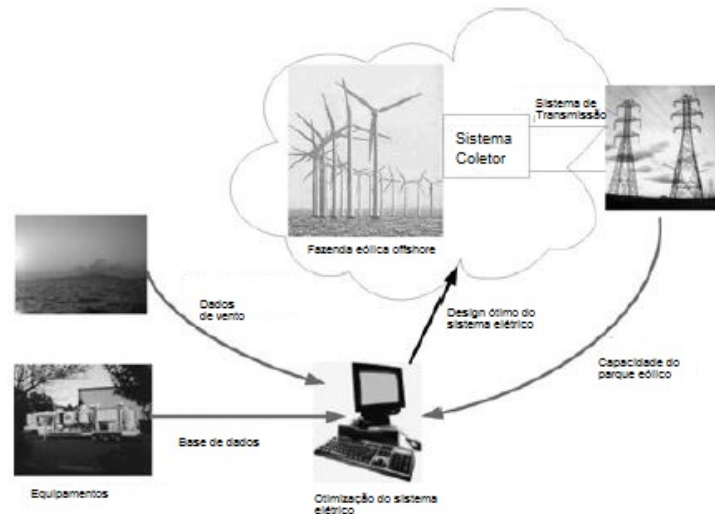
Fonte: Retirado de [18]

Ainda na otimização da rede elétrica coletora dos parques eólicos, pode-se observar na literatura outros métodos e abordagens de otimização. Nos trabalhos referenciados por [19] e [20] os vários fatores envolvidos na otimização de um parque eólico como custos em cabos condutores, subestações, manutenções para obter quantas e onde instalar as subestações bem como suas capacidades operacionais, além da topologia de conexão das turbinas a fim de minimizar custos totais. Essas referências utilizaram o algoritmo do Sistema Imunológico Artificial (SIA) em conjunto com AG para melhorar a qualidade dos indivíduos gerados no algoritmo, propagando-se assim características melhores a cada geração.

Na referência [21], os autores propõem um modelo de otimização baseado em AG, em uma plataforma na qual os principais componentes do parque eólico bem como suas características técnicas são parâmetros de entrada do mesmo e a otimização é realizada de forma a minimizar custos com uma confiabilidade aceitável para que se obtenha a topologia ótima do sistema coletor de um parque eólico *offshore* determinado. Essa plataforma criada está ilustrada pelo Fluxograma 1. Entende-se englobado na minimização os aspectos de perdas de energia, produção de energia eólica, custo de investimento e custo de manutenção, por exemplo. Esse custo é variável com a distância de transmissão, nível de tensão, tipo de aerogerador bem como topologia de rede e por isso é abordado como um problema de otimização o qual foi abordado via AG. A avaliação da confiabilidade é realizada por meio de um parâmetro que representa a probabilidade de que pelo menos uma determinada percentagem da energia eólica será perdida por causa das possíveis falhas de qualquer componente. Este índice é calculado utilizando um método analítico e a otimização é

realizada considerando um valor aceitável para o mesmo, penalizando a função objetivo valores que apresentam baixa confiabilidade de acordo com tal parâmetro. O parâmetro comentado é chamado de Taxa de Geração - *Generation Ratio* (GR) e é definido para representar a relação entre a potência de saída de um parque eólico e a geração de energia a partir de todos os aerogeradores.

Fluxograma 1 - Descrição das funções da plataforma de otimização criada por [21].



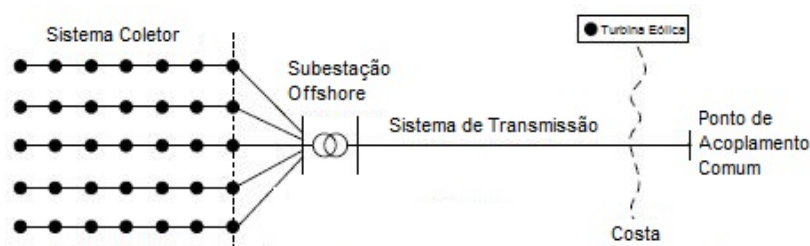
Fonte: Retirado de [21]

O trabalho referenciado por [22] propõe um algoritmo baseado agrupamento para a disposição do cabeamento de uma usina energia eólica em grande escala. É feita uma comparação do método proposto com a configuração radial mostrando que as perdas de energia reais no sistema coletor são reduzidas e uma maior confiabilidade é obtida com o desenho proposto. Nessa referência, três configurações de layout para o cabeamento foram comparadas: um método baseado agrupamento puro, um sistema radial convencional, e um sistema misto que combina sistemas de agrupamento e radiais. Em caso de falha do cabo, numa disposição em cadeia todas as unidades de turbina para além do cabo com falha irá ser desligada, e, para o método proposto baseado em agrupamento puro e o método combinado, a insuficiência do cabo resulta em um menor número de turbinas *offline*. Isto indica que o método proposto também melhora a confiabilidade do sistema coletor do parque eólico. Uma análise econômica também é feita para comparar o custo da energia gerada associada com o projeto proposto e a configuração convencional.

A referência de número [23] visa a otimização do projeto de layout de um sistema eólico para minimizar o custo do projeto. Abrange tanto a otimização do *layout* do parque eólico bem como a localização da subestação *offshore* de energia e a interconexão das turbinas geradoras em meio à otimização proposta. A Figura 2 ilustra uma fazenda eólica esquemática, apresentando o sistema coletor e de transmissão até a chegada da energia no

continente. O método proposto visa reduzir o custo total do projeto a partir da utilização do AG como otimização como na maioria das pesquisas analisadas neste trabalho. O custo do projeto de uma rede de energia eólica *offshore* foi classificado em quatro: investimento, de perda de energia, interrupção de energia e os custos de reparação. O trabalho considerou duas situações, a primeira sendo a função objetivo a minimização de apenas o custo do coletor e após o *layout* do sistema coletor ser determinado com base nessa função objetivo, a localização da subestação é determinada. No segundo caso, o *layout* do sistema coletor e a localização da subestação são determinadas em conjunto.

Figura 2 – Ilustração de uma fazenda eólica esquemático criado por [23].



Fonte: Retirado de [23]

Retomando à referência de número [6], o trabalho proposto considera o fato de que quando um ou mais aerogeradores falhar num parque eólico, a distribuição de velocidade do vento vai mudar, o que pode levar a um perfil diferente de saída de energia eólica. Quando um aerogerador falhar, ele será encerrado. Neste caso, o referido gerador não terá nenhum efeito de esteira na turbina à jusante devido a falta de movimento do rotor. O trabalho referido então propõe uma técnica de simulação de Monte Carlo para avaliar a adequação de um parque eólico considerando a confiabilidade, a localização dos aerogeradores, velocidade do vento e o *wake effect*. O trabalho de número [6] foi proposto baseado na direção do vento único entretanto a direção do vento pode mudar com o tempo em um parque eólico prático.

Em relação à confiabilidade, nessa referência [6] foram utilizados alguns índices propostos para avaliar a adequação de um parque eólico de abastecimento de determinada carga:

- a) LOLE (Loss of load expectation);
- b) LOLP (Loss of load probability);
- c) EENS (Expectation energy not supplied);
- d) EEP (Expected energy produced).

O índice LOLE representa o número esperado de horas de perda de carga, LOLP, por sua vez, significa a probabilidade de perda de carga, EENS é o valor esperado de energia não suprida e EEP é o valor esperado da energia produzida, ou gerada.

Concluindo a referência [6] chega ao resultado de que o *wake effect* pode ter um grande impacto sobre a potência de saída parque eólico e assim deve ser considerado na avaliação da confiabilidade. Os resultados da simulação mostram que o *layout* ideal pode reduzir o *wake effect* e aumentar o poder extração de potência dos aerogeradores além de contribuir para a confiabilidade do parque eólico e benefícios econômicos.

De acordo com o trabalho referenciado por [17], apresenta um modelo de otimização de *layout* de parques eólicos com uma função objetivo de maximizar o poder equivalente do parque eólico e melhorar a confiabilidade do sistema de energia. Um algoritmo de otimização por enxame de partículas (EP) (PSO - *Particle Swarm Optimization*) é usada para resolver o problema de otimização. O método de *layout* ideal proposto considera a distribuição de probabilidade conjunta da velocidade do vento. Uma estratégia de mutação foi incorporada no processo de EP a melhorar a capacidade de escapar dos pontos ótimos locais e para evitar convergência prematura. O parque eólico com o esquema ótimo foi incorporado no sistema de teste *Roy Billinton Test System* e *IEEE Reliability Test System* para realizar a avaliação da confiabilidade. O modelo de avaliação de confiabilidade leva em conta o *wake effect* e a taxa de queda de força dos aerogeradores. Supõe-se que um aerogerador a montante falhou e não produz o efeito esteira, o modelo examina os seguintes índices de confiabilidade, já citados anteriormente: LOLP, LOLE(h/ano) e EENS (MWh/ano).

Na referência [24], conforme já explicitado em diversas referências a rede de um parque eólico é composto de uma rede de tensão interna que representa várias turbinas eólicas e subestações, e um sistema de transmissão. O custo de capital da rede interna constitui uma significativa parte do custo total da fazenda eólica. Assim, projetar a arquitetura ideal de um parque eólico é um elemento chave na lucratividade de um projeto. Neste contexto, essa referência apresenta um algoritmo de solução para conectar a rede interna de um parque eólico que baseia-se numa combinação entre algoritmo genético e outro algoritmo específico. O AG é usado para otimizar tanto a posição da subestação elétrica e o número dos seus alimentadores que são grupos de aerogeradores, enquanto o outro algoritmo considera a distância mais curtas para ligar as turbinas eólicas entre si e a subestação elétrica. Além disso, o programa penaliza automaticamente qualquer topologia inviável.

A abordagem proposta pelo trabalho exposto no parágrafo anterior é testada em um modelo real de parque eólico que comprovaram a utilidade da abordagem durante a fase de planejamento de uma rede elétrica radial ou em malha de um parque eólico. Geralmente, a abordagem mais comum para determinar a melhor topologia de conexão

de um parque eólico é baseada na comparação entre as arquiteturas viáveis. No entanto, há várias possíveis configurações para a conexão trazendo complexidade que também é proporcional ao tamanho do parque eólico (número de turbinas), devido ao aumento do número de variáveis que amplia o espaço de busca de soluções, justificando o uso de técnicas inteligentes, cuja principal é que o espaço de busca de soluções é consideravelmente reduzido: a posição da subestação e o número de grupos aerogeradores são as únicas variáveis consideradas no problema de otimização baseado em um AG.

A referência [25] apresenta uma metodologia eficiente para projetar de forma otimizada a disposição dos cabos da rede interna bem como a localização da subestação *offshore*. A metodologia é composta por dois otimizadores: um é o otimizador da disposição dos cabos na malha interior à estação *offshore*, que consiste em vários algoritmos, como o algoritmo baseado em K-agrupamentos baseado em AG, árvore geradora mínima, e a seleção do cabo; o outro é a localização da subestação *offshore* baseado no método de busca de reconhecimento de padrões. Durante a realização iterativamente dos dois otimizadores, alternativas para a disposição dos cabos e pontos candidatos à localização da subestação *offshore* são geradas e avaliadas nos aspectos econômicos e de confiabilidade, respectivamente. O *layout* ideal do parque eólico *offshore* é determinado de modo a minimizar o custo total que é uma soma de custos de construção, perda de energia, manutenção e custos de confiabilidade, uma vez que se ocorrer uma falha em qualquer instalação, e os impactos da falha durarem mais tempo, resultaria em um declínio do desempenho e da confiabilidade. Portanto, a fazenda eólica deve ser planejada cuidadosamente em aspectos econômicos e de confiabilidade.

Ainda segundo a referência citada no último parágrafo, existem vários esquemas conceituais de ligações de cabos, tais como anéis radiais, de face única e de dupla face, e esquemas de estrela, e as suas vantagens e desvantagens. Além destes *layouts* básicos, existem vários *layouts* de cabos que podem ser obtidos através da resolução de um problema de otimização combinatória para conectar os aerogeradores e as subestações *offshores*, o que evidencia a tendência de metodologias baseadas em abordagens heurísticas, tais como AG e agrupamentos que buscam explorar uma vasta região do espaço de solução em busca de uma boa solução para os problemas combinatórios, entretanto, eles podem envolver grandes esforços computacionais. Foi analisado como a disposição de uma fazenda eólica é afetada por três fatores principais que são o número de aerogeradores, local da subestação e a configuração da rede, juntos em dois otimizadores recursivos.

A disposição ou *layout* das turbinas eólicas desempenha um papel vital no projeto de parques eólicos *offshore* principalmente devido ao efeito de esteira [26]. Essa referência busca o *design* ideal utilizando-se o algoritmo de colônia de formigas em conjunto com a minimização de caminhos proposta pelo "problema do caixeiro viajante". Os objetivos da abordagem são para melhorar a produção de energia, minimizar o comprimento dos

cabos e custo do cabo. Essa abordagem considera o posicionamento dos aerogeradores considerando o efeito de esteira, a posição da subestação elétrica, a seleção de cabos submarinos com maior confiabilidade e mínima perda de potência, e o comprimento mínimo de roteamento dos cabos. A otimização foi aplicada em parques eólicos com 280 aerogeradores e potência nominal de 560 MW.

No trabalho referenciado pelo número [27] é proposto um procedimento para determinar a otimização da disposição e localização das turbinas aerogeradoras bem como a topologia da conexão interna do parque eólico utilizando técnicas de inteligência: o algoritmo genético é utilizado na otimização do *layout* do parque eólico a fim de produzir o máximo de potência eólica e o algoritmo de otimização por colônia de formigas para encontrar a topologia de conexão ideal, sendo essas conexões radiais e utilizando-se de cabos de vários diâmetros distintos. Nessa referência considera-se o efeito de esteira, os parâmetros reais do cabo e séries de velocidade do vento.

A referência de número [28] objetiva encontrar a melhor topologia da rede elétrica interconectora entre os aerogeradores em um parque eólico *offshore* que, ao mesmo tempo, minimize os custos e respeite os critérios técnicos estabelecidos: radialidade, conectividade, variação da tensão nos barramentos, máxima condução de corrente pelo condutor (sobrecarga nos ramos), entre outras. Ainda nesse estudo, é proposto um novo algoritmo de solução para otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos, englobando a determinação da topologia de conexão entre os aerogeradores e subestações e o dimensionamento dos condutores, baseado na utilização de um algoritmo genético modificado como método de otimização. Objetiva-se minimizar os custos com a aquisição de alguns equipamentos e com as perdas de energia ao longo de um horizonte de planejamento.

No estudo da referência de número [3] apresenta-se uma metodologia para o projeto do sistema coletor elétrico de parques eólicos *offshore* baseado na combinação de otimização de colônia de formigas com o problema do caixeiro viajante. Para validar o método, utilizaram-se três sistemas testes e, para todos eles, foram obtidos êxitos nas reduções dos comprimentos dos cabos. Em todos os casos apresentados, levou-se em consideração os dados de custo dos cabos de interconexão.

De um modo geral, pode-se perceber que o projeto de um sistema eólico *offshore* está envolvido em um problema com inúmeras abordagens sobretudo em relação à otimização. A abordagem, conforme dito, se deve à inúmeros fatores e variáveis importantes de se analisar como cabos, perdas elétricas, energia não suprida, tipo de turbina, falhas, velocidade intermitente dos ventos, *wake effect*, distribuição de *Weibull*, energia extraída, custos de operação e manutenção, índices de confiabilidade, dentre outros. No decorrer dessa revisão bibliográfica pudemos perceber que vários métodos na literatura são abordados para resolução desse tipo de problema, são eles: AG, SIA, problema do caixeiro viajante,

clusterização, decomposição de Bender's e EP, por exemplo, dentre inúmeros outros que podem ser aplicados para resolver a otimização com objetivos variáveis que podem ser minimização do custo total, minimização de perdas, minimização de investimento, minimização da interrupção por falhas e maximização de potência extraída, por exemplo.

2.2 ASPECTOS RELACIONADOS À CONFIABILIDADE DE PARQUES EÓLICOS

A aplicação de energia eólica em sistemas de energia elétrica está crescendo rapidamente devido às preocupações com os impactos ambientais adversos e a escalada nos custos de energia associados ao uso de fontes de energia convencionais [29]. A energia eólica é intermitente e incerta pois depende da velocidade dos ventos. Portanto, afeta diretamente a confiabilidade do sistema de energia de uma maneira distinta das geradoras convencionais. O trabalho dessa referência resume fatores que afetam a confiabilidade de sistemas de energia eólica sem considerar o impacto do efeito de esteira sobre os índices de confiabilidade. Faz uma revisão sobre confiabilidade em sistemas de energia eólica *offshore*.

A confiabilidade associada a um sistema de energia, em geral sentido, é uma medida da capacidade geral do sistema de gerar e fornecer energia elétrica. Pode ser dividida em duas categorias distintas: adequação do sistema e segurança do sistema [30]. A adequação do sistema é um indicador da existência de instalações suficientes dentro do sistema para satisfazer a demanda futura de carga do consumidor ou constantes operacionais do sistema. A segurança é uma medida da capacidade do sistema de responder a perturbações dinâmicas e transitórias que surgem. A maioria das técnicas probabilísticas disponíveis atualmente na avaliação de confiabilidade do sistema de energia estão no domínio da avaliação de adequação.

Dentre as técnicas que utilizam probabilidades na avaliação de confiabilidade, pode-se destacar o método analítico. Nessa abordagem o sistema é representado por modelos matemáticos e soluções analíticas diretas avaliam os índices de confiabilidade dos modelos. Em um método analítico, o modelo de capacidade é normalmente referido como a tabela de probabilidade de indisponibilidade de capacidade, que fornece o probabilidade de ocorrência para cada nível possível de capacidade de interrupção. A suposição de que as falhas individuais da unidade geradora são eventos independentes são sempre usados [29].

Quando não é utilizada o método analítico, a opção é utilizar a simulação de Monte Carlo, que baseia-se na aleatoriedade horária para imitar a operação de um sistema de geração, levando em conta a natureza flutuante da velocidade do vento, as falhas de unidades geradoras e dependências reconhecidas. Existem duas técnicas básicas usadas quando o método de Monte Carlo é aplicado à confiabilidade do sistema de energia, sendo estes métodos conhecidos como sequenciais e não sequenciais [29].

Avaliar a confiabilidade de sistemas de potência é um estudo que mensura a capacidade do sistema de desempenhar a sua função de atendimento dentro das condições operativas de forma segura e confiável, dadas algumas condições de incerteza [31]. Idealmente o fornecimento de energia seria contínuo, porém os elementos que compõe o sistema estão sujeitos a falhas que desencadeiam perturbações que podem ocasionar a interrupção do fornecimento de energia elétrica.

De forma geral, a confiabilidade de sistemas de potência é medida a partir de um conjunto de indicadores estabelecidos que baseiam-se em medidas de probabilidade, frequência e duração de ocorrências de falhas [31]. Os métodos de avaliação da confiabilidade de sistemas de potência podem ser enquadrados em dois grupos principais, o grupo dos métodos determinísticos e o dos métodos probabilísticos. Os métodos determinísticos não consideram as probabilidades de ocorrência das contingências, ignorando a natureza aleatória de operação do sistema, das disponibilidades energéticas e das falhas dos equipamentos, resultando em soluções que podem ser excessivamente conservativas e caras [31].

Na análise probabilística, a aleatoriedade dos eventos do sistema é considerada, permitindo que se quantifiquem os riscos associados às alternativas operacionais. As falhas nos sistemas de potência podem ocorrer ao nível da geração, transmissão e distribuição, podendo ser ainda falhas individuais ou múltiplas. Adiciona-se a este cenário de incertezas o fato de que os sistemas de potência são constituídos por inúmeros elementos cuja operação normal também agrega alguma incerteza intrínseca. Atualmente, com a grande penetração da geração eólica na matriz elétrica dos sistemas de potência por todo o mundo, passou-se a ter uma nova fonte de incerteza neste conjunto, devido a esta forma de geração ser modulada pela dinâmica dos ventos, cujo comportamento é extremamente variável e de difícil previsão. Assim, devido a esta combinação de incertezas, a avaliação da confiabilidade pela abordagem probabilística é desejável em detrimento da abordagem determinística [31]. Na abordagem probabilística, a avaliação da confiabilidade pode ser realizada por meio da Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, utilizando a amostragem de estados, conforme será realizada nesta dissertação, onde cada componente possui um modelo estocástico que descreve os seus possíveis estados e probabilidades de operação no cenário considerado.

O trabalho referenciado pelo número [32] foca na confiabilidade da turbina eólica *offshore*, uma vez que representa uma das maiores fontes de incerteza do setor. O trabalho aplica um modelo de simulação de vento *offshore* totalmente probabilístico para quantificar o impacto que as distribuições de probabilidade de falhas têm na avaliação do desempenho dos ativos. Verificou-se que os valores para a disponibilidade dos parques eólicos podem variar no intervalo de até 20% apenas alterando as distribuições de falha para um padrão diferente.

Na referência [33], é apresentado um método não-seqüencial de Simulação de Monte Carlo para a avaliação da confiabilidade do sistema de energia composto por parques eólicos. Para essa abordagem, foi-se utilizada a técnica de computação paralela para acelerar a análise de contingência para os estados do sistema. O crédito de capacidade dos parques eólicos do estudo considerando tanto a correlação de energia eólica como a rede de transmissão as restrições são avaliadas com base no método de avaliação de confiabilidade proposto.

A correlação de velocidade do vento e a interrupção do gerador de turbina eólica (GE) são dois fatores que afetam o modelo de confiabilidade dos parques eólicos, mas não são abordados simultaneamente na literatura existente. Enquanto isso, a interrupção do WTG é relatada como dependente da velocidade do vento até certo ponto. O trabalho referenciado por [34] visa tratar esse aspecto de dependência entre GE e a velocidade do vento. Para considerar as incertezas e dependências da velocidade do vento e falha do GE, o método Copula é aplicado para simular variáveis aleatórias correlacionadas representando a velocidade do vento e o número de unidades GE com falha. Esse trabalho citado cria modelos de confiabilidade multiestadual de parques eólicos a partir de modelos de energia eólica horários. O estudo mostra que o efeito da dependência entre a velocidade do vento e a falha dos GE na adequação da geração é mínimo quando as interrupções do GE são independentes, mas será substancialmente maior quando as interrupções do GE forem altamente dependentes.

A referência [35] é inspirada no aumento mundial da capacidade instalada de energia eólica, a qual exige a inclusão de modelos de parques eólicos no âmbito de avaliação de confiabilidade do sistema. Assim, é avaliada a confiabilidade em parques eólicos e alguns fatores influenciadores na confiabilidade de um parque eólico *offshore* podem ser citados:

- a) simulação da velocidade do vento;
- b) efeito de esteira (*Wake effect*);
- c) tecnologia utilizada no aerogerador;
- d) ambiente *offshore*;
- e) rede interna coletora;
- f) correlações de potência extraída para diferentes aerogeradores;
- g) variações de altura do aerogerador.

A referência [35] ainda apresenta principais índices de confiabilidade que podem ser usados na avaliação de confiabilidade em um sistema eólico *offshore*, a saber:

- a) potência eólica instalada (IWP - *Installed Wind Power*): é a soma do valor nominal de potência de todos os aerogeradores do parque eólico;
- b) energia eólica instalada (IWE - *Installed Wind Energy*): é o produto da capacidade de energia instalada e o número de horas no período considerado;
- c) energia eólica disponível esperada (EAW - *Expected Available Wind Energy*): é a soma energética que todos os aerogeradores instalados produzem no período (falhas de componentes não são consideradas aqui);
- d) energia eólica gerada prevista com falha no aerogerador (EGWEWTF - *Expected Generated Wind Energy with WT Failure*): é a soma de energias que todos os aerogeradores instalados produzem no período, incluindo falhas do GE;
- e) energia eólica gerada esperada (EGWE - *Expected Generated Wind Energy*): é a soma de energias que todos os aerogeradores efetivamente disponíveis (devido ao componentes com falhas) produzem no período;
- f) fator de capacidade (CF - *Capacity factor*): é a razão do EGWE para o IWE;
- g) taxa de geração (GR - *Generation ratio*): é a razão entre a potência fornecida ao ponto de acoplamento comum (PCC) ao poder de injeção gerada pelo parque eólico (ou seja, energia disponível para a velocidade de vento atual).

A referência [36] nos trás a otimização de um *layout* ideal de um parque eólico *offshore* para um número fixo de turbinas eólicas geradoras e uma área fixa de instalação desses aerogeradores, considerando o *wake effect* no algoritmo de busca com o objetivo de maximizar a potência eólica extraída na fazenda eólica. Após essa otimização, busca-se determinar a topologia das conexões de cabo otimizada, de forma a construir topologias radiais. O software *Wind Atlas Analysis and Application Program* é utilizado para verificar a otimalidade do *layout*. O trabalho ainda considera a confiabilidade do sistema de *layout* proposto visando obter um *layout* que maximize a produção de energia eólica, minimiza o custo de cabos e maximiza a confiabilidade.

No trabalho de número [36] a confiabilidade é considerada de forma relevante para o estudo. O *wake effect* influencia a potência de saída de um parque eólico. Contudo, quando um ou mais aerogeradores falham, a distribuição de velocidades de vento do parque eólico se altera, possivelmente alterando a produção de energia eólica do mesmo. Portanto, a saída do parque eólico *offshore* depende não só do *wake effect*, mas também da confiabilidade do parque eólico. Este trabalho descrito propõe uma avaliação genérica da confiabilidade pode ser feita usando um conjunto de índices que representam parâmetros importantes do sistema. O índice utilizado para a avaliação de confiabilidade é o índice GR (*Generation Ratio*). Sendo esse índice a razão entre a soma de energia (considerando

o efeito de esteira, perda de linha, taxa de falha de cabo e taxa de falhas do aerogerador) e a soma da energia que é produzida por todos os aerogeradores instalados sem considerar falhas. Utilizou-se a simulação Monte Carlo para gerar vários cenários com relação à taxa de interrupção de um WTG, a taxa de interrupção de cabo e variações de velocidade do vento, nas quais a potência do parque eólico é calculada. Então, o GR e a distribuição de probabilidade correspondente foram obtidos.

A referência [37] apresenta uma abordagem com o objetivo de obter a configuração ideal de um parque eólico *offshore* incluindo o número de subestações *offshore* e suas posições. Levou-se em consideração os custos de todas as partes da rede elétrica. A plataforma de otimização foi baseada em Algoritmo Genético. A confiabilidade foi analisada enfocando a energia não suprida do parque (EENS - *Expected Energy Not Supplied*). Os resultados da otimização mostram que as topologias em anel dão resultados interessantes se o custo total incluindo o custo da energia não fornecida durante a vida útil do parque eólico são levadas em conta.

Os parques eólicos *offshore* se caracterizam por maior investimento e custos de operação e manutenção. Isto realça a importância do aumento de confiabilidade, pois a ocorrência de uma falha pode resultar em elevados tempos de indisponibilidade [38]. Nesta referência é realizada uma análise de confiabilidade da rede interna do parque eólico *offshore*, comparando diferentes topologias e os seus benefícios econômicos. Como as interrupções na produção de energia levam a uma perda na receita, o objetivo da referência citada é determinar a topologia que encontra o equilíbrio entre uma boa confiabilidade e um custo aceitável. São usadas redundâncias entre cada dois conjuntos de geradores ou entre dois conjuntos de pares já redundantes. Os resultados demonstram que a utilização de uma redundância apresenta um Valor Atual Líquido positivo e uma Taxa Interna de Retorno aceitável.

2.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

A partir da revisão bibliográfica apresentada neste capítulo, pode-se apresentar trabalhos feitos que abordam o tema relacionado à otimização de parques eólicos *offshore*, visando o posicionamento ótimo das turbinas aerogeradoras e seu *layout*, ou seja, sua disposição na área do parque eólico. Além da otimização de *layout*, pode-se verificar trabalhos que realizam o roteamento otimizado dos cabos conectores gerando topologias ótimas de conexão entre os aerogeradores. Além desses aspectos, verificou-se trabalhos que trazem aspectos de confiabilidade na otimização de parques eólicos. Pode-se notar que a confiabilidade por vezes é tratada de forma secundária à otimização do parque eólico, medindo índices utilizados para mensurar o quão confiável é o parque eólico para várias topologias encontradas e comparando-as posteriormente.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo tem como objetivo modelar o problema tratado nesta dissertação, bem como apresentar a metodologia proposta para sua resolução. O problema é modelado em função de seus objetivos e restrições e a metodologia de resolução é baseada em otimização bio-inspirada, utilizando as técnicas de Ecolocalização de Morcegos e Otimização de Lobos Cinzentos. A seguir, apresenta-se a modelagem proposta para os cálculos de custos e índices de confiabilidade abordados. Por fim, é apresentado um tutorial de aplicação demonstrando o potencial dos algoritmos propostos para a resolução do problema conforme modelagem proposta, bem como seus resultados em um sistema eólico teste da literatura.

3.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Rede coletora é o termo utilizado para caracterizar a interconexão entre os aerogeradores e também suas ligações com a(s) subestação(ões) coletora(s). Tal nomenclatura é válida para parques eólicos tanto *onshore* quanto *offshore*. Para tais interligações entre turbinas aerogeradoras, existe um número de combinações extremamente alto que aumenta exponencialmente com o aumento do número de aerogeradores do parque eólico. Por exemplo, um parque eólico com 20 aerogeradores e sendo N_{SE} o número de subestações coletoras do parque, existem $(20 + N_{SE})^{20 + N_{SE}}$ combinações possíveis de interligações entre tais turbinas. Desta forma, é possível notar que o sistema de conexão interna do parque é parte fundamental do planejamento, principalmente devido ao custo de implantação do mesmo. Tais sistemas podem ser selecionados apenas com base na perspectiva de um menor investimento inicial. Essa forma é imediatista, pois resulta na implantação de sistemas tecnicamente menos adequados quando analisados em função dos fatores que podem interferir na operação e no desempenho requerido para as instalações elétricas. Por esse motivo, deve-se, na fase de projeto, estabelecer critérios relevantes para o parque eólico, como por exemplo: investimento inicial, flexibilidade, continuidade de serviço/-confiabilidade, custos operacionais e custos com manutenção. O melhor sistema será o que proporcionar a melhor conjugação destes fatores e, nem sempre, este será o de menor investimento inicial.

Encontrar uma topologia de roteamento adequada em parques eólicos não é uma tarefa trivial, sobretudo devido ao critério que se deseja adotar para realizar tais interconexões, que pode ser, por exemplo, custo de investimento, perda elétrica, custo de manutenção ou confiabilidade. A busca da otimização de todos esses fatores na seleção de uma configuração de distribuição traduz-se em "Eficiência Operacional", ou seja, em um critério mais abrangente que leva em conta o desempenho global de um sistema.

O problema tratado nesta dissertação se baseia em buscar uma topologia de roteamento que atenda aos critérios estabelecidos, dado um *layout* de posicionamento

dos aerogeradores previamente estabelecido. Para a resolução de problemas de otimização, podem ser usados métodos clássicos (determinísticos) ou métodos de inteligência computacional (algoritmos bio-inspirados, por exemplo).

Os problemas de otimização podem ser classificados quanto aos tipos de restrições envolvidas (lineares e/ou não lineares), a natureza das variáveis a serem otimizadas (contínuas e/ou discretas e/ou binárias) e em relação às características da região de solução (côncava, convexa, nem côncava e nem convexa ou côncava e convexa), sendo a convexidade do problema um balizador em relação à metodologia a ser empregada na resolução [39].

Dentre os cenários listados anteriormente, a resolução de problemas não lineares e com regiões de solução nem côncava e nem convexa (regiões multimodais) torna a utilização de métodos exatos bastante restrita, sendo este o motivo pelo qual têm-se concentrado esforços na utilização de heurísticas para solucionar problemas desta natureza. A palavra heurística é derivada do grego *heuriskein*, que significa descobrir ou encontrar. Entretanto, o significado da palavra, em otimização, vai um pouco além de sua raiz etimológica. Heurística refere-se a um método de busca de soluções em que não existe qualquer garantia de sucesso. Assim, pode-se definir uma heurística como sendo uma técnica de solução com baixo esforço computacional que é capaz de garantir a viabilidade ou a otimalidade das soluções encontradas, ou até mesmo ambas, especialmente nas ocasiões em que se parte de soluções viáveis próximas do ponto ótimo.

A partir da comunhão entre os conceitos da área de otimização e de inteligência artificial, foi possível a concepção de estratégias heurísticas mais eficientes e inteligentes, as quais foram batizadas como meta-heurísticas ou técnicas de inteligência computacional [40, 41]. Define-se inteligência computacional como sendo a ciência que procura desenvolver metodologias que emulem comportamentos similares a certos aspectos do comportamento inteligente (humano e/ou inspirados na natureza), visando à resolução de problemas complexos.

Os métodos clássicos têm como exemplos o método de pontos interiores, programação quadrática e método do gradiente descendente. Tais métodos, também chamados de determinísticos, fazem uso de derivadas em sua abordagem matemática, têm forte dependência com a solução inicial atribuída ao algoritmo e se caracterizam por necessitarem de pouco esforço computacional. Os métodos de inteligência computacional, como por exemplo os algoritmos bio-inspirados (algoritmo genético, enxame de partículas, colônia de formigas, dentre outros), não fazem uso de derivadas em sua concepção, sendo conhecidos como métodos probabilísticos. São caracterizados também por ter pouca dependência com a solução inicial atribuída e por necessitarem de maior esforço computacional.

Para esta dissertação, optou-se pela utilização de métodos de inteligência computacional devido à natureza altamente combinatorial do problema, bem como à sua natureza multi-modal. Esta opção é baseada e amparada pela maioria dos trabalhos da literatura

que otimizam o roteamento do sistema interconector, conforme apresentados no Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica. Tais métodos conhecidos como Inteligência Computacional têm sido os mais utilizados na resolução desse tipo de problema em parques eólicos, sobretudo, por simplicidade de implementação, flexibilidade para adaptação ao problema e não utilização de mecanismos derivativos. Além disso, tais métodos têm a capacidade de realizar seus processos de busca local e global de forma eficiente, explorando o espaço de busca não convexo de maneira estratégica e minimizando as chances de estagnação em ótimos locais. Neste subcapítulo, serão apresentadas as técnicas propostas para otimização do roteamento de parque eólico via Inteligencia Computacional incluindo os conceitos, equacionamentos e comportamento de busca local/global dos métodos de otimização denominados *Bat Algorithm* (BA) e *Grey Wolf Optimizer* (GWO), que são aplicados ao problema proposto, implementados utilizando o *software* MATLAB. Para a aplicação de tais técnicas, primeiramente, o problema de roteamento ótimo de parques eólicos será modelado através de seus objetivos e restrições.

3.1.1 Formulação do Cálculo do Custo de Investimento em Cabos

A formulação segundo o critério de custo de cabos da rede coletora visa modelar o problema de otimização do sistema coletor para uma topologia de aerogeradores (*layout*) previamente determinada. Ou seja, deseja-se conectar todos os pontos em que se localizam os aerogeradores, direta ou indiretamente, à subestação, com mínimo comprimento total dos cabos necessários para esta conexão, o que implica no mínimo custo de roteamento. Destaca-se que o custo de roteamento, além de diretamente proporcional ao comprimento total dos cabos utilizados na topologia, varia de acordo com o tipo de cabo e sua capacidade de condução. Estes aspectos são contemplados nos estudos de casos desta dissertação.

O cálculo do comprimento do cabo L_{12} entre os aerogeradores de coordenadas (x_1, y_1) e (x_2, y_2) é realizado utilizando-se a distância euclidiana entre os mesmos, conforme segue.

$$L_{12} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} \quad (3.1)$$

O comprimento total (L) dos cabos envolvidos no roteamento do parque eólico é dado pelo somatório dos comprimentos de todos os cabos, conforme Equação 3.2, em que N_{cabos} é o número total de cabos conectores no roteamento interno do parque eólico.

$$L = \sum_{ij=1}^{N_{cabos}} L_{ij} \quad (3.2)$$

Pode-se formular o custo total dos cabos utilizados em uma topologia específica como o produto dos custos específicos dos cabos pelos respectivos comprimentos. Supondo t sendo o número de tipos de cabos em uma instalação, o custo total de investimento dos cabos pode ser dado conforme a equação que segue, em que CC é o custo de investimento

total dos cabos, C_j o custo específico do tipo de cabo j (dado em unidade monetária por unidade de distância) e L_j o comprimento total dos cabos do tipo j .

$$CC = \sum_{j=1}^t C_j \cdot L_j \quad (3.3)$$

3.1.2 Formulação do Cálculo da Confiabilidade

O critério de confiabilidade é fundamental para otimização de sistemas coletores em parques eólicos *offshore*, conforme explicitado e discutido nos capítulos anteriores. A formulação do cálculo da confiabilidade utilizado na otimização e análises dessa dissertação baseia-se em dois índices, apresentados nessa seção.

3.1.2.1 Formulação da Confiabilidade de Geração

Segundo o critério da confiabilidade, o objetivo é realizar a otimização da rede coletora maximizando a confiabilidade de geração. Para isso, o primeiro índice proposto nesta dissertação para utilização é próprio para parques eólicos *offshore*, denominado Índice de Taxa de Disponibilidade de Geração, ou do inglês, *Generation Ratio Availability* (GRA) [43]. Esse índice mede a probabilidade de um percentual de energia eólica ser transferido para a rede elétrica, uma vez que, devido a falhas de elementos, a potência captada pelos aerogeradores pode não ser totalmente transferida para a rede elétrica. Algumas vantagens deste índice são: [43]

- a) não depende da carga ou demanda a ser atendida;
- b) tem menor correlação com a velocidade do vento se comparado com outros índices de confiabilidade, sendo mais afetado pelas taxas de falha dos componentes de rede, como, por exemplo, dos cabos de conexão.

O índice denominado Taxa de Geração, ou do inglês, *Generation Ratio* (GR), é utilizado para obter GRA, sendo definido como a razão entre a potência (P_{sai}) ou a energia (E_{sai}) entregue à rede *onshore*, podendo ser incluídos cenários de falhas de equipamentos nesse fator, e a potência (P_{ent}) ou energia (E_{ent}) total que o parque eólico pode fornecer, respectivamente, sem a ocorrência de falhas em nenhum dos equipamentos do parque [43]. Pode-se formular o índice GR considerando-se a potência entregue à rede *onshore*, potência essa sujeita à cenários de falhas e interrupções, e a potência máxima total possível captada pelo parque eólico, conforme a Equação 3.4.

$$GR = \frac{P_{sai}}{P_{ent}} \quad (3.4)$$

Entende-se por estados os diversos cenários possíveis em um parque eólico no que se refere à potência gerada pelos aerogeradores, a velocidade do vento e as possíveis

configurações de aerogeradores ativos ou inativos devido às falhas possíveis nos próprios aerogeradores ou nos cabos conectores. Explicitando, um determinado cenário envolve uma determinada potência de saída dos aerogeradores, uma velocidade de vento incidente e uma configuração de falha incidente, que gera determinada configuração de aerogeradores ativos ou inativos.

Na avaliação do critério de confiabilidade, considerando-se as falhas simples em cada um dos cabos da rede elétrica, juntamente com o cenário de vento considerado, resulta em um estado do sistema para a análise de confiabilidade. Para cada estado, faz-se a Análise do Efeito de Falha, do inglês *Failure Effects Analysis* (FEA), para verificar, mediante à falha em questão, quais aerogeradores continuam conectados (ativos) e quais se desconectam da rede devido à falha em questão, tornando-se, portanto, inativos.

Calculando-se o índice GR, estabelece-se um valor crítico (mínimo aceitável) para que todos os estados analisados sejam divididos em dois grupos: $\{A\}$ é o conjunto dos estados nos quais o valor de GR é maior ou igual ao GR crítico (GR_c); $\{B\}$ é o conjunto dos estados analisados para os quais o valor obtido de GR é inferior ao valor de GR_c . Tendo ambos os conjuntos definidos, pode-se apresentar a relação estabelecida: [43]:

$$GRA = P(GR \geq GR_c) = \sum_{j=1}^E \{\rho_j \cdot Prob(A/w_j)\} \quad (3.5)$$

Em que o índice GRA representa a probabilidade de ocorrência do conjunto $\{A\}$, ρ_j é a probabilidade de ocorrência do estado de vento j , E é o número total de estados de vento analisados, $Prob(A/w_j)$ é a probabilidade de ocorrência do conjunto $\{A\}$ dado que o estado de vento j , cuja velocidade é ω_j , ocorre.

3.1.2.2 Energia Esperada Não Utilizada

Ainda dentro do critério de confiabilidade, onde se deseja maximizar a energia obtida do parque *offshore*, utiliza-se também outro índice denominado Energia Esperada Não Utilizada, ou, do inglês, *Expected Energy Not Utilized* - EENU [25]. Esse índice pode ser utilizado para se obter o custo de confiabilidade em um parque eólico e está associado à energia não utilizada causada tanto por falhas em aerogeradores quanto por falhas em cabos elétricos roteadores do parque eólico. Assume-se que ambos os tipos de falhas ocorrem de maneira independente [25]. Desta forma, o número de aerogeradores efetivamente não utilizados (n_{NU}) pode ser expresso pela relação de desigualdade em 3.6, em que N representa o número total de aerogeradores do parque eólico analisado; n_f representa o número de aerogeradores com falhas e n_{ij} representa o número de aerogeradores que são desconectados por ocorrência de falha no cabo "ij".

$$\max \{n_f, n_{ij}\} \leq n_{NU} \leq \min \{n_f + n_{ij}, N\} \quad (3.6)$$

Tendo sido as variáveis definidas, pode-se obter a probabilidade de um determinado cenário com n_{NU} aerogeradores não utilizados, n_f aerogeradores com falhas e n_{ij} aerogeradores desligados por falha ocasionada em determinado cabo " ij " [25]. Tal expressão pode ser formulada conforme a Equação 3.7 a seguir, sendo rt definido como o tempo médio de reparo dos cabos conectores do tipo t e λ_{ft} a taxa de falha do cabo conector do tipo t por unidade de comprimento. Logo, L_{ij} representa o comprimento do cabo conector " ij " considerado em questão. As variáveis A e U representam, respectivamente, a disponibilidade e a indisponibilidade dos aerogeradores em análise, considerando que todos são iguais e, portanto, apresentam a mesma taxa de saída forçada. A Equação 3.8 e Equação 3.9 ilustram tais grandezas [46].

$$Pr(n_{NU}, n_f, n_{ij}) = \binom{N - n_{ij}}{n_{NU} - n_{ij}} \cdot \binom{n_{ij}}{n_{NU} - n_f} \cdot A^{N - n_f} \cdot U^{n_f} \cdot \frac{rt}{rt + \frac{1}{\lambda_{ft} L_{ij}}} \quad (3.7)$$

$$A = \frac{1/rt}{\lambda_{ft} + 1/rt} \quad (3.8)$$

$$U = \frac{\lambda_{ft}}{\lambda_{ft} + 1/rt} \quad (3.9)$$

A Energia Esperada, ou, do inglês, *Expected Energy* - (EE), para um aerogerador do parque eólico em questão, pode ser expressa como a Equação 3.10, em que j é um estado de vento específico, dado por uma velocidade de incidência do mesmo, ρ_j é a probabilidade de ocorrência do estado de vento j , $p(j)$ é a potência de saída do aerogerador mediante a ocorrência do estado de vento j e T é uma constante que representa quantas horas existem em um ano (o valor de T é de 8760 horas), considerando que o parque estará disponível para geração durante todo o ano.

$$EE = \sum_{\forall j} p(j) \cdot \rho_j \cdot T \quad (3.10)$$

Dessa forma, pode-se definir a expressão para a Energia Esperada Não Utilizada, representada pela Equação 3.11, bem como a expressão para o Custo de Confiabilidade (*Reliability Cost* - RC), dado pela Equação 3.12, onde π é o valor da energia eólica, dado em [$\$/kWh$] [25].

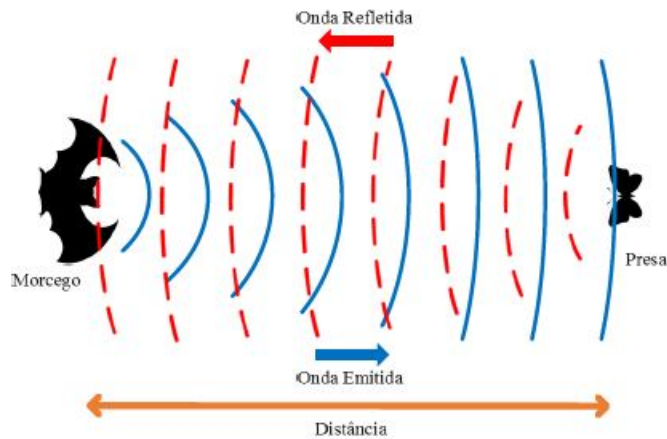
$$EENU = EE \cdot \sum_{\forall ij} \sum_{\forall n_f} \sum_{\forall n_{NU}} [n_{NU} \cdot Pr(n_{NU}, n_f, n_{ij})] \quad (3.11)$$

$$RC = \pi \cdot EENU \quad (3.12)$$

3.2 ECOLOCALIZAÇÃO DE MORCEGOS

Uma técnica de otimização proposta neste trabalho para otimização do roteamento de parques eólicos *offshore*, sob os critérios de custo e de confiabilidade pré-definidos, baseia-se na aplicação do algoritmo metaheurístico denominado ecolocalização de morcegos, ou do inglês *Bat Algorithm* (BA) [42]. Esse algoritmo faz parte de um grupo de algoritmos bioinspirados que visam à busca por soluções de problemas de otimização com eficiência computacional, inspirados em comportamentos naturais. No caso da abstração realizada no algoritmo BA, os morcegos, quando buscam alvos ou presas, fogem de predadores ou localizam obstáculos, emitem ondas sonoras em alta frequência e são capazes de medir distâncias através do tempo de retorno da onda emitida, de forma a se localizarem no espaço. Essa capacidade biológica, ilustrada na Figura 3, é denominada ecolocalização, sendo este um recurso utilizado, principalmente, por morcegos e animais de hábitos noturnos.

Figura 3 – Ecolocalização de morcegos.



Fonte: Retirado de [18]

O algoritmo BA visa emular o comportamento de localização de morcegos e considera dois parâmetros a serem calibrados pelo usuário de tal técnica: a amplitude da onda sonora e a taxa de emissão da mesma [42]. Estes parâmetros se iniciam com valores altos e baixos, respectivamente, até encontrar a presa (objetivo), quando então tais parâmetros começam a reduzir e aumentar, respectivamente, determinando as fases de busca global e local. Pode-se inferir, portanto, que esses dois parâmetros são responsáveis por direcionar o processo de busca do algoritmo. O pseudocódigo do algoritmo BA está apresentado a seguir na Figura 4.

Figura 4 – Pseudocódigo do algoritmo BA.

```

1. : Inicialização dos parâmetros:  $\eta$ ,  $\alpha$ ,  $\lambda$ 
2. : Inicialização dos morcegos  $x_i^h$ 
3. : Avaliação dos morcegos  $f(x_i^h)$ 
4. : Atualização do melhor morcego  $x_*^h$ 
5. : Enquanto não atingir o critério de parada faça:
6. :   Loop 1: $\eta$ 
7. :      $v_i^{h+1} = v_i^h + (x_i^h - x_*^h)\beta$ 
8. :      $x_{temp} = v_i^{h+1} + x_i^h$ 
9. :     Se  $\text{rand} < r_i^h$ ,  $\text{rand} \in [0, 1]$ , então faça:
10.:        $x_{temp} = (x_*^h + \epsilon \cdot \text{media}(A))$ ,  $\epsilon \in [-1, 1]$ 
11.:     Se  $x_i^t > x_i^{max}$  então faça:
12.:        $x_i^h = x_i^{max}$ 
13.:     Se  $x_i^t < x_i^{min}$  então faça:
14.:        $x_i^h = x_i^{min}$ 
15.:     Avaliação dos morcegos temporários  $f(x_{temp})$ 
16.:     Se  $\text{rand} < A_i^h$  ou  $f(x_{temp}) \leq f(x_*)$ ,  $\text{rand} \in [0, 1]$ , faça:
17.:       Insere o morcego temporário no bando
18.:        $r_i^{h+1} = 1 - \exp(-\lambda h)$ 
19.:        $A_i^{h+1} = \alpha A_i^h$ 
20.:     Atualiza o melhor morcego  $x_*^{h+1}$ 

```

Fonte: Inspirado em [42]

O algoritmo BA se inicializa com a determinação dos três parâmetros iniciais ou de entrada:

- a) número de morcegos (tamanho da população) (η);
- b) taxa de redução da amplitude do pulso sonoro (α);
- c) taxa de aumento da emissão do pulso sonoro (λ).

Os morcegos são inicializados em valores aleatórios ou pré-definidos dentro da faixa de interesse para o problema, e então avalia-se os mesmos segundo a função de mérito ou objetivo, buscando encontrar o indivíduo detentor da melhor solução (linhas 1 até 4 do pseudocódigo).

O processo iterativo do algoritmo é iniciado e pode ter como critério de parada o número máximo de iterações, estagnação máxima ou ambos (linhas 5). Então, faz-se a atualização de velocidade de todos os morcegos da população segundo a Equação 3.13, onde ' h ' representa a iteração em questão do processo, ' i ' é o índice do morcego avaliado,

x_*^h representa o melhor morcego da iteração corrente e β é um valor aleatório entre 0 e 1 (linhas 6 e 7).

$$v_i^{h+1} = v_i + (x_*^h - x_i^h) \cdot \beta \quad (3.13)$$

$$x_{temp} = v_i^{h+1} + x_i^h \quad (3.14)$$

Na sequência do algoritmo, é definido um morcego temporário, que nada mais é que a posição do morcego avaliado acrescida do vetor velocidade, conforme a Equação 3.14 (linha 8). A partir de então, gera-se um número aleatório que irá definir o comportamento da busca local. Caso o número seja menor que a taxa de emissão do morcego da iteração corrente (r_i^h), a busca local assume um comportamento em que o morcego temporário é substituído por um morcego criado como sendo uma pequena distorção da posição do melhor morcego até o momento, conforme a Equação 3.15 (linhas 9 e 10). Nesta equação, ϵ representa um número no intervalo $[-1, 1]$, na dimensão equivalente ao morcego e $media(A)$ é a amplitude média dos pulsos de onda sonora.

$$x_{temp} = x_*^h + \epsilon \cdot media(A) \quad (3.15)$$

Antes de ocorrer a busca global, é verificado se todos os morcegos considerados estão dentro dos limites de interesse das variáveis consideradas para o indivíduo na otimização. Caso estejam fora das faixas aceitas, os indivíduos fora dos limites são trazidos para o limite inferior ou superior das variáveis de otimização (linhas 11 a 14). Na sequência, todos os indivíduos são avaliados conforme o critério de mérito ou função objetivo considerada (linha 15).

Na fase de busca global, um segundo número aleatório é gerado e comparado com a amplitude do pulso de onda (A_i^h). Caso esse número seja inferior à amplitude, o morcego temporário é incluído no conjunto da população de indivíduos considerada (linhas 16 e 17). Na sequência, as taxas de emissão de pulso e a amplitude de pulso são atualizadas conforme a Equação 3.16 e Equação 3.17, respectivamente (linhas 18 e 19). Com a população formada, avalia-se as soluções para identificar se o valor da melhor solução deve ser atualizado (linha 20).

$$r_i^{h+1} = 1 - \exp(-\lambda \cdot h) \quad (3.16)$$

$$A_i^{h+1} = \alpha \cdot A_i^h \quad (3.17)$$

É interessante ressaltar que durante o processo de busca, a amplitude de pulso (A_i) diminui e a taxa de emissão de pulso (r_i) aumenta, no caso tendendo ao valor inicial

máximo considerado. Portanto, no início das iterações, o mecanismo de busca global ocorre com bastante frequência, mas ao término, esta condição dificilmente é satisfeita devido à queda da amplitude do pulso e a busca local torna-se mais minuciosa, pois a média da amplitude tende à zero.

Algumas modificações no algoritmo BA são propostas neste trabalho em relação ao algoritmo proposto inicialmente pelo trabalho referenciado por [42], a fim de melhorar seu desempenho:

- a) a primeira modificação implementada é a condição para ocorrer a busca global. No presente trabalho, além do número aleatório ser maior que a amplitude do pulso (r), é proposta a condição de ocorrer a busca global para o caso de que o morcego temporário obtenha uma solução melhor que a solução do melhor morcego até a iteração corrente;
- b) a segunda modificação consiste em fazer com que a taxa de emissão de pulso decaia com o aumento do número de estagnações do morcego avaliado, e não com a evolução das iterações conforme algoritmo original. Entende-se como estagnações o número de iterações em que o morcego em questão não se tornou o melhor indivíduo da população;
- c) outra modificação proposta para o estudo em questão consiste em arredondar os valores do vetor de velocidades obtidos para os morcegos antes de serem avaliados, uma vez que o problema tratado no presente trabalho é de otimização discreta (conexão ou não entre dois aerogeradores). A atualização de velocidades é feita conforme a Equação 3.18.

$$v_i^{h+1} = \text{round}(v_i) + \text{round}[(x_*^h - x_i^h) \cdot \beta] \quad (3.18)$$

A busca local também foi modificada com o intuito de melhorar o desempenho do algoritmo no processo de otimização, na busca por topologias viáveis e que satisfaçam a premissa de encontrar a melhor ou uma das melhores soluções para o problema em questão, de acordo com a função de mérito a que está submetida. A busca local, portanto, foi alterada de forma a ocorrer o seguinte:

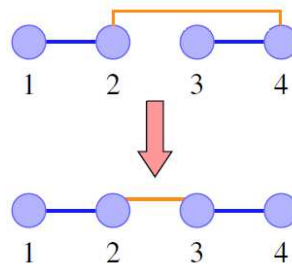
- a) caso a estagnação do melhor morcego seja menor do que 80% da estagnação máxima, um sorteio é feito para determinar quantas variáveis serão alteradas e outro para obter o novo valor das mesmas. Entende-se como estagnação máxima o valor numérico definido de iterações correntes no algoritmo durante as quais não ocorre melhora na solução ótima do problema, nesta dissertação, definida empiricamente;

b) caso a estagnação esteja entre 80% e 95% da máxima, um sorteio determina qual variável sofre modificação e outro se será adicionada ou retirada uma unidade da variável sorteada em questão;

c) caso a estagnação seja superior a 95% da máxima, verifica-se na topologia problemas de conexão que são modificados de forma personalizada, explicada em sequência.

Um exemplo do terceiro tópico é apresentado na Figura 5, onde se tem quatro aerogeradores identificados por 1, 2, 3 e 4. A menor conexão do grupo de aerogeradores 1 e 2 ao grupo de aerogeradores 3 e 4 é através da conexão de 2 com 3, embora uma possível solução para evitar o ilhamento seria conectar os aerogeradores '2' e '4'. Entretanto, buscando a minimização do comprimento, a conexão mais adequada seria entre 2 e 3. Caso este problema seja identificado, um sorteio é realizado para corrigi-lo.

Figura 5 – Exemplo de possível problema obtido e sua correção.

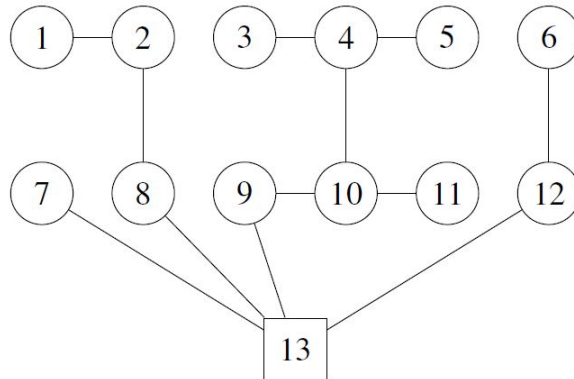


Fonte: Elaborado pelo Autor

Na aplicação em questão no presente trabalho, um morcego artificial é codificado através de um vetor inteiro de tamanho N equivalente ao número total de aerogeradores do parque eólico. O i -ésimo valor do vetor representa a i -ésima conexão entre dois geradores. Portanto, trata-se de um vetor com N variáveis inteiras. Destaca-se que a metodologia proposta gera apenas topologias candidatas radiais, visto ser uma topologia base característica nesse tipo de sistema e visando minimizar os custos com cabeamento. De forma a exemplificar a formulação descrita, a Figura 6 mostra um sistema composto por 12 aerogeradores (1-12), uma subestação (13) e uma possível configuração da rede coletora. A Tabela 2 mostra as variáveis e seus respectivos valores na formulação proposta. Essa modelagem consiste em permitir que cada variável assuma um valor específico de cada aerogerador. Assim, em um parque com n_A aerogeradores e n_C subestações, cada variável pode assumir um valor entre 1 e $n_A + n_C$. Por exemplo, em um parque com uma subestação e 12 aerogeradores, cada variável pode assumir um valor entre 1 e 13. Assumindo um valor m entre 1 e 12, o aerogerador estará conectado ao aerogerador de

índice m . Caso a variável assuma um valor acima de 12, o aerogerador estará conectado à subestação.

Figura 6 – Exemplo de rede coletora.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 2 – Valores associados às variáveis.

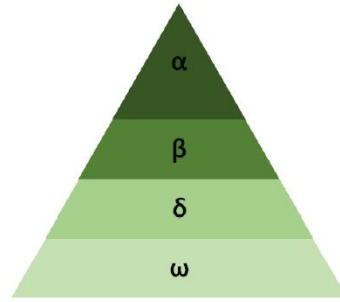
Formulação das Variáveis												
Variável	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Valor	2	8	4	10	4	12	13	13	13	9	10	13

Fonte: Elaborado pelo Autor

3.3 OTIMIZAÇÃO DE LOBOS CINZENTOS - GWO

O método de otimização bioinspirado denominado *Grey Wolf Optimizer* (GWO) foi apresentado em 2014 e modela matematicamente as técnicas de caça e a hierarquia social dos lobos cinzentos para solucionar problemas de otimização [44]. Lobos cinzentos geralmente vivem em alcateias, que são compostas basicamente por quatro tipos de lobos: alfa (α), beta (β), delta (δ) e ômega (ω).

Figura 7 – Hierarquia dos lobos cinzentos.



Fonte: Inspirado em [44]

Em uma alcateia, os lobos dominantes são os lobos alfa (α), sendo responsáveis por tomar decisões para o grupo, como local de dormir, momento de caçar, horário de acordar, dentre outras. Em segundo na hierarquia, os lobos beta auxiliam os lobos alfa no controle dos demais lobos da alcateia, sendo os principais candidatos a substituírem os lobos alfa no futuro. Logo abaixo na hierarquia vêm os lobos delta, que são representados pelos sentinelas, escoteiros, anciãos, caçadores e cuidadores. Por último na hierarquia social estão os lobos ômega, que são os lobos dominados, a maioria da alcateia.

A estratégia de caça dos lobos cinzentos se divide em três etapas, sendo elas:

- (a) rastreio, perseguição e aproximação à presa;
- (b) cerca à presa até situação estacionária;
- (c) ataque à presa.

No contexto de otimização, as três melhores soluções obtidas durante o processo evolutivo são representadas pelo posicionamento dos lobos dominantes α , β e δ . Estas soluções são utilizadas durante a execução do algoritmo para conduzir o processo evolutivo. As demais soluções representam os lobos ω e são atualizadas durante o processo evolutivo levando em consideração o posicionamento dos lobos dominantes. O comportamento dos lobos é modelado na Equação 3.19 até a Equação 3.22, onde t representa a iteração corrente, \vec{X} representa o posicionamento do lobo obtido da próxima iteração sendo que \vec{X}_p representa o posicionamento do lobo dominante. Os coeficientes \vec{A} e \vec{D} possibilitam ao algoritmo realizar busca local ou global ao longo do processo de atualização das soluções e são obtidos na Equação 3.20 e Equação 3.21.

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (3.19)$$

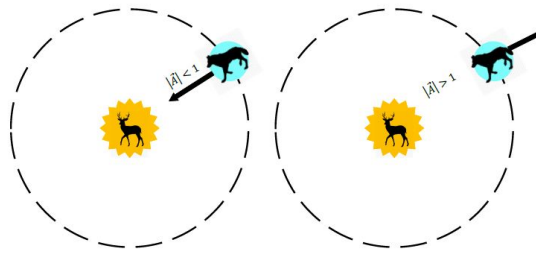
$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad (3.20)$$

$$\vec{A} = 2\vec{a}_t \cdot \vec{r}_1 - \vec{a}_t \quad (3.21)$$

$$\vec{C} = 2\vec{r}_2 \quad (3.22)$$

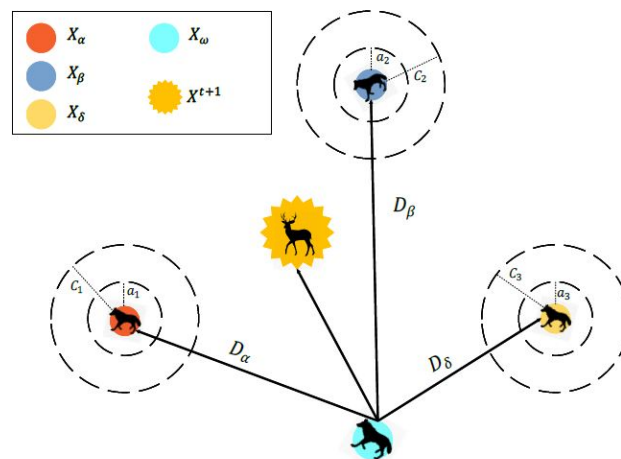
O coeficiente \vec{a}_t é chamado coeficiente de exploração e decresce linearmente de 1 para 0 com o passar das iterações. Com relação ao coeficiente \vec{C} , obtido através de (3.20), o mesmo atenua ou amplifica a informação das melhores soluções durante o mecanismo de busca. Já os vetores \vec{r}_1 e \vec{r}_2 são compostos por valores aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo $[0, 1]$ e conferem aleatoriedade ao algoritmo auxiliando no escape de ótimos locais. O algoritmo realiza busca global caso $|\vec{A}| > 1$ ou busca local caso $|\vec{A}| < 1$, conforme ilustrado na Figura 8 [44]. A Figura 9 apresenta o comportamento geométrico da busca pela solução do algoritmo GWO regido pela Equação 3.19.

Figura 8 – Componentes de busca local e global do GWO.



Fonte: Inspirado em [44]

Figura 9 – Estimativa da posição em uma próxima iteração.



Fonte: Inspirado em [44]

A Equação 3.23 representa a atualização do posicionamento do restante da população de lobos a partir das três melhores soluções encontradas durante o processo de otimização para guiar o processo evolutivo e estimar a localização da presa (solução ótima). Todos os demais lobos da alcateia atualizam seu posicionamento no espaço de buscas levando em consideração o posicionamento dos três lobos dominantes, que são as três melhores soluções encontradas na iteração corrente.

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (3.23)$$

Os valores de \vec{X}_1 , \vec{X}_2 e \vec{X}_3 são obtidos com relação ao posicionamento dos lobos dominantes ($\vec{X}_{\alpha,\beta,\delta}$), conforme definido na Equação 3.24. Os valores de $\vec{D}_{\alpha,\beta,\delta}$, por sua vez, são obtidos através da Equação 3.25.

$$\vec{X}_{1,2,3} = \left| \vec{X}_{\alpha,\beta,\delta} - \vec{A}_{1,2,3} \cdot \vec{D}_{\alpha,\beta,\delta} \right| \quad (3.24)$$

$$\vec{D}_{\alpha,\beta,\delta} = \left| \vec{C}_{1,2,3} \cdot \vec{X}_{\alpha,\beta,\delta} - \vec{X} \right| \quad (3.25)$$

A Figura 10 apresenta o pseudocódigo do algoritmo GWO, demonstrando o passo a passo desde a inicialização, passando pelo desenvolvimento do processo evolutivo até a obtenção da melhor solução ao final do processo, representada pelo posicionamento do lobo alfa.

Inicialmente, inicializa-se toda a população de lobos com valores aleatórios ou pré-definidos dentro dos limites do espaço de busca ou região de solução viável do problema em questão (linha 1 do pseudocódigo). A seguir, toda a população de indivíduos é avaliada segundo a função de mérito, ou aptidão determinada para o problema (linha 2). Com toda a população avaliada em seus respectivos valores definidos para função de mérito, elege-se a hierarquia de lobos. As três melhores soluções são elegidas como os valores associados aos lobos alfa, beta e delta, seguindo tal hierarquia (linha 3).

O processo iterativo do algoritmo é iniciado e pode ter como critério de parada o número máximo de iterações, estagnação máxima ou ambos (linhas 4). Para este trabalho, utilizou-se o critério de estagnação máxima, entendendo estagnação como o número de iterações em que não há melhora de solução em relação ao valor da função objetivo definida.

Figura 10 – Pseudocódigo do algoritmo GWO.

```

1: Inicializar Lobos: ( $X_i$ , com  $i = 1, 2, \dots, N_{\text{lobos}}$ )
2: Avaliar Alcateia:  $\text{FOB}(X_i)$ 
3: Definir Hierarquia: ( $X_\alpha, X_\beta, X_\delta$ )
4: Enquanto critério de parada não atendido, faça:
5:   Atualizar coeficiente de exploração  $\vec{a}_t$ 
6:   Para cada lobo  $\in (i = 1, 2, \dots, N_{\text{lobos}})$  faça:
7:      $\vec{A} = 2\vec{a}_t \cdot \vec{r}_1 - \vec{a}_t$ ,       $\vec{r}_1 \in [0, 1]$ 
8:      $\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2$ ,               $\vec{r}_2 \in [0, 1]$ 
9:      $\vec{D}_{\alpha, \beta, \delta} = |\vec{C}_{1,2,3} \cdot \vec{X}_{\alpha, \beta, \delta}^t - \vec{X}_i^t|$ ,
10:     $\vec{X}_{1,2,3} = |\vec{X}_{\alpha, \beta, \delta}^t - \vec{A}_{1,2,3} \cdot \vec{D}_{\alpha, \beta, \delta}|$ 
11:     $\vec{X}_i^{t+1} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3}$ 
12:   Avaliar Alcateia e Atualizar Hierarquia: ( $X_\alpha, X_\beta, X_\delta$ )
13:   fim Para cada
14: fim Enquanto
15: Retornar  $X_\alpha$ 

```

Fonte: Inspirado em [44]

Dentro do processo iterativo, o primeiro passo (linha 5) é atualizar o coeficiente \vec{a}_t , chamado de coeficiente de exploração. Como dito anteriormente, essa variável decresce linearmente, partindo do seu valor unitário até se tornar nula, ao longo das iterações do algoritmo. Esse decréscimo do coeficiente de exploração conduz as fases de busca global e local do algoritmo, na medida em que o módulo de \vec{A} começa maior que a unidade e vai reduzindo com o decorrer do processo. O processo de atualização da população do algoritmo segue a lógica matemática exposta na Equação 3.19 até a Equação 3.25, havendo a atualização dos valores de \vec{A} , \vec{C} e \vec{D} e conseqüentemente os valores associados a cada um dos lobos da população (linha 6 - 11). Com os valores atualizados encontrados para todos os indivíduos, avalia-se a população e atualiza-se a hierarquia para as três melhores soluções encontradas da iteração corrente (linha 12). Ao final do processo, a melhor solução representa o lobo alfa encontrado (linha 15).

Algumas modificações no algoritmo GWO são propostas neste trabalho em relação ao algoritmo proposto inicialmente pelo trabalho referenciado por [44], a fim de melhorar seu desempenho e adequá-lo ao problema proposto nesta dissertação. Tais modificações são explicitadas em seqüência:

- a) a primeira modificação criada em relação ao algoritmo original foi em relação à atualização do coeficiente de exploração \vec{a}_t . Esse coeficiente foi implementado de forma a variar entre os valores de 2 a zero de forma linear, com o aumento das

estagnações em relação aos lobos α , β e δ . Dessa forma, prioriza-se a busca global quando esse coeficiente se inicializa em um valor maior que a unidade, como no caso, o valor 2. Com o aumento das estagnações encontradas, esse coeficiente decresce de maneira linear. Outra proposta foi atribuir a esse coeficiente o valor unitário todas as vezes em que não houver estagnação durante o processo iterativo; em outras palavras, é realizada uma busca local toda vez em que uma nova solução é encontrada, seja ela relacionada aos lobos α , β ou δ ;

b) outra modificação proposta, que, em outras palavras, se trata apenas de uma adaptação, uma vez que seu pseudocódigo não explicita esse detalhe, é a adequação dos valores de solução obtidas dentro dos limites viáveis do problema. Dentro do processo iterativo, a cada atualização da população obtida, ou seja, do conjunto de soluções, são identificados todos os indivíduos cujos parâmetros estão fora dos limites da região de solução do algoritmo. O algoritmo, portanto, trata tais casos colocando os valores obtidos nos valores mínimos ou máximos possíveis, de acordo com a violação da região de solução. A estratégia de correção é exatamente a mesma proposta no algoritmo BA, conforme visto na Seção 3.2;

c) conforme também foi adaptado no algoritmo BA, outra modificação proposta para o GWO consiste em arredondar os valores dos novos indivíduos obtidos no processo iterativo, antes de serem avaliados segundo a função objetivo em questão. Tal mudança é feita uma vez que o problema tratado no presente trabalho é de otimização discreta (conexão ou não entre dois aerogeradores). A atualização de tais indivíduos é feita conforme a Equação 3.26, como uma alteração da Equação 3.23 (linha 11 do pseudocódigo).

$$\vec{X}(t+1) = \text{round} \left(\frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \right) \quad (3.26)$$

d) durante a etapa de busca local do algoritmo, ou seja, quando $|\vec{A}| < 1$, e também caso a estagnação da melhor solução seja superior a 95% da máxima, verifica-se na topologia os problemas de conexão apresentados na Figura 5, e corrige-se da mesma forma implementada para o algoritmo BA;

e) a última modificação proposta para o algoritmo GWO [44] original é feita também na etapa de busca local do processo iterativo. Tal modificação se trata de uma mudança aleatória na solução encontrada no momento em que a estagnação das soluções se aproxima da estagnação máxima. É verificada se a estagnação das soluções α , β e δ é maior que 5% e se um número aleatório é menor que 0,4, escolhido empiricamente, com o objetivo de conferir certa aleatoriedade para a modificação. Caso isso ocorra, é feito um sorteio para definir os índices que serão alterados no lobo corrente e outro sorteio define os valores inseridos nessas posições sorteadas,

somente na etapa de busca local. O objetivo é de conferir maior aleatoriedade na busca por soluções próximas às soluções já encontradas pelo algoritmo, seguindo lógica semelhante à implementada no algoritmo BA, já explicada.

3.4 TUTORIAL DE APLICAÇÃO

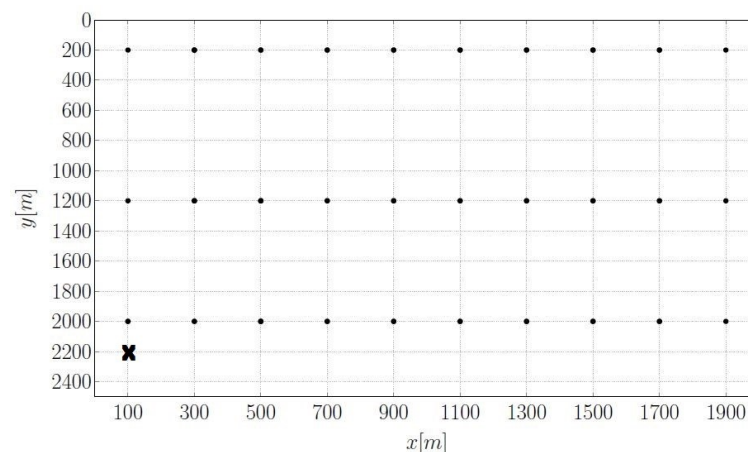
Esta seção tem como objetivo avaliar aspectos sobre a otimização da rede coletora de um parque eólico *offshore* sob diferentes perspectivas e funções de mérito relevantes para o problema. Assim, a partir de um *layout* previamente otimizado e estabelecido para o posicionamento dos aerogeradores, é proposta a otimização do cabeamento interno da rede coletora, levando-se em consideração, de forma individualizada, a minimização de custos com cabeamento e a maximização de confiabilidade.

O propósito é avaliar o impacto dos diferentes critérios na decisão final sobre a estrutura de cabeamento interno do parque eólico. A otimização é realizada utilizando-se o algoritmo BA, e também o GWO, para a resolução de problema de programação inteira em questão. Dados de um parque eólico teste da literatura são utilizados para a análise proposta.

3.4.1 Parque Eólico Teste Considerado

Para a formulação do problema de otimização do roteamento interno de cabos desta dissertação, em um parque eólico *offshore*, considera-se, neste exemplo tutorial, o *layout* de parque apresentado na Figura 11.

Figura 11 – *Layout* considerado para o sistema-teste tutorial.



Fonte: Inspirado em [45]

Os dados técnicos deste parque eólico considerado podem ser encontrados na referência [45]. A área total é de $4 \cdot 10^6$ metros quadrados, onde cada célula pode abrigar

um aerogerador. Partindo-se desta premissa, o *layout* da Figura 11 é determinado na referência [45], contando com 30 aerogeradores, representados pelos pontos na figura, posicionados de forma a captar ventos na direção norte - sul. A subestação é representada pelo símbolo 'X', encontrando-se na posição ($x = 100m$ e $y = 2200m$). Os parâmetros técnicos considerados são dispostos na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros Considerados

Parâmetro Considerado	Valor
Diâmetro do rotor [m]	40
Potência nominal do aerogerador [kW]	630
Altura em relação ao solo [m]	60
Índice relativo à rugosidade do solo	0.3
Coefficiente de impulso	0.88
Velocidade do vento [m/s]	12
Número de aerogeradores	30

Fonte: Elaborado pelo Autor

A configuração da Figura 11 foi obtida visando minimizar o custo de investimento nos aerogeradores por potência extraída do parque eólico, considerando o efeito de esteira, ou, do inglês, *wake effect* [45]. São apresentadas a seguir as formulações para as funções de mérito consideradas nesta seção para o roteamento interno de parques eólicos.

3.4.2 Funções de Mérito

A formulação da função de mérito segundo o critério da minimização do custo de cabos da rede coletora está associado à minimização do comprimento total dos cabos necessários para as conexões da rede interna, que implica no mínimo custo de roteamento, uma vez que todos os cabos são do mesmo tipo e capacidade de condução, para este caso específico.

Pode-se formular a primeira função objetivo (FOB_1) para o critério de custos em função do comprimento total dos cabos da rede interna do parque eólico, conforme a Equação 3.27, onde CC representa o custo total dos cabos conectores, calculados através da Equação 3.3. Neste caso, é considerado o termo C_j da Equação 3.3 com valor unitário, uma vez que não estão disponíveis dados reais (práticos) para este tutorial.

$$FOB_1 = Min(Pen \cdot CC) \quad (3.27)$$

,

O termo Pen consiste em uma penalidade aplicada, de valor 1000 (escolhido empiricamente), quando alguma das restrições do problema é violada. Caso nenhuma das

restrições seja violada, Pen recebe o valor unitário, significando ausência de penalidade. Estas restrições podem ser:

- a) a subestação deve estar conectada à rede elétrica interna do parque;
- b) não deve haver aerogeradores desconectados (ilhamento);
- c) os aerogeradores não devem ser conectados a si próprios.

A formulação da função de mérito segundo o critério de confiabilidade visa maximizar a confiabilidade obtida de cada topologia de roteamento elétrico. O cálculo de confiabilidade é executado para cada roteamento de cabos obtido durante o processo evolutivo do algoritmo de otimização. Esse cálculo é feito para este caso considerando-se apenas um estado de vento com velocidade de $12m/s$, conforme a Tabela 3, e a direção sendo norte-sul, que foi utilizada para ser encontrado o *layout* exposto na Figura 11. Assim, cada aerogerador consegue prover uma determinada quantidade de potência, dadas as restrições de *wake effect* em função de seu posicionamento previamente determinado.

A partir da análise anterior, pode-se calcular o índice GR para cada estado, uma vez que se sabe quais componentes estão ativos e quais estão inativos. Os estados analisados são separados nos grupos $\{A\}$ e $\{B\}$, explicados na Seção 3.1.2.1. Considera-se, no presente trabalho, o valor de GR_c como sendo 0,8 [43]. Desta forma, é possível calcular também GRA através da obtenção do termo $Prob(A/w_j)$, dado que o estado de vento considerado neste tutorial é único, ou seja, a probabilidade do único estado 'j' é igual a 100%. A função objetivo considerada para mensurar a confiabilidade é modelada como a Equação 3.28.

$$FOB_2 = Min \left[\frac{Pen}{\left(\sum_{i=1}^N GR_i + GRA \right)} \right] \quad (3.28)$$

No denominador da Equação 3.28 observa-se a soma de todos os índices GR_i obtidos em cada estado 'i' de análise da confiabilidade, ou seja, considerando-se todas as falhas simples possíveis da topologia considerada. Somado à isso, no denominador da FOB_2 tem-se ainda a Taxa de Disponibilidade da Geração, expressa pela Equação 3.5. A soma de todos os índices GR com o índice GRA gera uma parcela que mensura a confiabilidade obtida. Uma vez que objetiva-se maximizar confiabilidade, tal parcela se encontra no denominador da expressão, pois que o objetivo é minimizar as funções objetivos. A presença de Pen no numerador da função objetivo visa garantir as restrições apresentadas nessa Seção através da minimização da penalidade aplicada no caso de violação de alguma restrição imposta.

Ainda com relação à confiabilidade, pode-se modelar outra formulação para função de mérito segundo esse critério o qual visa a partir de cada topologia de roteamento gerada,

obter a mensuração da confiabilidade a qual o algoritmo busca a topologia que maximize tal critério. Esse cálculo pode se fazer também, como outra alternativa utilizando-se o cálculo exposto na Seção 3.1.2.2, a partir da Energia Esperada Não Utilizada (EENU). O cálculo se inicializa simulando uma falha simples em cada cabo encontrado da topologia de roteamento, conforme feito no cálculo anterior para mensuração via índice GR.

Para cada falha simulada na topologia de roteamento, é possível através do algoritmo FEA, explicitado anteriormente, descobrir o estado dos aerogeradores do parque eólico, ou seja, quais os que continuam conectados à subestação apesar da falha simulada e por isso, ativos, e os que se desconectaram e por isso ficam inativos. Com isso, obtém-se o valor de n_{ij} , que representa a quantidade de aerogeradores que desligaram devido à falha de um determinado cabo específico. Após isso, simula-se todos os valores possíveis de n_f (número de aerogeradores que apresentam falha). Assim, para cada valor obtido de n_{ij} e para cada valor possível de n_f , pode-se definir todos os valores possíveis para n_{NU} através da Equação 3.6. Assim, para todos os valores de n_{NU} , n_{ij} e n_f , calcula-se a Equação 3.7.

Paralelamente à esse calculo, pode-se calcular a Equação 3.10 sabendo a potência de saída dos aerogeradores ($p(w)$), e sabendo que, para uma velocidade de vento apenas incidente, conforme o considerado, a probabilidade dessa incidência foi considerada 100%, assim, $Pr(w) = 1$. Sequencialmente é possível o cálculo das expressões da Equação 3.11 e Equação 3.12, obtendo-se, portanto, o custo de confiabilidade RC [25]. A função objetivo levando-se em consideração esse cálculo é, portanto, conforme a Equação 3.29, dado que o objetivo é minimizar a Energia Esperada Não Utilizada, ou minimizar o custo de confiabilidade, onde π representa o preço da energia eólica em valores monetários.

$$FOB_3 = Min(Pen \cdot RC) = Min(Pen \cdot \pi \cdot EENU) \quad (3.29)$$

A próxima abordagem para desenvolvimento da função de mérito é a união dos dois objetivos anteriores, que são, minimização do comprimento ou distância de cabos condutores e maximização da confiabilidade do parque eólico, simultaneamente. Para esse objetivo buscou-se nesta etapa, a avaliação dada por uma função objetivo híbrida das funções objetivo apresentadas até o momento, conforme a Equação 3.30 e Equação 3.31.

$$FOB_{4.1} = Min(FOB_1 \cdot FOB_2) = Min \left[\frac{Pen \cdot CC}{\left(\sum_{i=1}^N GR_i + GRA\right)} \right] \quad (3.30)$$

$$FOB_{4.2} = Min(FOB_1 \cdot FOB_3) = Min[Pen \cdot (CC \cdot \pi \cdot EENU)] \quad (3.31)$$

3.4.3 Resultados Obtidos

Esta seção apresenta os resultados obtidos da realização da otimização do cabeamento interno da rede coletora de um parque eólico teste da literatura, levando-se em consideração a minimização de custos com cabeamento e a maximização de confiabilidade. A otimização é realizada utilizando-se o algoritmo BA e também GWO para resolução de problemas de programação inteira, conforme explicitados nas Seções 3.2 e 3.3.

3.4.3.1 Minimização do Comprimento de Cabos

Nesta etapa, o objetivo foi aplicar os métodos de otimização descritos na minimização do comprimento dos cabos utilizados. A cada solução de topologia de roteamento entregue pelo algoritmo otimizador, a função objetivo aplicada foi FOB_1 . Portanto o objetivo é minimizar o comprimento dos cabos respeitando as topologias possíveis e viáveis radiais no parque eólico considerado.

Para o algoritmo BA foram utilizadas populações de tamanhos 100, 200, 500 e 1000 indivíduos com diferentes valores de α (0,85; 0,9 e 0,95) e λ com valores de (0,05; 0,1 e 0,15). Cada uma das configurações de parâmetros realizadas foram executadas 20 vezes. A Tabela 4 a seguir apresenta a eficiência percentual obtida para cada combinação de parâmetros realizada em relação ao valor ótimo da função de mérito. Para o algoritmo GWO também foram utilizadas populações de tamanhos 100, 200, 500 e 1000 indivíduos e para cada configuração o algoritmo foi executado 10 vezes. A Tabela 5 a seguir apresenta a eficiência obtida para cada configuração ajustada. Entende-se eficiência como o número percentual de vezes em que os algoritmos foram capazes de obter a melhor solução considerada. Para ambos os algoritmos, o número de estagnações máximo ajustado foi de 100 estagnações e o número de iterações máximo foi de 1000 iterações.

Tabela 4 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	85	80	75
	0,1	80	80	90
	0,15	85	95	90
200	0,05	80	85	90
	0,1	85	80	85
	0,15	90	85	80
500	0,05	85	80	75
	0,1	85	90	80
	0,15	70	75	80
1000	0,05	90	95	85
	0,1	90	85	90
	0,15	95	90	95

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 5 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

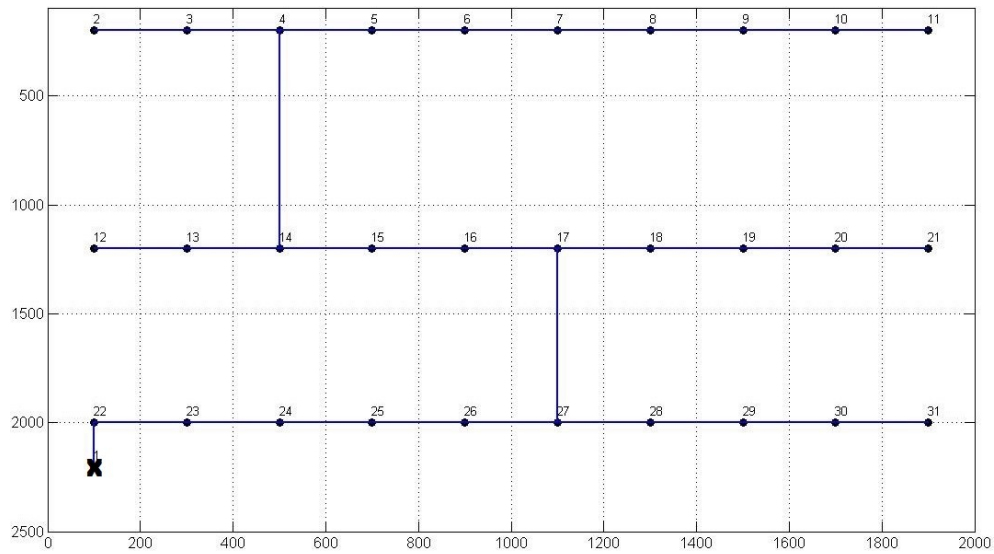
Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	70	80	80	90

Fonte: Elaborado pelo Autor

É importante destacar que esse problema modelado possui um total de 30^{31} (aproximadamente $5,5 \cdot 10^{44}$) combinações possíveis de soluções. O valor obtido para a função objetivo encontrada foi um comprimento total de 7.400 metros. A topologia obtida está representada na Figura 12. O 'x' representado com número 1 localiza a posição da subestação. É necessário salientar que existem várias topologias que satisfazem o mínimo comprimento. A ligação entre os aerogeradores 4 e 14 poderia ser substituída por 2-12, 3-13, 5-15, 6-16, 7-17, 8-18, 9-19, 10-20 ou 11-21 que obteria o mesmo valor ótimo encontrado. A mesma observação vale para a ligação 17-27 em relação às ligações 12-22, 13-23, 14-24, 15-25, 16-26, 18-28, 19-29, 20-30 e 21-31.

Pode-se notar que minimização de comprimentos de cabo não é um critério suficiente para projeto da topologia do roteamento se tratado individualmente, uma vez que outros critérios, como por exemplo confiabilidade e outros custos são de extrema relevância para o custo de implantação e operação do sistema eólico. Além da otimização, outra alternativa para encontrar o menor custo em cabeamentos, seria utilizando um algoritmo de caminho

Figura 12 – Topologia obtida minimizando comprimento de cabos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

mínimo. Entretanto, utilizou-se o BA e o GWO como uma avaliação do algoritmo e sua capacidade de obter a melhor solução.

3.4.3.2 Maximização da Confiabilidade

Em uma segunda análise, o objetivo é aplicar os algoritmos BA e o GWO de forma que a cada solução encontrada pelos mesmos, a avaliação pode ser dada pela função objetivo FOB_2 e também pela função FOB_3 . O objetivo é encontrar uma topologia que seja viável e que maximize o índice de confiabilidade proposto na Seção 3.1.2.1 ou minimize o custo de confiabilidade proposto na Seção 3.1.2.2, simulando-se falhas nos cabos com contingência 'N-1' (uma falha para cada estado avaliado). As simulações para os algoritmos BA e GWO seguiram a mesma lógica de execução anterior e as eficiências obtidas são apresentadas na Tabela 6 e Tabela 7. O resultado para topologia encontrada está representado na Figura 13.

Tabela 6 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	75	80	75
	0,1	85	80	95
	0,15	80	90	80
200	0,05	80	85	90
	0,1	80	85	80
	0,15	90	80	85
500	0,05	95	85	80
	0,1	85	80	75
	0,15	75	70	85
1000	0,05	85	80	95
	0,1	85	95	85
	0,15	95	90	100

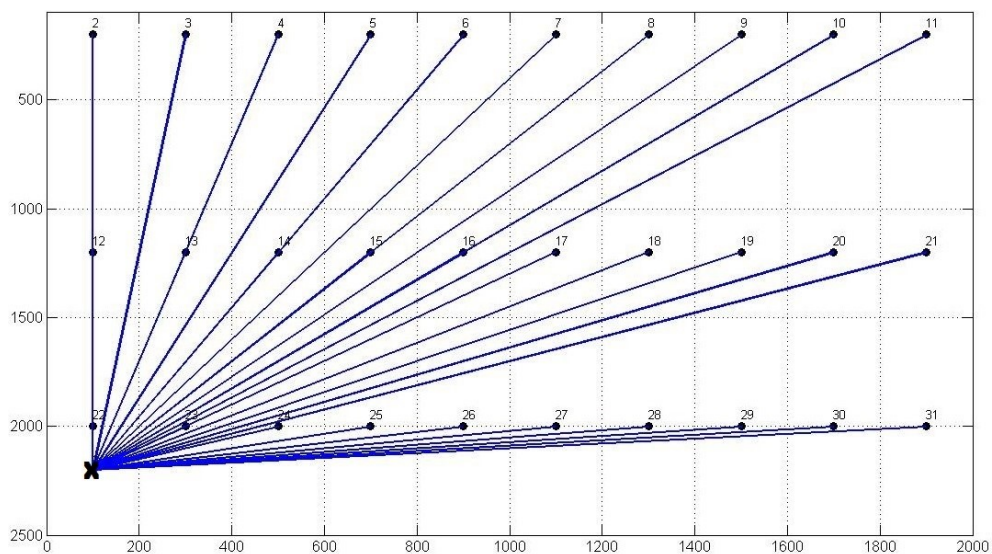
Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 7 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	80	80	90	100

Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 13 – Roteamento via maximização da confiabilidade.



Fonte: Elaborado pelo Autor

O valor ótimo encontrado foi de $GRA = 1$ pois em todos os cenários todos os índices GR obtidos foram superiores ao GR crítico. O índice GR foi de 0,9638 para as 10 primeiras falhas (referentes aos cabos dos aerogeradores 2 a 11), para as próximas 10 falhas nos cabos referentes as turbinas de 12 a 21 o índice foi de $GR = 0,9673$ e as últimas falhas referentes aos cabos dos aerogeradores 22 a 31, GR foi igual a 0,9689. Essa diferença obtida para os índices GR se dá pelas diferentes potências extraídas pelos aerogeradores, uma vez que o vento se dá na direção norte-sul, o *wake effect* influencia na potência captada pelos aerogeradores à jusante de outros. A potência extraída pelos aerogeradores desse modelo, considerando o efeito de enfraquecimento para os aerogeradores de 2 a 11, 12 a 21 e 22 a 31 foram de, respectivamente, 5,184; 4,672 e 4,454 kW. O somatório dos índices GR obtidos foi de 29 e a média dos índices foi 0,9667. Assim, o valor da função objetivo referente à FOB_2 foi de 0,0333.

Para a abordagem da FOB_3 , considerou-se os dados de taxas de falha e tempo de reparo dos cabos. A taxa de falha dos cabos considerada foi de 0,0012 falhas/(km,ano) e o tempo médio de reparo dos cabos foi de 0,1671 horas/ano [25]. Os aerogeradores têm os dados de disponibilidade como $A = 0,9$ e indisponibilidade como $U = 0,1$. Para esse cálculo, o preço π de custo da energia eólica considerado foi de $\pi = 0,246$ \$/kWh [25]. O valor ótimo encontrado para topologia da Figura 13 é de $EENU = 371,8273$ MWh e $RC = 9,1470 \cdot 10^4$ \$.

A topologia ótima encontrada vai ao encontro do método proposto. Ao conectar todos os aerogeradores à subestação, cada falha de cabos obtida só vai interferir no seu aerogerador em questão, mantendo o restante do parque eólico em funcionamento. Ao levar em consideração apenas a confiabilidade, a topologia encontrada viabiliza a máxima confiabilidade do parque na análise de falhas de barramento, mas inviabiliza custos ligados ao tamanho dos cabos, por exemplo, o comprimento total de cabos obtidos foi de 46,201 km. A otimização uni-objetiva não contempla todos os aspectos que devem ser otimizados e levados em consideração em um projeto de um sistema eólico *offshore*.

3.4.3.3 Função Híbrida de Comprimento de Cabos e Confiabilidade

Dados os resultados encontrados, o objetivo dessa próxima etapa é aplicar os algoritmos BA e GWO de forma que a cada solução encontrada pelo mesmo, a avaliação é dada pela função objetivo $FOB_{4.1}$ e $FOB_{4.2}$. O objetivo é encontrar uma topologia que seja viável, e que maximize o índice de confiabilidade proposto bem como minimize o comprimento dos condutores utilizados de forma simultânea. A simulação foi feita seguindo às mesmas configurações das simulações anteriores e as eficiências obtidas são expostas na Tabela 8 e Tabela 9. A melhor topologia encontrada está exposta na Figura 14.

Tabela 8 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	70	70	75
	0,1	80	75	80
	0,15	80	80	80
200	0,05	75	80	80
	0,1	70	75	70
	0,15	80	85	85
500	0,05	85	75	75
	0,1	75	85	70
	0,15	75	70	80
1000	0,05	85	85	80
	0,1	80	85	75
	0,15	85	80	80

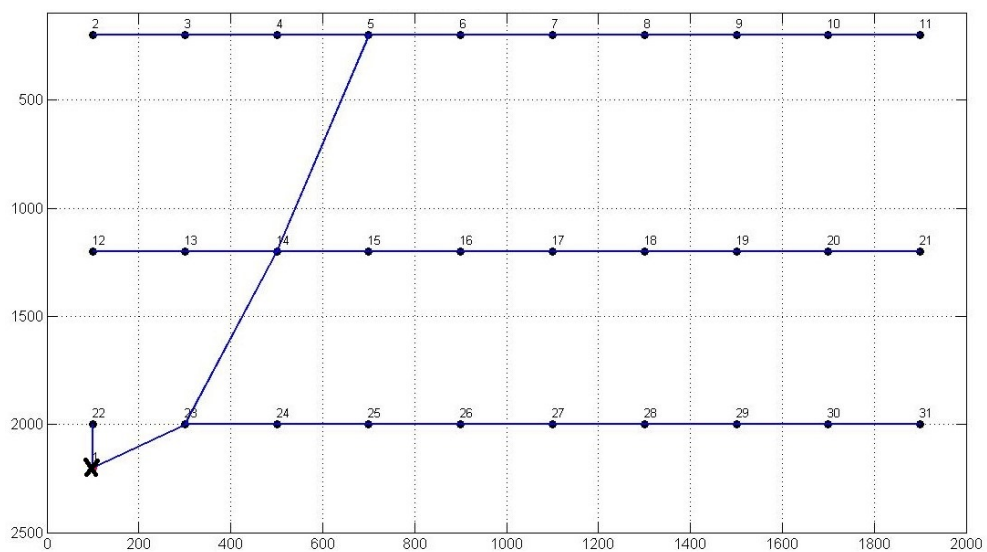
Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 9 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	70	70	80	90

Fonte: Elaborado pelo Autor

Figura 14 – Roteamento via maximização de confiabilidade e minimização da distância.



Fonte: Elaborado pelo Autor

O valor da função objetivo para $FOB_{4.1}$ foi de 270,2702 uma vez que o comprimento dos cabos obtidos foi de 7527,2677 metros e a parcela referente à confiabilidade teve o valor obtido de 27,8509. Em relação à $FOB_{4.2}$, o valor obtido para o comprimento dos cabos foi o mesmo e em relação à confiabilidade, obteve-se $EENU = 1499,9$ MWh e $RC = 3,6898 \cdot 10^5$ \$.

A topologia encontrada condiz com o esperado, uma vez que se apresenta em uma forma híbrida se comparada com a mesma obtida maximizando a confiabilidade e minimizando os comprimentos, individualmente. Apresenta os valores de confiabilidade e de distância de condutores entre os limites encontrados na otimização individualizada, portanto, apresenta-se de forma coerente com o esperado, o que pode ser visto na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores obtidos para as três topologia encontradas

	FOB_1	FOB_2	FOB_3	$FOB_{4.1}$	$FOB_{4.2}$
Topologia 1	7400	0,0445	$4,58 \cdot 10^5$	329,3	$3,39 \cdot 10^9$
Topologia 2	46201	0,0333	$9,15 \cdot 10^4$	1538,5	$4,23 \cdot 10^9$
Topologia 3	7527,27	0.0359	$3.69 \cdot 10^5$	270,27	$2,77 \cdot 10^9$

Fonte: Elaborado pelo Autor

A Tabela 10 mostra que para primeira função de mérito considerada, que envolveu apenas minimização do custo dos cabos, a topologia que melhor se adequou foi a Topologia 1, seguida pela Topologia 3, que também aborda custo de cabos na sua obtenção e por último a Topologia 2 que apresenta um custo de cabo muito elevado. A FOB_2 e FOB_3 , por sua vez, que abordam maximização da confiabilidade, a melhor topologia foi a segunda, seguida pela Topologia 3, que também considera confiabilidade para sua obtenção e a seguir a Topologia 1, que não envolve confiabilidade para ser obtida. Por último, as abordagens da $FOB_{4.1}$ e $FOB_{4.2}$, que são as funções e mérito híbridas, a melhor topologia é a 3, seguida pela Topologia 1 e em último lugar a Topologia 2, que detém um custo de cabo muito elevado. Para o problema tutorial estudado, em relação à tempo computacional, enquanto o algoritmo BA encontra a solução ótima em aproximados 30 segundos, o GWO, por sua vez, encontra a mesma solução em aproximados 120 segundos.

3.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou a otimização do roteamento interno de cabos de um parque eólico *offshore* através dos critérios da minimização de custos de cabeamento e maximização de confiabilidade, utilizando e validando os algoritmos de otimização BA e GWO. Pode-se concluir que os resultados encontrados pelos algoritmos foram coerentes com o esperado, uma vez que as topologias encontradas satisfizeram o objetivo buscado sob cada critério. Pode-se inferir que otimizar comprimento ou confiabilidade não são critérios

que possam ser levados individualmente em consideração para um projeto desse tipo. A otimização deve ter abordagem multiobjetiva, também simulada neste capítulo e nessa dissertação, de forma geral. Os diferentes critérios conduzem a configurações de topologia bastante diversas entre si, demonstrando que ao analisar um requisito individualmente, o resultado obtido é específico para o critério utilizado e não representa uma solução holística incluindo todos os critérios, indicando a necessidade de utilização de modelos multiobjetivos.

4 ESTUDOS DE CASOS

Neste capítulo, o objetivo é apresentar os resultados da aplicação do algoritmo de otimização proposto nesta dissertação a dados de parques eólicos já utilizados na literatura existente, para comparação de resultados obtidos. Em sistemas onde a confiabilidade não foi avaliada na literatura durante o processo de otimização, é proposta a otimização com a inserção do parâmetro confiabilidade na avaliação de soluções candidatas. Já nos sistemas onde a literatura propõe a otimização com análise de confiabilidade, utiliza-se os resultados obtidos como base de comparação. Após essa etapa, é proposta a execução da Simulação de Monte Carlo que visa à avaliação e validação da confiabilidade para os resultados encontrados pela metodologia de otimização proposta.

Esta dissertação utiliza-se de dois trabalhos existentes na literatura para desenvolver seu estudo de caso. O primeiro trabalho para comparação é referenciado por [36], onde se replica o parque eólico utilizado no mesmo, inicialmente otimizando a mesma função de mérito, restrições e sistemas de dados utilizados. Após a replicação de tal sistema, é proposta a otimização envolvendo apenas confiabilidade, e depois utilizando função de mérito híbrida, que também envolve confiabilidade, junto aos custos de instalação de cabos. O segundo trabalho é referenciado por [25], cujo objetivo também é a replicação do parque eólico utilizado e inicialmente a otimização com o mesmo sistema de dados, restrições e função de mérito. Após essa etapa, é proposta a otimização apenas envolvendo confiabilidade e, na sequência, uma função de mérito mista onde também é presente a confiabilidade na otimização, junto aos custos de instalação de cabos.

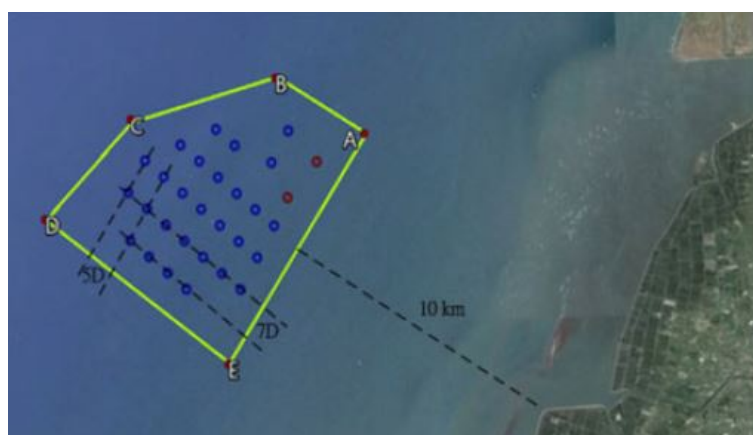
4.1 PRIMEIRA ANÁLISE COMPARATIVA

Nesta seção, apresenta-se a primeira análise feita neste capítulo de Estudo de Casos, baseada na referência de número [36], que determina o *layout* ideal de um parque eólico *offshore*, para um número fixo de turbinas eólicas geradoras em uma área definida. Após o *layout* ideal das turbinas tendo sido definido, a topologia das conexões de cabos é otimizada. Para a otimização do posicionamento dos aerogeradores, o trabalho referenciado por [36] considera o efeito de enfraquecimento dos ventos no algoritmo de busca para obter o *layout* ideal que maximize a potência extraída do parque eólico, sendo o algoritmo de otimização utilizado denominado *Charged System Search Optimization Algorithm* (CSS). O software *Wind Atlas Analysis and Application Program* é utilizado para verificar a otimização do *layout*. Para otimizar a topologia de cabeamento interno em conexões radiais, o trabalho utilizou-se de uma Programação Linear Inteira. Em um momento pós otimização, é avaliada a confiabilidade para os sistemas de *layout* tradicional e o proposto pelo trabalho, considerando o índice GR embutido na simulação de Monte Carlo pós otimização.

O parque eólico considerado na referência [36] é chamado *Fu-Hai Deployment*

Zone, desenvolvido pela *Taiwan Generation Corporation* (TGC), que é uma corporação dedicada ao desenvolvimento de geração de energia eólica *offshore* desde o ano de 2004. A *Fu-Hai Deployment Zone* possui 30 estações de transmissão e está localizada na costa de *Changhua*. Foi o primeiro parque eólico *offshore* projetado pela TGC. A fazenda eólica é localizada a cerca de 8 a 15 quilômetros da costa, sendo a profundidade nessa região é de aproximadamente 20 a 45 metros. A Figura 15 apresenta o *layout* regular dos 30 aerogeradores, com uma distância entre eles em torno de $7D$ a $5D$, onde D é o diâmetro das lâminas das turbinas.

Figura 15 – *Fu-Hai Deployment Zone*.

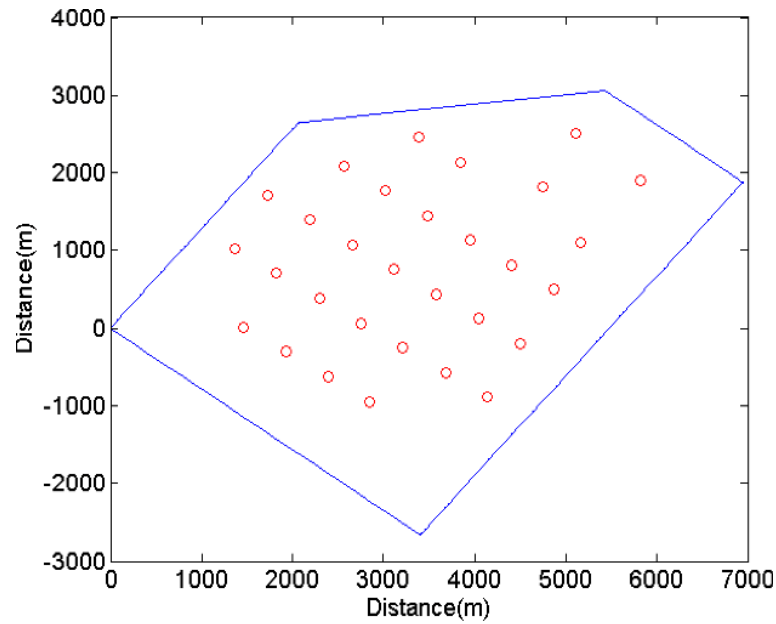


Fonte: [36]

No trabalho referenciado por [36], como foi dito anteriormente, é realizada a otimização do *layout* do parque eólico considerado. Como determinação de *layout* não é o escopo da presente dissertação, considera-se o *layout* encontrado pelo trabalho citado e se otimiza o roteamento dos cabos condutores no parque eólico *offshore* em questão. A Figura 16 apresenta o *layout* regular do parque eólico considerado, ou seja, como foi concebido, respeitando os limites impostos de distâncias entre os aerogeradores citados anteriormente.

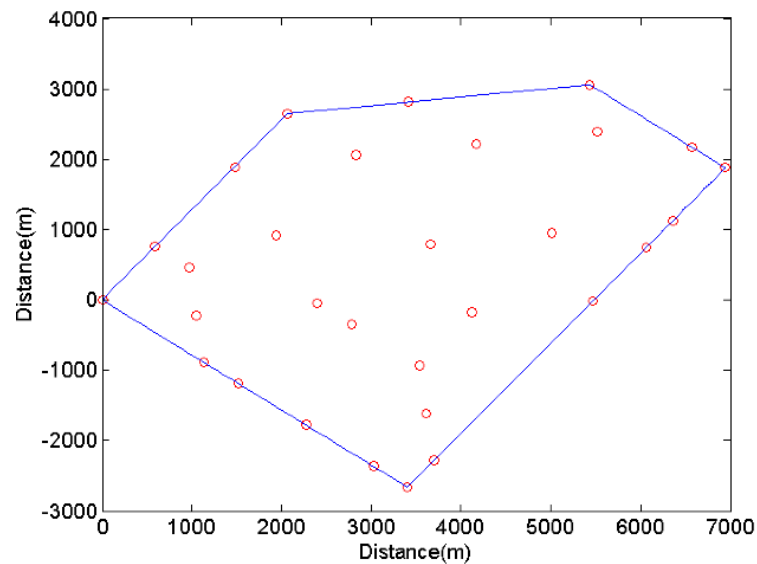
A Figura 17 apresenta o *layout* proposto pela referência [36] via algoritmo CSS, considerando o efeito de enfraquecimento das turbinas eólicas e visando à maximização da potência extraída do parque eólico, tendo como restrição a distância considerada aceitável entre os aerogeradores. Após a obtenção do *layout* proposto (Figura 17), o software *Wind Atlas Analysis and Application Program* foi executado para validar a otimalidade e a validade da configuração obtida.

Figura 16 – *Layout* regular tradicional dos aerogeradores.



Fonte: [36]

Figura 17 – *Layout* ótimo dos aerogeradores utilizando o algoritmo CSS.



Fonte: [36]

Visto que a localização de cada aerogerador (*layout*) e sua interconexão com a rede elétrica são os principais fatores no projeto de planejamento da topologia de conexão de cabos em parques eólicos, com o aumento da capacidade dos parques eólicos, o projeto do sistema elétrico correspondente torna-se cada vez mais crítico. Para a otimização do roteamento dos cabos conectores do parque eólico considerado, a topologia radial

das conexões de cabo é considerada porque é mais usada atualmente [36]. A função objetivo utilizada para as conexões de cabos visa minimizar o custo total dos mesmos. A formulação do problema proposto está apresentada em sequência, sendo a Equação 4.1 a função objetivo e a Equação 4.2 até Equação 4.6 as restrições do problema.

$$\min \sum_{i \in V_{WT}} \sum_{j \in V_{WT} \cup V_{CCP}} \sum_{t \in T} C_{i,j}^t \cdot x_{i,j}^t \quad (4.1)$$

$$x_{i,j}^t \in \{0, 1\}, \forall i \in V_{WT}, \forall j \in V_{WT} \cup V_{Sub} : t \in T, i \neq j \quad (4.2)$$

$$\sum_{t \in T} cap_t x_{i,j}^t \geq pf_{i,j} \geq 0, \forall i \in V_{WT}, \forall j \in V_{WT} \cup V_{CCP} : i \neq j \quad (4.3)$$

$$\sum_{j:j \neq k} pf_{k,j} - \sum_{i:i \neq k} pf_{i,k} = P_k, \forall i, k \in V_{WT}, \forall j \in V_{WT} \cup V_{CCP} \quad (4.4)$$

$$\sum_{j:j \neq i} \sum_{t \in T} x_{i,j}^t = 1, \forall i \in V_{WT}, \forall j \in V_{WT} \cup V_{CCP} \quad (4.5)$$

$$\sum_{j:j \neq o} \sum_{t \in T} x_{i,o}^t \leq MS, \forall i \in V_{WT}, \forall o \in V_{CCP} \quad (4.6)$$

Dadas as equações anteriores, o trabalho referência de número [36] esclarece que V_{WT} e V_{CCP} são o conjunto de nós que representam, respectivamente as localizações dos aerogeradores e o ponto de coleta de cabos, do inglês, *cable collecting point* (CCP), que, para nós, significa a subestação coletora; i e k são os índices de nós que representam os locais de aerogeradores; j é um índice que representa todos os nós, incluindo o PCC; o é um índice que representa as CCPs; $C_{i,j}^t$ é o custo do cabo submarino do tipo t do nó i ao nó j ; $x_{i,j}^t$ é uma variável para determinar se um cabo submarino do tipo t do nó i ao nó j é construído; cap_t é a capacidade de carga de um cabo do tipo t ; $pf_{i,j}$ representa o fluxo de energia do nó i para o nó j ; P_k é a geração de energia do aerogerador no nó k e MS é o número máximo de cabos submarinos que podem entrar no PCC.

Ainda de acordo com a referência [36], o objetivo de otimizar as conexões de cabo é minimizar o custo total dos cabos (Equação 4.1). O custo do cabo é expresso como o comprimento do cabo multiplicado por um correspondente custo por unidade de comprimento, conforme a Equação 4.7, onde $Dist_{i,j}$ é a distância entre o nó i e nó j e u_t é o custo por unidade de comprimento de um cabo tipo t .

$$C_{i,j}^t = Dist_{i,j} \cdot u_t \quad (4.7)$$

Sobre as restrições propostas pela referência [36], as variáveis binárias $x_{i,j}^t$ da Equação 4.2 é usada para desenvolver o modelo proposto para otimização ou determinar

a conexão do nó i ao nó j usando o cabo tipo t . Na Equação 4.3, $pf_{i,j}$ são variáveis não negativas, cujos valores são limitados pela capacidade de condução do cabo tipo t . A Equação 4.4 representa a conservação do fluxo de potência com base nas leis de Kirchhoff. A Equação 4.5 garante que apenas um tipo de cabo possa ser usado entre qualquer par de nós. Por fim, a Equação 4.6 define o máximo número de cabos submarinos que entram no CCP, ou na subestação coletora.

Além das restrições impostas já apresentadas, é proposta também a restrição de não cruzamento de cabos, ou seja, é indesejável que cabos conectores se cruzem em algum ponto fora dos aerogeradores, por justificativas práticas de instalação e operação do parque eólico. E, ainda nessa referência, para simplificar as restrições de não cruzamento de cabos, o número de cabos do nó i para o nó j é substituído por $NC_{i,j}$, dado pela Equação 4.8, onde $NC_{i,j}$ representa o número de cabos do nó i ao nó j .

$$NC_{i,j} = \sum_{j:j \neq i} \sum_{t \in T} x_{i,j}^t \quad (4.8)$$

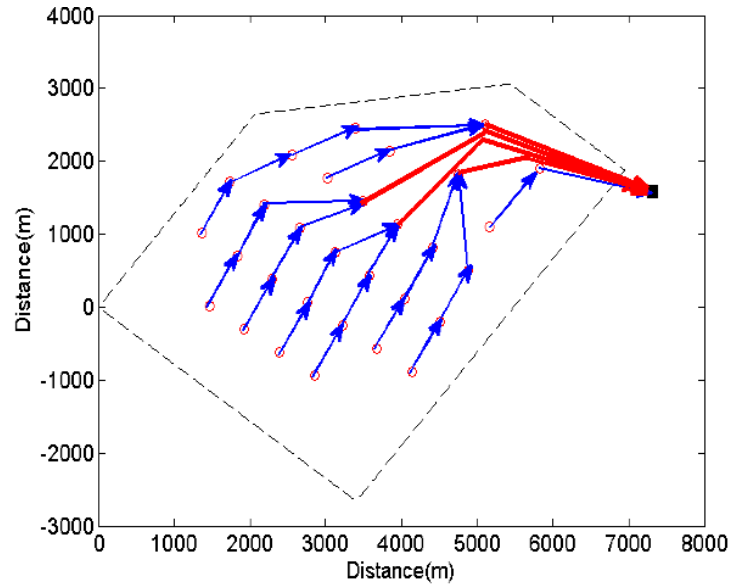
$$((h_k - f_{i,j}(x_h)) \cdot (y_k - f_{i,j}(x_k)) < 0) \wedge ((y_i - f_{h,k}(x_i)) \cdot (y_j - f_{h,k}(x_j)) < 0) \quad (4.9)$$

$$NC_{i,j} + NC_{j,i} + NC_{h,k} + NC_{k,h} \leq 1 \quad (4.10)$$

O discriminante referente à Equação 4.9 determina se os cabos cruzam entre o segmento de linha (i, j) e o segmento de linha (h, k) . Se a Equação 4.9 for verdadeira, então a Equação 4.10 é utilizada como a equação de restrição na solução do problema de cruzamento de cabos. O trabalho de referência número [36] define que x_i, x_j, x_k e x_h representam a coordenada ' x ' dos correspondentes nós, e y_i, y_j, y_k e y_h representam a coordenada ' y ' dos nós correspondentes. Por sua vez, $f_{i,j}(\cdot)$ e $f_{h,k}(\cdot)$ representam as equações lineares que contêm os nós correspondentes. A equação utilizada como restrição para o não cruzamento dos cabos é a Equação 4.10.

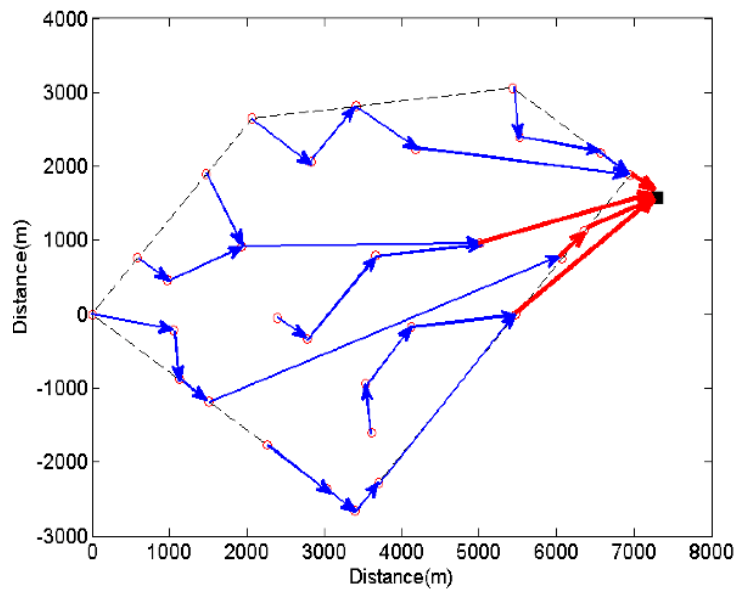
Em suma, o trabalho [36] realizou a otimização do roteamento dos cabos utilizando a função objetivo referente à Equação 4.1 e as restrições da Equação 4.2 - Equação 4.6, o modelo proposto, assim, considera o tipo dos cabos, a conservação do fluxo de energia, o limite de capacidade de fluxo de cada cabo, a direção do fluxo e o número máximo de cabos que entram no PCC, evitando o cruzamento de cabos e gerando topologia radial. A topologia encontrada por essa otimização está apresentada na Figura 19, e na Figura 18 é apresentada a topologia de conexão regular tradicional proposta inicialmente pelo desenvolvedor do parque eólico.

Figura 18 – Topologia de roteamento dos cabos regular tradicional inicialmente proposta pelo desenvolvedor de parques eólicos.



Fonte: [36]

Figura 19 – Topologia ótima de roteamento dos cabos sob o *layout* encontrado utilizando o algoritmo CSS.



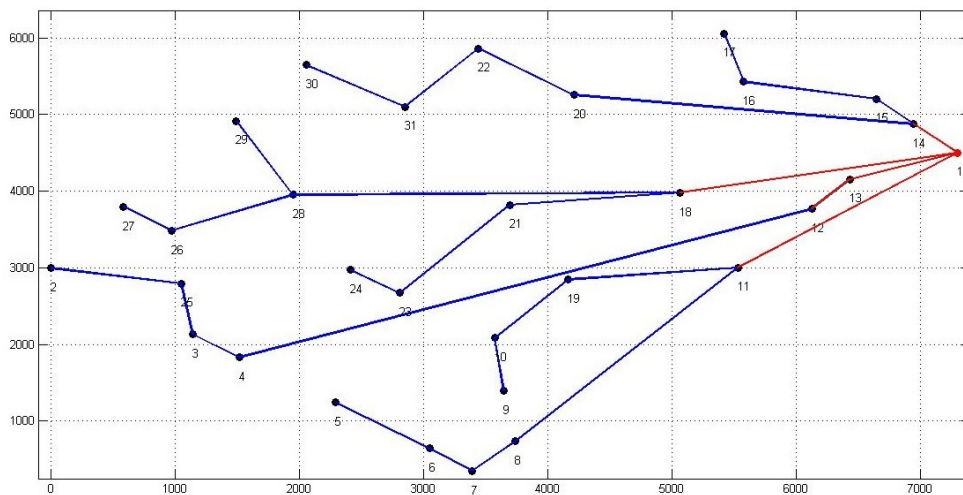
Fonte: [36]

Na Figura 18 e Figura 19, que foram obtidas pelo roteamento dos cabos segundo o trabalho [36], as linhas vermelhas representam cabos com um diâmetro de 650 mm^2 e as linhas azuis representam cabos com um diâmetro de 150 mm^2 . As linhas pontilhadas

pretas representam os limites do parque eólico *offshore* planejado. Os círculos vermelhos representam os 30 aerogeradores do parque. O quadrado preto marca o PCC, ou a subestação.

Com o objetivo de realizar a otimização do parque eólico proposto pela referência [36] através da metodologia exposta nesta dissertação, esta etapa visa adequar a topologia encontrada da Figura 19 na modelagem de cálculo proposta por esta dissertação. O custo C_j proposto para o cabo de 150 mm^2 foi de $228 \text{ \$/m}$ [48]. Para o cabo de 650 mm^2 , o custo inerente foi de $490 \text{ \$/m}$ [47]. Utilizando a Equação 3.3, o custo total da topologia da Figura 18 foi de $1,0514510 \cdot 10^7 \text{ \$}$. Tal valor serve como parâmetro de referência de forma comparativa para otimização proposta. É importante ressaltar que os valores de custo total para topologia proposta pelo trabalho [36] são diferentes do custo apresentado uma vez que a referência não disponibilizou o custo C_j dos cabos utilizados e bem como não foi apresentada a posição exata dos aerogeradores da Figura 17, tendo sido aproximados graficamente para o cálculo de custos da Equação 3.3. A Figura 20 mostra a impressão da melhor topologia encontrada pela referência [36], segundo a modelagem gráfica proposta por este trabalho bem como para o valor de custo calculado a partir desta modelagem.

Figura 20 – Modelagem da topologia de roteamento dos cabos da Figura 19. Custo total obtido de $1,0514510 \cdot 10^7 \text{ \$}$



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a execução da otimização, a função objetivo considerada é idêntica à função objetivo de do trabalho [36], expressa pela Equação 4.1, que visa a minimização do custo de cabo do parque eólico. As restrições apresentadas no trabalho [36] são transformadas em penalizações para a otimização bio-inspirada realizada nesta dissertação. Dentro do cálculo da função objetivo, é realizado um fluxo de potência linearizado, onde as correntes foram consideradas em fase e obtidas a partir da Equação 4.11, em que I_i e P_i são a

corrente e a potência extraída do aerogerador i e V_L é a tensão de linha do sistema coletor, que foi considerada igual a 33 kV.

$$I_i = \frac{P_i}{\sqrt{3} \cdot V_L} \quad (4.11)$$

Dada uma determinada configuração de conexão, o fluxo é calculado considerando as correntes saindo dos aerogeradores que estão localizados nas extremidades dos ramais até chegar às subestações coletoras. Para este caso, considerando dois tamanhos diferentes de cabo, para cada ramo do sistema coletor é selecionado o cabo de menor ampacidade que permite a passagem da corrente que o percorre. São aplicadas penalizações na função de mérito caso uma determinada configuração de conexão permita uma passagem de corrente superior à maior ampacidade de cabo disponível. Essa característica se comporta como as restrições apresentadas na Equação 4.3, que visa atribuir o limite de capacidade de condução para cada tipo de cabo; e também na Equação 4.4 que visa a conservação do fluxo de potência com base nas leis de Kirchhoff. Para o cabo de 150 mm², a ampacidade considerada 384 A, de acordo com o catálogo de cabos submarinos comerciais da *Nexans*. Para o cabo de 650 mm², a ampacidade considerada foi de 812 A [47]. A resistência dos mesmos, por sua vez, foram consideradas iguais a 0,160 Ω/km e 0,041 Ω/km, respectivamente, de acordo com as mesmas referências anteriores.

A formulação utilizada para as variáveis, exposta no Capítulo 3 (Tabela 2), garante que apenas um tipo de cabo é conectado entre dois aerogeradores, substituindo a restrição expressa na Equação 4.5 que visa garantir um único tipo de cabo utilizado entre qualquer par de nós. Além de substituir também a restrição da Equação 4.2 que formula o modelo determinando a conexão do nó i ao nó j usando o cabo tipo t . A restrição da Equação 4.6 que define o máximo número de cabos submarinos que entram na subestação coletora é modelada por outra penalização que tem por objetivo penalizar, durante o processo evolutivo, as topologias que apresentam número de cabos entrando na subestação diferentes do valor atribuído pelo usuário da otimização proposta. Por fim, o não cruzamento de cabos proposto pela Equação 4.10 também é colocado sob a forma de penalização às topologias que apresentarem tais problemas.

4.1.1 Resultados Obtidos

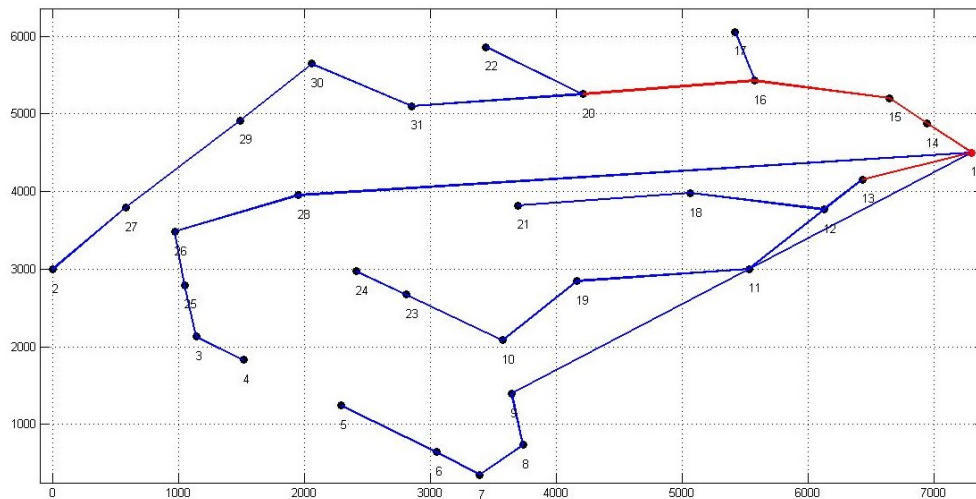
Esta subseção irá apresentar os resultados obtidos através da otimização do sistema de dados proposto pela referência [36] apresentado na subseção anterior. A primeira função objetivo considerada é idêntica à função objetivo do trabalho [36] e visa minimizar os custos de cabos do parque eólico. A equação para tal função de mérito é exposta na Equação 4.12. O termo Pen é o mesmo apresentado na Seção 3.4.2, que visa garantir a conexão de todos os aerogeradores entre eles e entre à subestação coletora. As penalizações Pen_1 , Pen_2 e Pen_3 visam penalizar, utilizando o mesmo valor empírico de 1000, respectivamente, as

topologias que apresentam cabos que superam seus limites de condução em ampacidade; evitar as topologias que apresentem cruzamento de cabos e evitar topologias com número de alimentadores chegando na subestação coletora diferente de quatro, tendo por base a topologia encontrada pela referência [36] apresentada na Figura 19 e simulada na Figura 20. O termo CC é o mesmo apresentado na Equação 3.3.

$$FOB_{1,1} = Min [Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2 \cdot Pen_3 \cdot CC] \quad (4.12)$$

Executando a otimização descrita através dos métodos BA e GWO, a melhor topologia encontrada do processo de otimização possui o custo de cabo CC com valor de $9,2624 \cdot 10^6$ \$ e é exposta na Figura 21. Todas restrições foram atendidas, ou seja, todos os aerogeradores estão conectados entre si e a subestação, a ampacidade dos cabos foi respeitada, não há cruzamento de cabos e o número de alimentadores proposto foi quatro, conforme definido. Percebe-se, portanto, que todas as definições e restrições do trabalho [36] foram respeitadas e o valor de custo de cabos obtido foi inferior ao exposto na Figura 20, demonstrando assim a eficácia da metodologia proposta ao problema de roteamento deste trabalho.

Figura 21 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização. Custo total obtido de $9,2624 \cdot 10^6$ \$



Fonte: Elaborado pelo autor.

No algoritmo BA, foram utilizadas populações de tamanhos 100, 200, 500 e 1000 indivíduos com diferentes valores de α (0,85; 0,9 e 0,95) e λ com valores de (0,05; 0,1 e 0,15). Cada uma das configurações de parâmetros realizadas foi executada 10 vezes. A Tabela 11 apresenta a eficiência percentual obtida, ou seja, o número de vezes em que a melhor solução é obtida, para cada combinação de parâmetros realizada. No algoritmo GWO, foram utilizadas populações de tamanhos 100, 200, 500 e 1000 indivíduos e para cada configuração o algoritmo foi executado 5 vezes. A Tabela 12 apresenta a eficiência

percentual obtida para cada configuração ajustada, também representando o número de vezes em que a melhor solução foi encontrada. Para ambos os algoritmos, o número de estagnações máximo ajustado foi 400 e o número de iterações máximo foi 2000.

Tabela 11 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	70	80	70
	0,1	80	70	90
	0,15	80	70	80
200	0,05	70	80	90
	0,1	60	80	70
	0,15	90	70	70
500	0,05	80	80	70
	0,1	70	80	80
	0,15	70	70	80
1000	0,05	80	90	70
	0,1	80	80	70
	0,15	80	80	90

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 12 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	40	60	60	80

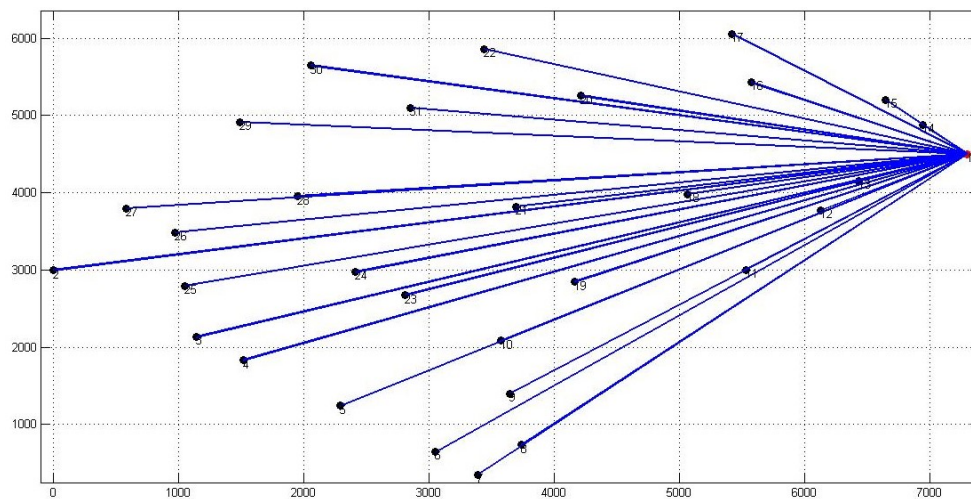
Fonte: Elaborado pelo Autor

A segunda função objetivo considerada faz referência à maximização da confiabilidade. Confiabilidade não foi um parâmetro considerado no estudo referenciado por [36] durante a otimização, já que nessa referência a análise de confiabilidade foi feita após a otimização. O objetivo, portanto, é considerar confiabilidade durante o processo de otimização e, inicialmente, é considerada apenas a maximização da confiabilidade, independente dos outros parâmetros. Assim, a equação para tal função de mérito é a análoga à exposta na Equação 3.28. São acrescentados apenas os termos Pen_1 e Pen_2 para não exceder a ampacidade definida dos cabos e evitar topologias que apresentem cruzamento de cabos.

$$FOB_{2,1} = Min \left[\frac{Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2}{\left(\sum_{i=1}^N GR_i + GRA \right)} \right] \quad (4.13)$$

Realizando a otimização através dos métodos BA e GWO, a melhor topologia encontrada do processo de otimização apresenta $GRA = 1$, pois em todos os cenários, todos os índices GR obtidos foram superiores ao GR crítico. O somatório dos índices GR obtidos foi de 29 e a média dos índices foi 0,9667. Assim, o valor da função objetivo referente foi de 0,0333. As penalidades foram respeitadas, estando todos os aerogeradores conectados e a ampacidade dos cabos sendo atendida, bem como não havendo cruzamento de cabos. A topologia encontrada vai de acordo com o esperado, pois ao se maximizar confiabilidade como critério único, em topologias radiais é esperado que todos os aerogeradores se conectem diretamente à subestação coletora, como ocorrido no resultado ilustrado pela Figura 22.

Figura 22 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização com função de mérito expressa pela Equação 4.13



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o algoritmo BA e o algoritmo GWO, as simulações foram executadas seguindo os mesmos parâmetros da simulação de Equação 4.12. A Tabela 13 e Tabela 14 apresentam a eficiência percentual obtida para cada combinação de parâmetros realizada em relação ao valor ótimo encontrado da função objetivo, para os algoritmos BA e GWO, respectivamente.

Tabela 13 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	60	80	60
	0,1	60	80	80
	0,15	70	80	90
200	0,05	60	70	80
	0,1	60	80	70
	0,15	80	90	80
500	0,05	80	80	70
	0,1	70	80	80
	0,15	70	70	70
1000	0,05	60	90	70
	0,1	70	90	70
	0,15	70	90	90

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 14 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	60	60	80	80

Fonte: Elaborado pelo Autor

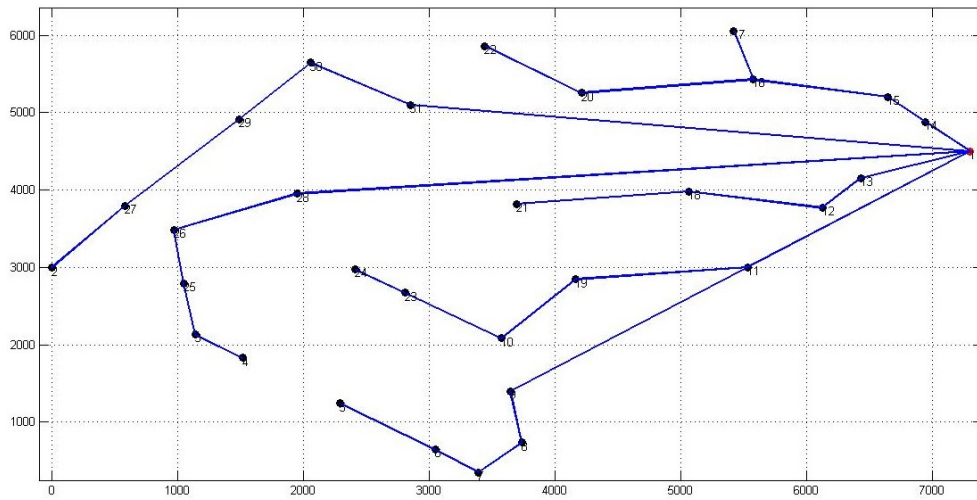
A terceira função objetivo considerada é, inspirada no capítulo anterior, uma associação da minimização de custo de cabo com a maximização da confiabilidade, sendo, portanto, uma função de mérito híbrida entre os parâmetros até então considerados individualmente. A formulação para esta função de mérito é exposta na Equação 4.14.

$$FOB_{3,1} = Min \left[\frac{Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2 \cdot CC}{\left(\sum_{i=1}^N GR_i + GRA \right)} \right] \quad (4.14)$$

A otimização através dos métodos BA e GWO encontrou a melhor topologia tendo $GRA = 1$ e o somatório dos índices GR igual a 27,2. O custo de cabos obtido para a topologia encontrada foi de $9,1436 \cdot 10^6$ \$. Assim, o valor da função objetivo referente foi de $3,2424 \cdot 10^5$. As penalidades Pen , Pen_1 e Pen_2 foram respeitadas, tendo sido, portanto, os respectivos valores unitários. A topologia encontrada é condizente com o esperado por obter um valor de confiabilidade entre os limites impostos ao se minimizar somente custo de cabos (onde o valor da parcela da confiabilidade obtida foi de $GRA = 0,8333$ e

$\sum_i^N GR_i = 26, 2)$ e ao se maximizar confiabilidade, de forma individual, apresentando um valor intermediário de confiabilidade, portanto. A topologia encontrada está apresentada na Figura 23 e a Tabela 15 e Tabela 16 apresentam a eficiência percentual obtida para cada combinação de parâmetros realizada em relação ao valor ótimo encontrado, para os algoritmos BA e GWO, respectivamente, seguindo os mesmos parâmetros das simulações anteriores.

Figura 23 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização com função de mérito expressa pela Equação 4.14



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 15 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	60	80	60
	0,1	60	70	70
	0,15	70	90	70
200	0,05	60	70	80
	0,1	50	70	90
	0,15	80	80	90
500	0,05	70	90	80
	0,1	70	80	80
	0,15	80	70	80
1000	0,05	70	90	70
	0,1	70	80	80
	0,15	90	90	80

Fonte: Elaborado pelo Autor

Tabela 16 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	70	70	70	80

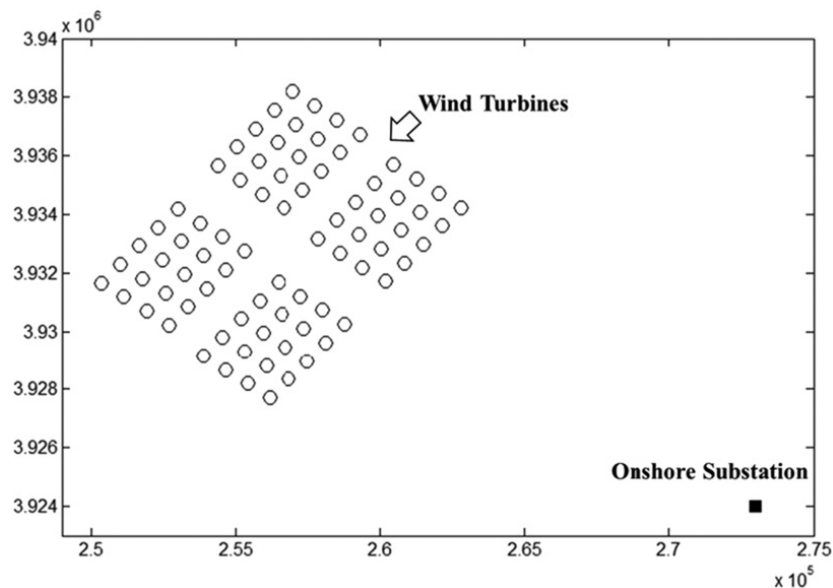
Fonte: Elaborado pelo Autor

4.2 SEGUNDA ANÁLISE COMPARATIVA

Esta seção tem como objetivo apresentar a segunda análise deste Estudo de Casos, baseado em outro trabalho da literatura, referenciado em [25]. Este artigo apresenta uma metodologia eficiente para projetar de maneira otimizada o roteamento da conexão interna dos cabos de um parque eólico *offshore*, que, para tanto, vários algoritmos, como o algoritmo genético baseado em *k-clustering* e árvore de abrangência mínima. Aliado a essa otimização, a referência também propõe a otimização da localização da subestação coletora *offshore*, baseada em reconhecimento de padrões. Ao executar a otimização, o roteamento dos cabos conectores é determinado de forma a minimizar o custo total, que é a soma de custos de construção, perda de energia, manutenção e confiabilidade.

O parque eólico considerado na referência [25] como um sistema teste consiste 80 aerogeradores idênticos de $3MW$, sendo, portanto, a capacidade total do parque igual a $240MW$. A Figura 24 mostra a localização dos aerogeradores, bem como a localização de uma subestação *onshore*.

Figura 24 – Disposição dos aerogeradores do parque eólico *offshore* considerado em [25].



Fonte: [25]

Para modelagem completa no presente trabalho idêntica à do trabalho [25], apresenta-

se a seguir os cálculos de custos envolvidos. O custo de construção dos cabos é calculado na referência [25] da mesma forma que o apresentado em Equação 3.3. O custo de confiabilidade exposto pelo trabalho [25] é modelado pelo cálculo exposto na Seção 3.1.2.2 e o custo de confiabilidade final é apresentado na Equação 3.12.

Se algumas turbinas eólicas que dependem do cabo 'ij' estiverem com defeito, a corrente máxima que flui através do cabo 'ij' é calculada como apresentado na Equação 4.15, em que n_f é o número de falhas entre os aerogeradores que estão após 'ij', inferior a n_{ij} [25]. O número de aerogeradores disponíveis é $n_{ij} - n_f$. V_{IG} é a tensão nominal do parque eólico, pf é o fator de potência, A e U são a disponibilidade e a indisponibilidade de aerogeradores, respectivamente, já formuladas na Equação 3.8 e Equação 3.9. O parâmetro P_R refere-se à potência nominal do aerogerador, de valor 3 MW.

$$I_{ij}^2(n_f) = \left[\frac{(n_{ij} - n_f) \cdot P_R}{V_{IG} \cdot pf} \right]^2 \cdot \binom{n_{ij}}{n_f} \cdot A^{n_{ij}-n_f} \cdot U^{n_f} \quad (4.15)$$

A perda de potência esperada no cabo 'ij' é representada pela Equação 4.16, onde R_{ij} representa a resistência do tipo de cabo usado por unidade de comprimento, δ é um fator de perda de carga e T é 8760 horas, como já apresentado na Seção 3.1.2.2. O custo da perda de energia para todos os cabos do roteamento interno é expresso pela Equação 4.17, sendo o somatório da Equação 4.16 para todos os cabos 'ij' existentes no parque eólico, sendo π a mesma variável apresentada na Seção 3.1.2.2. [25]

$$PL_{ij} = R_{ij} \cdot L_{ij} \cdot \delta \cdot T \cdot \left(\sum_{n_f=0}^{n_{ij}} I_{ij}^2(n_f) \right) \quad (4.16)$$

$$PLC = \pi \cdot \sum_{\forall ij} PL_{ij} \quad (4.17)$$

O custo de manutenção expresso na função de mérito do trabalho [25] é o mesmo para todos os aerogeradores. Assim, independentemente da topologia de roteamento dos cabos previstos, o custo de manutenção é calculado somente para cabos, e não aerogeradores [25]. Quanto maior o comprimento do cabo, maior a probabilidade de falha do mesmo, e o custo de manutenção do parque eólico é expresso pela Equação 4.18, onde cmc é uma constante que representa o custo de manutenção do cabo.

$$MC = \sum_{\forall ij} cmc \cdot \frac{rt}{rt + \frac{1}{\lambda_{ft} \cdot L_{ij}}} \quad (4.18)$$

O custo total do parque eólico pode ser calculado pela Equação 4.19, que representa a soma dos custos de construção, manutenção, perdas e confiabilidade, expostos anteriormente [25]. O custo de construção é aportado no primeiro ano, mas os outros três

custos são distribuídos anualmente durante toda a vida útil da fazenda eólica *offshore*. Esses custos são avaliados como o custo presente considerando uma taxa de juros (ir) e o tempo de vida útil (lt).

$$TC = CC + \left[(PLC + RC + MC) \cdot \sum_{t=1}^{lt} \left(\frac{1}{1 + ir} \right)^t \right] \quad (4.19)$$

Os dados considerados no trabalho [25] para a otimização da função objetivo dada pela Equação 4.19 estão expostos na Tabela 17 até a Tabela 19. A Tabela 17 apresenta a tabela de cabos utilizados, com valores de resistência, custo de construção e capacidade. A Tabela 18 apresenta os valores das taxas de falha e tempo de reparo dos cabos condutores, bem como os valores de disponibilidade e indisponibilidade dos aerogeradores, para ser embutidos no cálculo do custo de confiabilidade da Equação 3.12 e também no cálculo do custo de manutenção dos cabos da Equação 4.18. Por fim, os dados da Tabela 19 apresentam os parâmetros V_{IG} , π , δ , pf , lt , ir e T necessários utilizados para o cálculo dos custos totais apresentados anteriormente.

Tabela 17 – Dados dos cabos condutores da rede interna do parque eólico de [25].

Tipo de Cabo	1	2	3	4
Resistência (Ω/km)	0,344	0,130	0,064	0,038
Custo de Construção ($\\$/km$)	12,19	13,96	15,75	18,89
Capacidade Nominal (MW)	13,4	23,0	32,7	39,5

Fonte: [25]

Tabela 18 – Dados de confiabilidade dos cabos condutores e dos aerogeradores em [25].

Componente	λ ($f/km, ano$)	r (h/ano)	A	U
Aerogerador	-	-	0,9	0,1
Cabos	0,0012	0,1671	-	-

Fonte: [25]

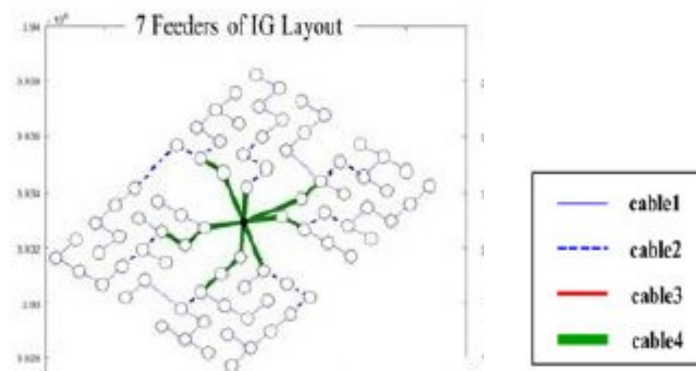
Tabela 19 – Outros parâmetros considerados para otimização em [25].

Parâmetro	Valor
V_{IG}	33 kV
δ	0,2515
pf	0,95
π	0,246 (\$/kWh)
lt	20 anos
ir	7 (%/ano)
T	8760 horas

Fonte: [25]

A otimização do trabalho [25] propõe como resultado para o roteamento de cabos a topologia exposta na Figura 25, sendo 7 o número de alimentadores que chegam à subestação coletora, para este caso. A Tabela 20 apresenta o resultado dos custos obtidos pela referência [25] para esta topologia, realçando que foram utilizados para este caso apenas os cabos dos tipos 1, 2 e 4.

Figura 25 – Resultado da otimização para roteamento de cabos considerando 7 alimentadores chegando na subestação coletora.



Fonte: [25]

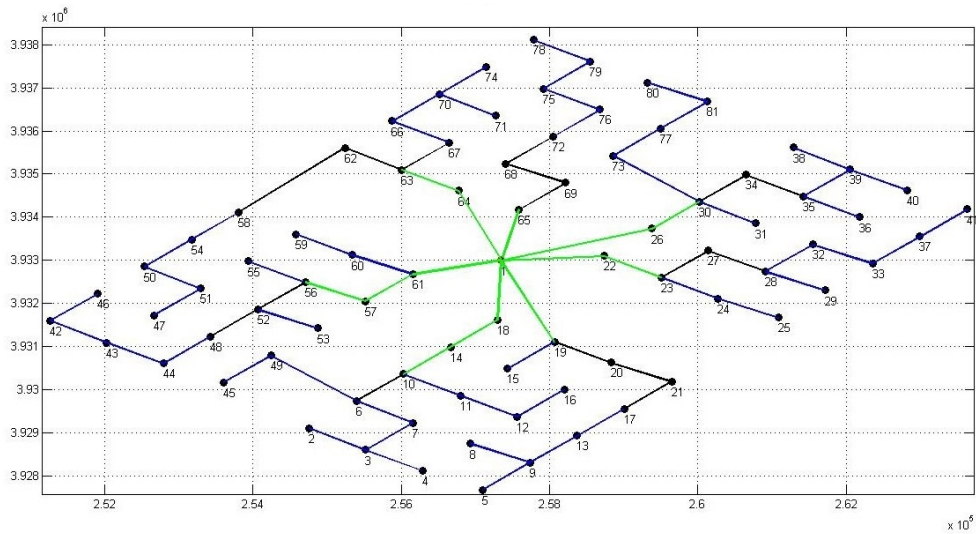
Tabela 20 – Resultado em termos dos custos obtidos para topologia da Figura 25.

Parâmetro	Valor
Alimentadores da Subestação	7
Cabos Permitidos	1, 2, 4
TL [<i>km</i>]	86,27
CC [\$]	1206,07
PL [<i>MWh</i>]	4484,07
PLC [$\$ \cdot 10^5$]	11,03
EENU [<i>MWh</i>]	2176,12
RC [$\$ \cdot 10^5$]	5,35
MC [$\$ \cdot 10^5$]	0,63
TC [$\$ \cdot 10^5$]	1386,33

Fonte: [25]

O objetivo neste momento é realizar a otimização do parque eólico proposto pelo trabalho [25] através da metodologia proposta nesta dissertação. Primeiramente, fez-se a modelagem da Equação 4.19 para a topologia do trabalho [25], apenas para certificar da assertividade na interpretação dos dados. Algumas divergências encontradas nos valores numéricos propostos em relação à referência [25] são devido à aproximação gráfica para captura das posições dos aerogeradores e da subestação coletora realizada a partir da Figura 24. Os valores encontrados para os custos estão dispostos na coluna referente à Figura 26 da Tabela 27, servem como parâmetro de referência de forma comparativa para otimização proposta nesta seção, e são compatíveis com os da referência [25], salvo as divergências numéricas comentadas. É importante ressaltar o valor de cmc considerado foi de $cmc = 4777$ na proposta de obter o mesmo valor de MC exposto na Tabela 20, uma vez que a referência [25] não apresenta o valor considerado para tal cálculo. A Figura 26 apresenta a modelagem considerada da topologia de roteamento obtida pelo trabalho [25] apresentada na Figura 25, onde o cabo azul representa o cabo 1, o cabo preto representa o cabo 2 e o cabo verde, por sua vez, o cabo 4.

Figura 26 – Modelagem considerada para topologia de roteamento obtida por [25].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Destaca-se que os custos anteriores não são resultado da otimização proposta, mas apenas da adequação da modelagem (equacionamento) desenvolvido nesta dissertação para o parque eólico da referência [25]. Para a execução da otimização proposta, a função objetivo considerada é a mesma da referência citada, Equação 4.19. Dentro do cálculo da função objetivo, é considerado o mesmo fluxo de potência linearizado utilizado na Seção 4.1, tendo sido as correntes elétricas obtidas a partir da Equação 4.11. A mesma lógica para seleção de cabos considerada na Seção 4.1 é executada aqui, onde, considerando os diferentes tamanhos disponíveis de cabo, para cada ramo do sistema coletor é selecionado o cabo de menor ampacidade que permite a passagem da corrente que o percorre. As penalizações já descritas na mesma seção também são aplicadas à função de mérito visando impedir configurações com passagem de corrente superior à maior ampacidade de cabo disponível. A ampacidade considerada para os cabos 1, 2, 3 e 4 foi de, respectivamente, 257 A; 430 A; 600 A e 721 A [48]. A resistência dos mesmos foi considerada conforme o exposto na Tabela 17. A penalização que visa definir o número de cabos entrando na subestação também é aplicada com o objetivo de obter a topologia com 7 alimentadores na subestação, conforme definido na Tabela 20. O não cruzamento de cabos também é colocado sob a forma de penalização às topologias que apresentarem tais problemas, visto que a referência [25] também evita tal ocorrência em seu algoritmo.

4.2.1 Resultados Obtidos

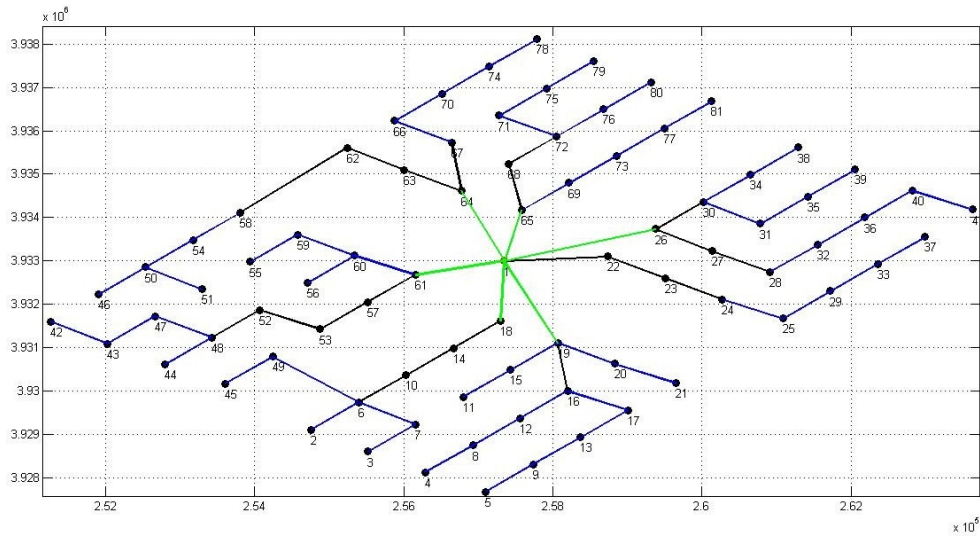
Nesta subseção, serão apresentados os resultados obtidos através da otimização do parque eólico da referência de número [25]. A equação desta função de mérito é formulada na Equação 4.20 com os termos Pen , Pen_1 , Pen_2 e Pen_3 já definidos na Seção 4.1 e o

termo TC na Equação 4.19.

$$FOB_{1,2} = \text{Min} [Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2 \cdot Pen_3 \cdot TC] \quad (4.20)$$

A otimização proposta na metodologia desta dissertação foi executada seguindo os mesmos métodos bio-inspirados e a melhor topologia encontrada possui o custo total TC com valor de $1219,5 \cdot 10^5 \$$, sendo exposta na Figura 27 e os custos obtidos para essa topologia encontrada estão dispostos na Tabela 27 na coluna referente à topologia mencionada. As penalidades tiveram seus valores unitários obtidos, ou seja, foram respeitadas. O valor de custo total obtido, bem como dos custos individuais, foi inferior ao exposto na coluna referente à Figura 26 na Tabela 27, demonstrando assim, mais uma vez a eficácia da metodologia proposta nesta dissertação para o problema de roteamento discutido neste trabalho. A execução dos algoritmos de otimização BA e GWO foram feitas seguindo as mesmas configurações e parâmetros apresentados na Seção 4.1. A Tabela 21 e Tabela 22 ilustram a eficácia dos algoritmos para a busca em relação à topologia apresentada.

Figura 27 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 21 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	60	50	70
	0,1	80	70	60
	0,15	60	70	60
200	0,05	70	70	80
	0,1	60	60	50
	0,15	70	50	50
500	0,05	70	70	60
	0,1	50	50	50
	0,15	70	60	80
1000	0,05	80	80	70
	0,1	70	70	80
	0,15	80	60	70

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 22 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GW0

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	40	60	80	100

Fonte: Elaborado pelo autor.

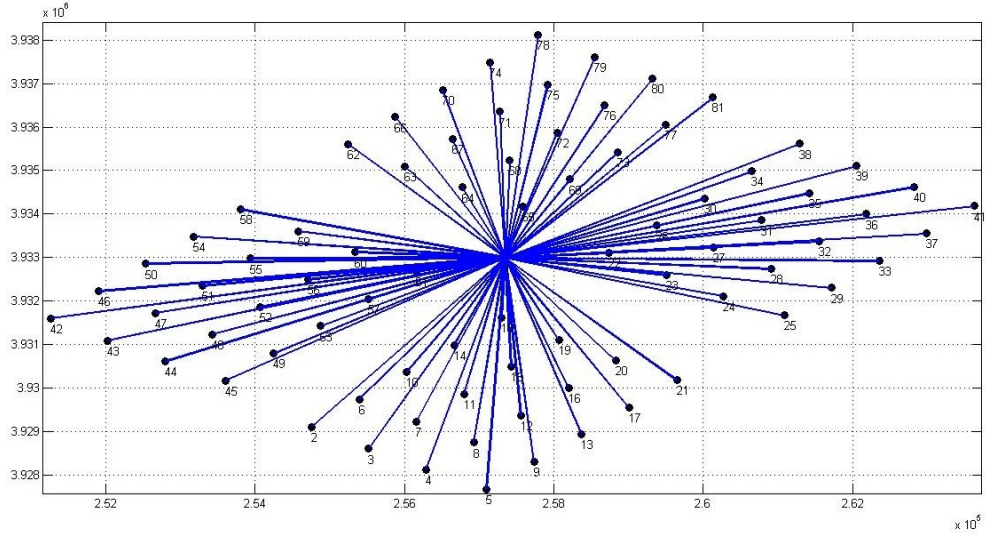
A segunda função de mérito considerada, assim como feito na Seção 4.1, abrange a maximização da confiabilidade individualmente, independente dos outros critérios. A equação dessa função de mérito é, portanto, tal qual exposta na Equação 4.21, inspirada na Equação 3.29. São acrescentados apenas os termos Pen_1 e Pen_2 para não exceder a ampacidade definida dos cabos e evitar topologias que apresentem cruzamento de cabos.

$$FOB_{2,2} = Min \left[Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2 \cdot (RC) \cdot \sum_{t=1}^{lt} \left(\frac{1}{1+ir} \right)^t \right] \quad (4.21)$$

A topologia encontrada através da execução da otimização proposta vai ao encontro do que era esperado, tal como ocorreu no sistema tutorial e no primeiro estudo comparativo deste capítulo. Ou seja, a topologia esperada e obtida configura todos os aerogeradores se conectando diretamente à subestação coletora, conforme a Figura 28. O valor da função objetivo foi de $1,6621 \cdot 10^4$, sendo $RC = 1,5689 \cdot 10^3\$$ e $EENU = 6,3776 MWh$. As penalidades foram respeitadas, sendo, portanto, seus valores obtidos unitários. Os valores de custo de construção e de confiabilidade obtidos para a topologia encontrada

estão dispostos na coluna referente à Figura 28 da Tabela 27. As eficiências obtidas dos algoritmos otimizadores também estão expostas na Tabela 23 e Tabela 24.

Figura 28 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 23 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	50	60	60
	0,1	70	60	70
	0,15	70	80	70
200	0,05	70	90	60
	0,1	60	60	70
	0,15	70	70	70
500	0,05	80	70	70
	0,1	60	70	60
	0,15	60	70	70
1000	0,05	80	70	90
	0,1	60	80	90
	0,15	70	90	70

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 24 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	60	60	60	80

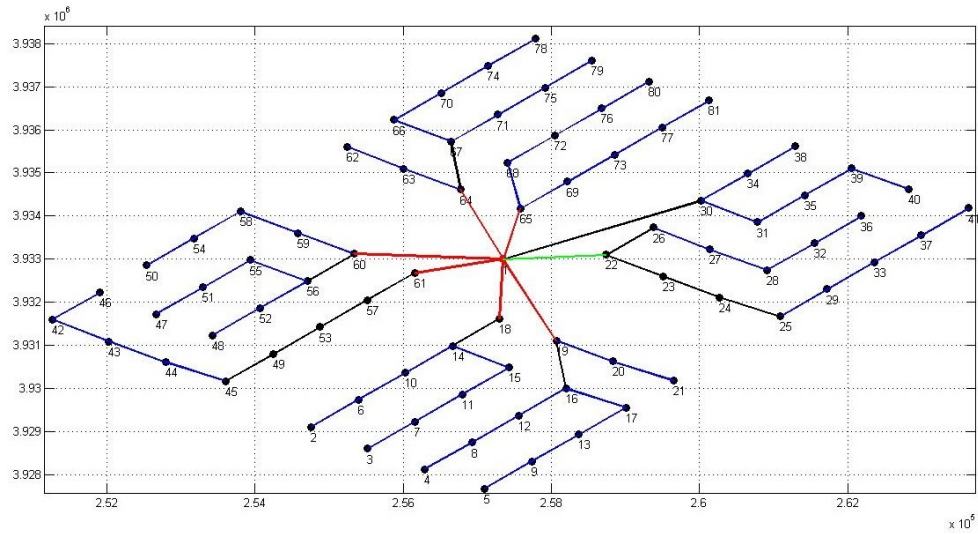
Fonte: Elaborado pelo autor.

A terceira função objetivo considerada para o parque eólico em estudo, na mesma linha do caso tutorial exposto no Capítulo 3, envolve custo de construção de cabos e confiabilidade simultaneamente. O objetivo é a otimização focando a minimização dos custos de cabos e a maximização da confiabilidade. O equacionamento para essa função de mérito é apresentado através da Equação 4.22. As penalidades aplicadas nesse caso visam à respeitar o limite de ampacidade dos cabos conectores e evitar topologias que apresentem cruzamento de cabos.

$$FOB_{3.2} = Min \left\{ Pen \cdot Pen_1 \cdot Pen_2 \cdot \left\{ CC + \left[RC \cdot \sum_{t=1}^{lt} \left(\frac{1}{1+ir} \right)^t \right] \right\} \right\} \quad (4.22)$$

A topologia obtida através da metodologia proposta nesta dissertação vai de acordo com o esperado nos estudos prévios já apresentados neste trabalho, e apresenta-se na Figura 29. As linhas azul, preta, vermelha e verde representam, respectivamente, os cabos 1, 2, 3 e 4. O valor da função objetivo foi de $1,0681 \cdot 10^8$, sendo o valor de custo de cabos de 1035,4\$ e o custo de confiabilidade igual à $RC = 3,0855 \cdot 10^5$ \$, conforme a Tabela 27 na coluna referente à Figura 29. As penalidades, conforme esperado, obtiveram seus valores unitários, garantindo a viabilidade da otimização. A topologia encontrada é condizente com o esperado por ser mais confiável que a primeira função de mérito e menos confiável que a segunda, apresentando um valor intermediário de confiabilidade, portanto. A Tabela 25 e Tabela 26 apresentam a eficiência percentual obtida em relação ao valor ótimo encontrado da função objetivo para os algoritmos BA e GWO, respectivamente.

Figura 29 – Topologia encontrada de roteamento dos cabos após otimização.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 25 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo BA

η	λ	α		
		0,85	0,9	0,95
100	0,05	70	50	70
	0,1	70	60	60
	0,15	80	70	70
200	0,05	80	70	70
	0,1	80	60	60
	0,15	70	70	60
500	0,05	70	60	80
	0,1	70	70	70
	0,15	80	50	60
1000	0,05	80	80	80
	0,1	80	70	70
	0,15	80	80	70

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 26 – Eficiência Percentual (%) Obtida Algoritmo GWO

Nº Indivíduos	100	200	500	1000
Eficiência (%)	40	40	60	80

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 27 – Valores encontrados para as topologias obtidas

	Figura 26	Figura 27	Figura 28	Figura 29
Alimentadores da Subestação	7	7	Livre	Livre
Cabos Permitidos	1, 2, 4	1, 2, 4	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4
TL [<i>km</i>]	79,5929	79,2549	297,0044	79,3173
CC [\$]	1108,6	1067,1	3620,5	1035,4
PL [<i>MWh</i>]	4257,2	4228,6	-	-
PLC \$ · 10 ⁵	10,473	10,402	-	-
EENU [<i>MWh</i>]	1730,9	1363,4	6,3776	1254,3
RC \$ · 10 ⁵	4,2581	3,3540	0,015689	3,0855
MC \$ · 10 ⁵	0,63	0,62801	-	-
TC \$ · 10 ⁵	1271,4	1219,5	-	-
FOB considerada	1271,4	1219,5	1,6621 · 10 ⁴	1,0681 · 10 ⁸

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

Esta seção tem como objetivo a aplicação do método de Simulação de Monte Carlo (SMC) em todos os resultados de topologias de parques eólicos encontrados, tanto na primeira análise da Seção 4.1, quanto da segunda análise, na Seção 4.2., a fim de determinação dos índices de confiabilidade de forma mais realista, ou seja, considerando a natureza probabilística dos regimes de ventos e de falhas em equipamentos (cabos e aerogeradores). Destaca-se que esta determinação é feita após a otimização da rede coletora dos parques eólicos, ou seja, não é integrada ao processo de otimização. Portanto, seu propósito é comprovar a eficácia do modelo de otimização com relação ao critério de confiabilidade, mesmo sob o fato de que este modelo não considera a natureza probabilística das variáveis envolvidas no critério confiabilidade, conforme considerado na SMC. Por isto, a importância da SMC proposta neste subcapítulo para validação dos resultados sob a ótica deste critério.

O método de Monte Carlo pode ser descrito como um método estatístico de análise probabilística que envolve a geração de um grande número de valores aleatórios para cada variável aleatória de entrada. Destaca-se que no estudo da presente dissertação, a variável aleatória consiste na velocidade de ventos da região do parque eólico. A precisão do método de Monte Carlo depende da quantidade dos números aleatórios gerados, ou seja, de amostras. É um método simples e pode ser aplicado para um grande número de problemas e praticamente não há restrição quanto ao tipo de distribuição. Embora o método de simulação de Monte Carlo possa fornecer resultados precisos, sempre requer um grande esforço computacional, pois pode exigir um número de amostras muito grande, o que o torna muitas vezes inviável. Para o estudo proposto nesta dissertação, a aplicação da SMC foi viável com o intuito de obtenção dos índices de confiabilidade utilizados na avaliação

de parques eólicos *offshore*. A seguir é apresentado o pseudo-algoritmo da Simulação de Monte Carlo [49], sendo λ_{WT} e r_{WT} a taxa de falha dos aerogeradores e o tempo médio para reparo dos mesmos, respectivamente.

Algorithm 1 *Simulação de Monte Carlo*

```

1: Inicializar Topologia e Parâmetros  $\lambda_{ft}$ ,  $rt$ ,  $\lambda_{WT}$ ,  $r_{WT}$ 
2: Calcula Taxa de Saída Forçada dos Aerogeradores:  $FOR_{WT} = \frac{\lambda_{WT}}{\lambda_{WT}+1/r_{WT}}$ 
3: Calcula Taxa de Saída Forçada dos Cabos:  $FOR_{cabos} = \frac{\lambda_{ft} \cdot L_{ij}}{\lambda_{ft} \cdot L_{ij} + 1/rt}$ 
4: Define Tolerância  $Tol_{\beta_{GR}}$  e  $NS_{max}$ 
5: Inicializar  $NS = 0$ ;  $\beta_{GR} = 1$ ;  $SGR = 0$  e  $S2GR = 0$ 
6: Enquanto critério de parada não for atendido, faça:
7:   Gera Velocidade de Vento
8:   Obtém a Potência de Saída dos Aerogeradores
9:   Loop 1: número de cabos
10:     $U_L = rand$ ,  $rand \in [0, 1]$ 
11:    Se  $U_L > FOR_{cabos}$ , faça:
12:      Armazena cabo falhado
13:    Fim Se
14:  Fim Loop
15:  Loop 1: número de aerogeradores
16:     $U_{WT} = rand$ ,  $rand \in [0, 1]$ 
17:    Se  $U_{WT} > FOR_{WT}$ , faça:
18:      Armazena aerogerador falhado
19:    Fim Se
20:  Fim Loop
21:  Se Potência dos Aerogeradores  $\neq 0$ , faça:
22:    Calcula Índice  $GR_{cenario}$ 
23:    Calcula Potência Perdida do Cenário  $(1 - GR_{cenario})$ 
24:    Senão, faça:
25:      Define  $GR_{cenario} = 0$ 
26:    Fim Se
27:  Fim Loop
28: Atualiza  $SGR$  e  $S2GR$ 
29:     $SGR = SGR + GR_{cenario}$ 
30:     $S2GR = S2GR + GR_{cenario}^2$ 
31: Calcula  $EGR$ ;  $VGR$ ;  $VVGR$  e  $\beta_{GR}$ 
32:     $EGR = \frac{SGR}{NS}$ 
33:     $VGR = \frac{S2GR - NS \cdot (EGR^2)}{(NS - 1)}$ 
34:     $VVGR = \frac{VGR}{NS}$ 
35:     $\beta_{GR} = \frac{\sqrt{VVGR}}{EGR}$ 
36: fim Enquanto

```

Conforme apresentado no pseudo-algoritmo anterior, pode-se notar que a Simulação de Monte Carlo visa emular o comportamento aleatório das falhas ocorridas nos parques

eólicos considerados. O algoritmo se inicia definindo as características do parque eólico, como a topologia considerada, taxas de falhas e duração do tempo médio de reparo dos aerogeradores e dos cabos de transmissão (linha 1 do pseudocódigo). A seguir, calcula-se as taxas de saída forçada para os aerogeradores e para os cabos do parque eólico considerado, que representam a indisponibilidade do sistema (linhas 2 e 3). Então, define-se as tolerâncias para os critérios de convergência adotados, que podem ser o valor mínimo do coeficiente de variação (β_{GR}) ou o número de iterações máximo (NS_{max}). Então, inicializam-se tais grandezas, além das variáveis que indicam a soma dos índices GR obtidos e a soma dos quadrados dos mesmos, dados por SGR e $S2GR$, respectivamente (linhas 4 e 5).

O processo iterativo da Simulação de Monte Carlo ocorre enquanto um dos critérios de parada não for atingido. Em cada iteração desse algoritmo, gera-se cenários eólicos de velocidade de vento obedecendo sua distribuição de probabilidades, e, conseqüentemente, a potência de saída dos aerogeradores mediante a velocidade de vento obtida (linhas 6, 7 e 8). Para cada cenário, é gerado um número aleatório no intervalo $[0, 1]$ referente aos cabos conectores e aos aerogeradores. Caso a taxa de saída forçada (FOR) de tais elementos seja inferior ao valor aleatório obtido, significa que ocorre falha em tal componente avaliado, então essa falha é armazenada para o cálculo do índice GR em sequência (linhas 9 até 20). Caso a potência de saída dos aerogeradores seja não-nula, mediante o cenário de falhas dos cabos conectores e dos aerogeradores, é executado o algoritmo FEA para determinar quais aerogeradores estão ativos e quais estão inativos, no cenário de falha ocorrido. Sendo assim, pode-se calcular o índice GR do cenário avaliado, bem como a potência perdida do cenário em questão devido à(s) falha(s) ocorrida(s) (linhas 21 até 27). Durante o processo iterativo, atualiza-se os valores de SGR e $S2GR$, já explicados (linhas 28 a 30).

Ao término de cada cenário simulado pelo algoritmo de Monte Carlo, são calculados os índices estatísticos que determinam a convergência do processo, que são o valor esperado do índice GR (EGR), a variância obtida do índice GR (VGR), o valor esperado da variância ($VVGR$) e finalmente o coeficiente de variação, que é uma medida de incerteza, dado por β_{GR} (linhas 31 a 35). A partir disso, o processo iterativo se dá por encerrado quando atinge o critério de convergência (linha 36). Este algoritmo é aplicado às topologias dos parques eólicos apresentados na Seção 4.1 e 4.2.

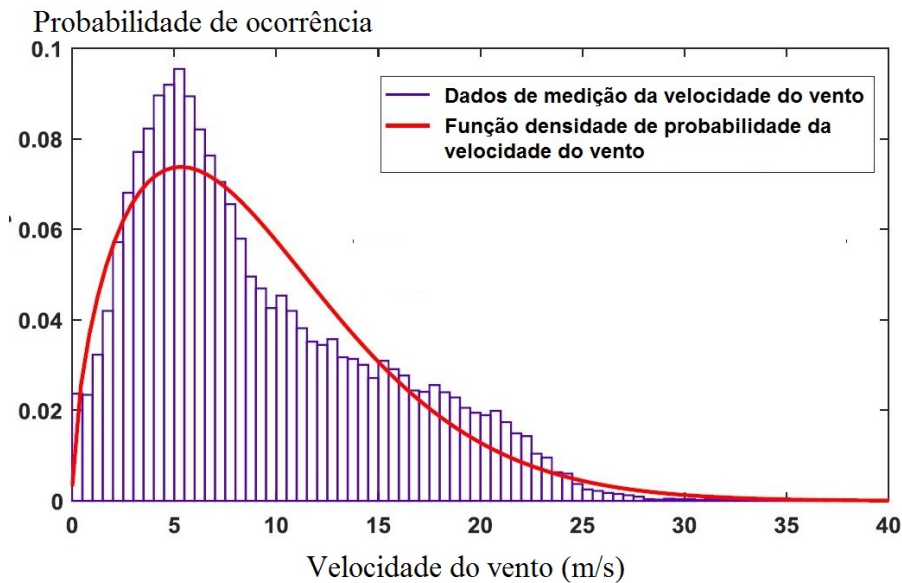
4.3.1 Simulação de Monte Carlo para o Parque Eólico 1

Nesta subseção serão apresentados os resultados obtidos da execução da Simulação de Monte Carlo para as topologias apresentadas da Figura 21, Figura 22 e Figura 23, referentes ao parque eólico considerado na Seção 4.1, baseado na referência [36]. A simulação proposta visa emular o comportamento do parque eólico em funcionamento sujeito às falhas de cabos conectores e de aerogeradores de acordo com a aleatoriedade

proposta pelos dados apresentados pela referência [36].

No gráfico 3, é apresentada a distribuição de probabilidades associada às velocidades de ventos obtidas e mensuradas do parque eólico considerado na Seção 4.1. As medições reais da velocidade do vento na área considerada foram realizadas e aproximadas por uma função de densidade de probabilidades de *Weibull* [36], conforme o Gráfico 3.

Gráfico 3 - Velocidades de ventos mensurados e a função de densidade de probabilidade de *Weibull* considerada a partir dos dados mensurados.

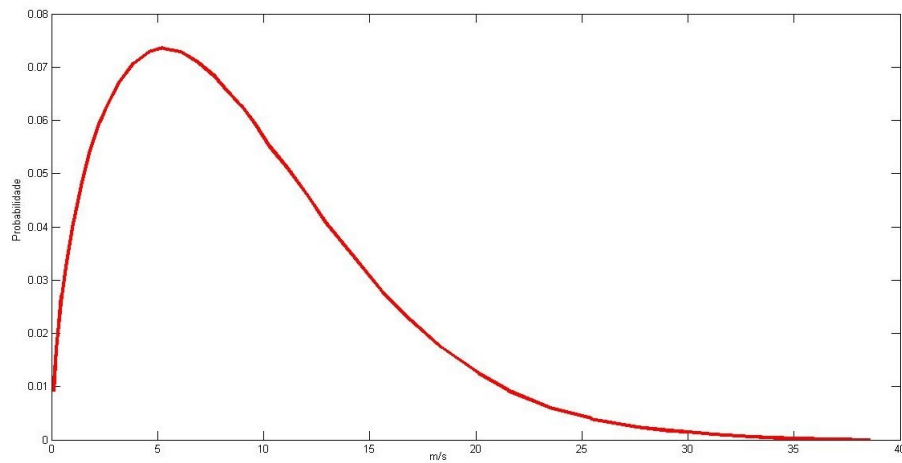


Fonte: [36]

A função densidade de probabilidade (PDF) de *Weibull* é positiva apenas para valores positivos de ' x ' e, caso contrário, é zero. Para valores estritamente positivos do parâmetro de forma ' b ' e do parâmetro de escala ' a ', a função densidade de probabilidade de *Weibull* é dada conforme a Equação 4.23. Para a PDF apresentada, os valores dos parâmetros aproximados, para execução da simulação proposta no que tange à geração de velocidades de ventos regidas por tal distribuição de probabilidades, foram de $a = 10,2450$ e $b = 1,5610$. A curva obtida a partir da equação formada por tais parâmetros pode ser vista no Gráfico 4 representando a PDF a ser considerada para a simulação de Monte Carlo proposta nesta subseção.

$$f(x|a, b) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{x}{a}\right)^{b-1} \cdot e^{-(x/a)^b} \quad (4.23)$$

Gráfico 4 - Função densidade de probabilidade de *Weibull* para os parâmetros $a = 10,2450$ e $b = 1,5610$.

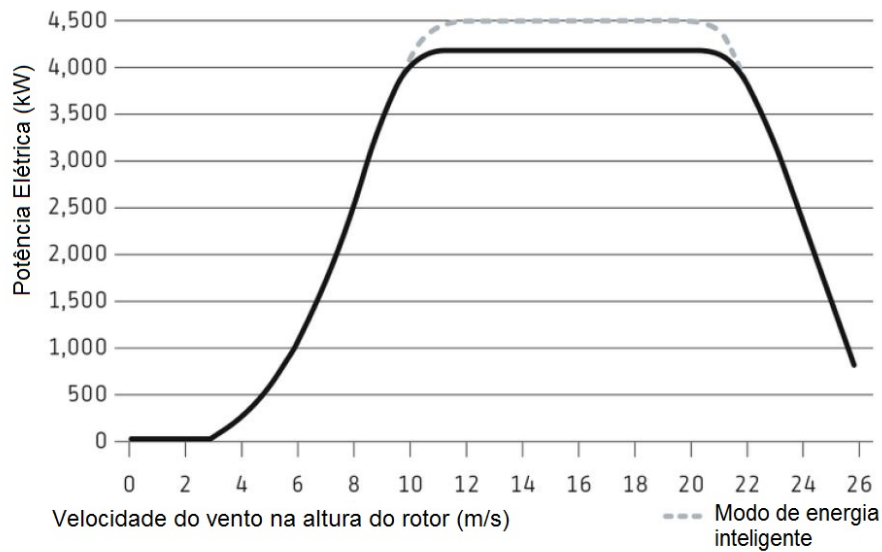


Fonte: Elaborado pelo autor

A partir dos cenários eólicos gerados pela distribuição de *Weibull* apresentada, a definição da potência de saída dos aerogeradores depende da velocidade de vento incidente na região e é guiada pela curva de potência dos aerogeradores. A referência [36] informa que a potência nominal dos aerogeradores utilizados no parque eólico simulado é de 4 MW, porém, não informa a curva de variação da potência de saída do aerogerador com a variação da velocidade de vento incidente. Desta forma, considera-se o aerogerador de 4 MW de potência nominal da marca *Senvion*, com seus dados técnicos disponíveis na referência de número [50]. A curva de potência disponível para tal aerogerador é representada pelo Gráfico 5 e utilizada no modelo de simulação de Monte Carlo desta subseção, sendo retirada de um manual de fabricante de aerogeradores, que apresenta as características técnicas do aerogerador considerado.

A Tabela 28 apresenta, por sua vez, os dados de confiabilidade que são utilizados na simulação de Monte Carlo [36]. São apresentadas as taxas de falha e o tempo médio de duração do reparo dos cabos condutores e também dos aerogeradores. Tais dados são de fundamental importância para geração de cenários de falhas, tanto em cabos condutores quanto em aerogeradores, condizentes com a situação mais próxima da realidade possível. Na Tabela 28, $MTTR$ representa rt e r_{WT} apresentados no pseudocódigo da simulação de Monte Carlo, e significa o tempo médio de duração do reparo, ou, do inglês, "*Mean-Time-To-Recovery*".

Gráfico 5 - Curva 'Potência x Velocidade do Vento' para os aerogeradores de [36] utilizada na SMC.



Fonte: [50]

Tabela 28 – Dados apresentados em [36] referentes à confiabilidade para utilização na SMC.

	Quantidade	Taxa de Falha	MTTR
Aerogerador	30	1,5 (1/ano)	490 (horas/ano)
Cabos	30	0,015 (1/ano/km)	1440 (horas/ano)

Fonte: [36]

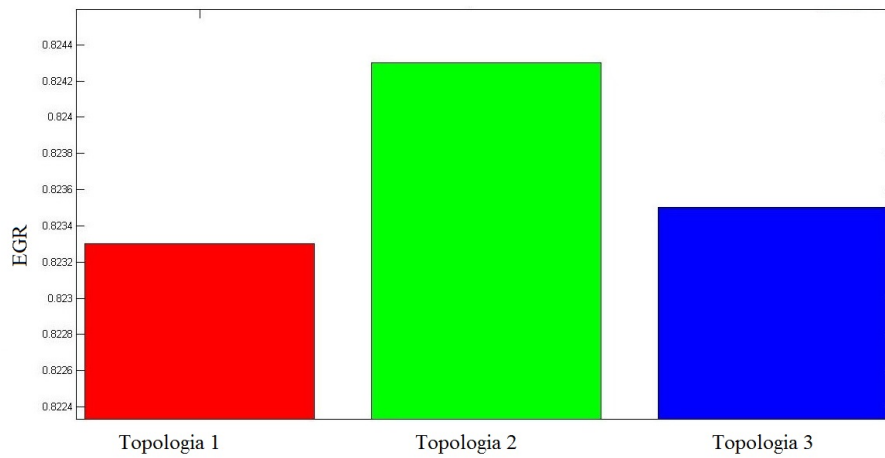
A simulação de Monte Carlo foi executada considerando o critério de convergência sendo apenas a variável β_{GR} atingir a tolerância proposta, que foi de $Tol_{\beta_{GR}} = 1 \cdot 10^{-4}$, ou seja, o número de iterações, ou número de cenários (NS) foi deixado seguir livremente, uma vez que se trata de simulações para planejamento, onde o tempo computacional não é uma restrição à aplicação. Assim, a simulação prosseguiu até que β_{GR} atingisse um valor inferior à $Tol_{\beta_{GR}}$. A simulação foi executada para as topologias da Seção 4.1, referente à Figura 21, Figura 22 e Figura 23. Os resultados dessas execuções estão dispostos na Tabela 29 e também de forma gráfica, pelos Gráficos 6 e 7. O Gráfico 8, por sua vez, apresenta o histograma dos índices GR obtidos durante a execução do algoritmo de Monte Carlo, ou seja, o eixo das abcissas apresenta o valor de GR obtido e o das ordenadas a quantidade de vezes que tal índice foi obtido no decorrer do processo iterativo.

Tabela 29 – Resultados Obtidos para SMC da Seção 4.1

	EGR	PPM (MW)	NS
Topologia Figura 21	0,8233	5,8487	11285806
Topologia Figura 22	0,8243	5,7726	11086689
Topologia Figura 23	0,8235	5,8363	11231424

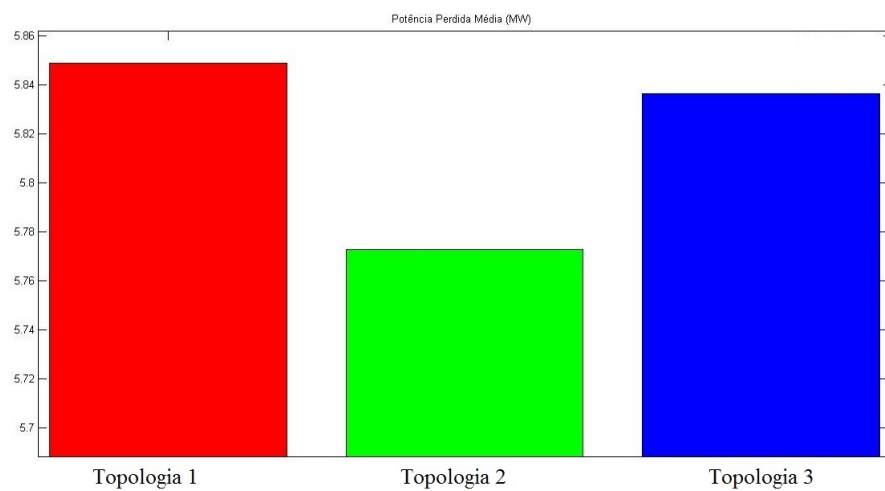
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 6 - Resultados obtidos para o valor esperado do índice GR para as topologias da Seção 4.1.



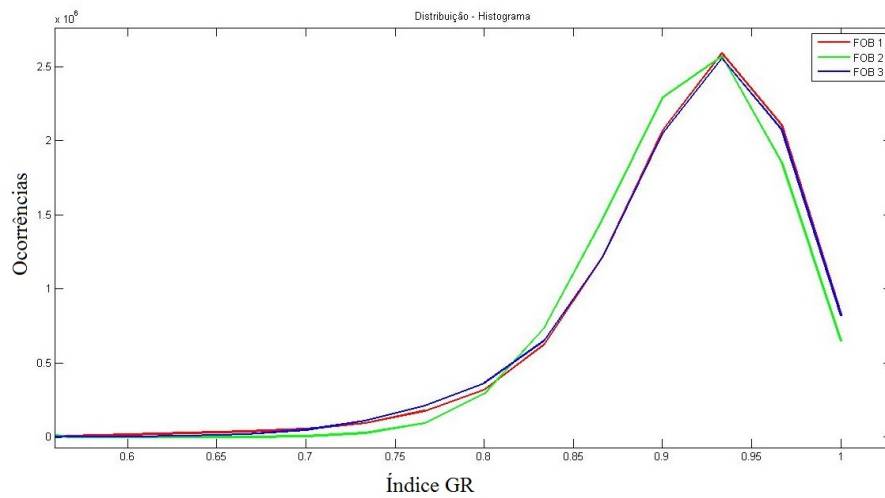
Fonte: Elaborado pelo Autor

Gráfico 7 - Resultados obtidos para a potência média perdida por cenário das topologias da Seção 4.1.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Gráfico 8 - Distribuição ou Histograma obtido a partir dos índices GR gerados no decorrer do algoritmo da SMC para a Seção 4.1.



Fonte: Elaborado pelo Autor

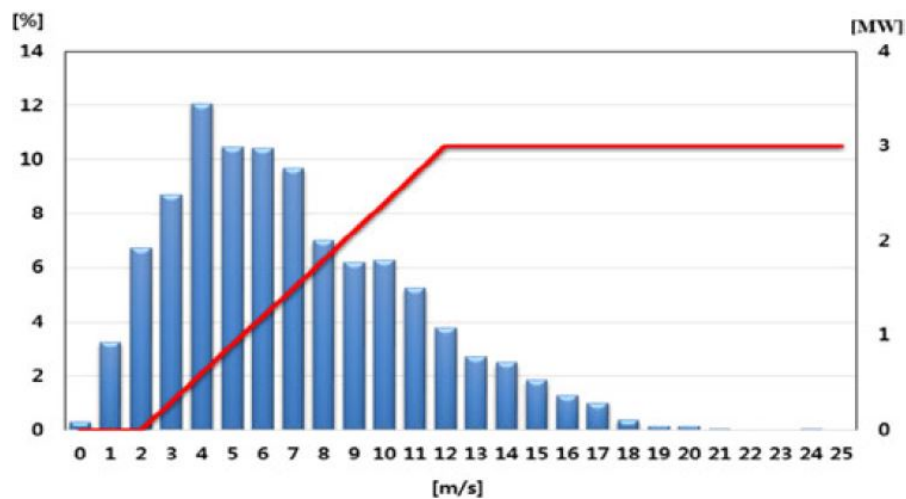
Pode-se notar na Tabela 29 os valores do valor esperado do índice GR (EGR) obtido para as três topologias em análise, bem como a potência perdida média (PPM), que é a potência total perdida durante todos os cenários obtidos pela SMC dividida pelo número de cenários ocorridos (NS). Nota-se, conforme o esperado, que o maior valor de EGR se obteve na topologia da Figura 22, bem como o menor valor de PPM , por ter sido obtida pela maximização apenas da confiabilidade. O segundo maior valor de EGR foi o da topologia da Figura 23, assim como o segundo menor valor de PPM , justamente por ter sido obtida através de uma função híbrida que visa à maximização da confiabilidade e também à minimização dos custos de cabos. Por último, o menor valor de EGR obtido, bem como o maior valor de PPM , foi o da topologia referente à Figura 21. Essa topologia foi obtida sem considerar-se confiabilidade na função de mérito, justificando assim os piores índices deste critério através da SMC. Os números de cenários obtidos para as três simulações se mantiveram próximos até o valor de convergência e, pelo seu alto valor absoluto, demonstra robustez estatística para avaliação através da SMC.

4.3.2 Simulação de Monte Carlo para o Parque Eólico 2

Esta subseção tem como objetivo apresentar os resultados obtidos para a execução da SMC em relação às topologias encontradas e apresentadas na Figura 27, Figura 28 e Figura 29, que são topologias avaliadas para o parque eólico considerado na Seção 4.2 [25]. O objetivo é avaliar a confiabilidade do parque eólico nas topologias propostas sujeito às falhas de cabos conectores e de aerogeradores, bem como a regimes aleatórios de ventos, de acordo com dados de falha, ventos e curva de potência dos aerogeradores [25].

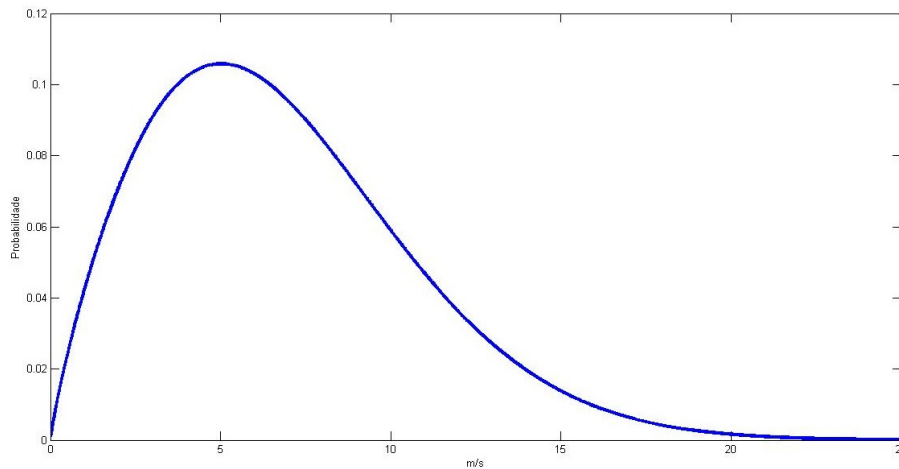
Na referência [25], apresenta-se a curva de potência dos aerogeradores fornecendo a potência de saída em função das velocidades de vento incidentes no parque eólico considerado. A potência nominal dos aerogeradores considerados é de 3 MW e a curva de potência apresentada e disponível para cada aerogerador é representada pelo Gráfico 9, e pode ser utilizada pelo modelo de simulação de Monte Carlo desta subseção [25]. Já os dados de vento disponíveis para os cenários simulados também são apresentados na mesma figura, através das velocidades mensuradas e obtidas no parque eólico considerado na Seção 4.2, com as suas respectivas probabilidades de ocorrência [25]. Tais medições podem ser aproximadas por uma função de densidade de probabilidades de *Weibull* (Equação 4.23), com os parâmetros sendo $a = 7,6958$ e $b = 1,8380$. A curva obtida a partir da equação formada por tais parâmetros pode ser vista no Gráfico 10, representando a PDF a ser considerada para a simulação de Monte Carlo proposta nesta subseção.

Gráfico 9 - Dados de velocidades de ventos mensurados e suas respectivas probabilidades e a curva de 'Potência x Velocidade dos Ventos' considerada em [25].



Fonte: [25]

Gráfico 10 - Função densidade de probabilidade de *Weibull* para os parâmetros $a = 7,6958$ e $b = 1,8380$.



Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 18, é possível identificar os dados de confiabilidade que são considerados para geração de cenários de falhas, tanto em cabos condutores quanto em aerogeradores [25].

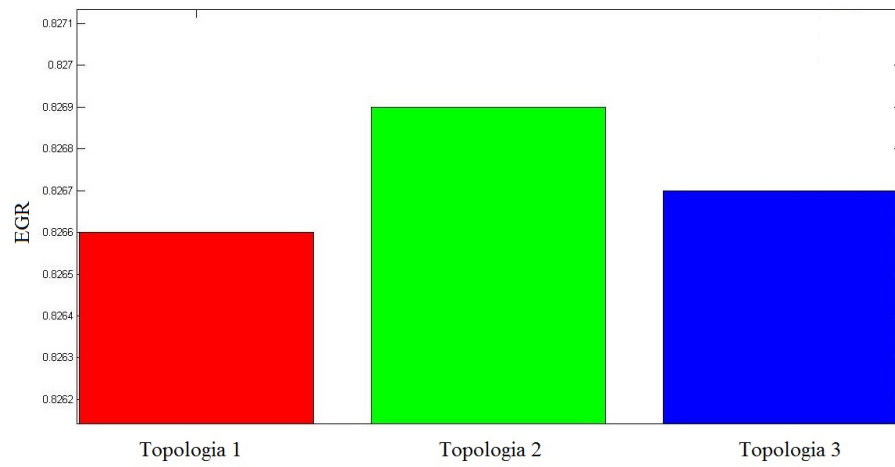
Nesta subseção, a simulação de Monte Carlo foi executada seguindo o mesmo critério de convergência utilizado na subseção anterior. A simulação foi executada para as topologias da Seção 4.2, referentes à Figura 27, Figura 28 e Figura 29. Os resultados dessas execuções estão dispostos na Tabela 30 e da mesma forma que na subseção anterior, estão ilustrados nos Gráficos 11 e 12. O Gráfico 13 apresenta da mesma forma o histograma dos índices GR obtidos durante a execução do algoritmo de Monte Carlo, para as três topologias consideradas.

Tabela 30 – Resultados Obtidos para SMC da Seção 4.2

	EGR	PPM (MW)	NS
Topologia Figura 27	0,8266	11,205	8950117
Topologia Figura 28	0,8269	11,194	8912807
Topologia Figura 29	0,8267	11,204	8933628

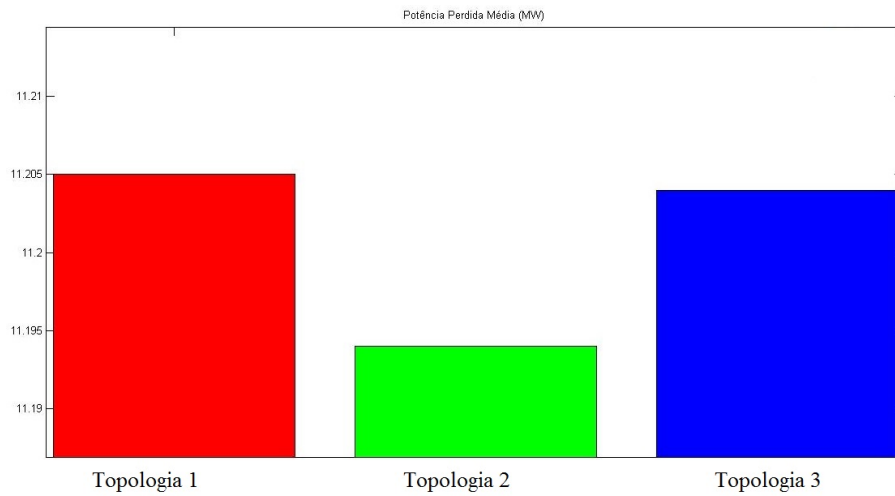
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 11 - Resultados obtidos para o valor esperado do índice GR para as topologias da Seção 4.2.



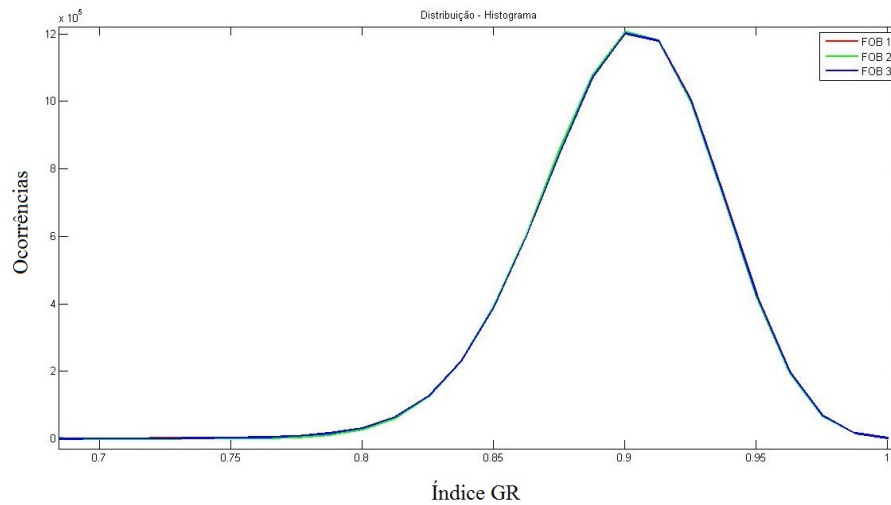
Fonte: Elaborado pelo Autor

Gráfico 12 - Resultados obtidos para a potência média perdida por cenário das topologias da Seção 4.2.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Gráfico 13 - Distribuição ou Histograma obtido a partir dos índices GR gerados no decorrer do algoritmo da SMC para a Seção 4.2.



Fonte: Elaborado pelo Autor

Conforme a análise feita na subseção anterior, nota-se que, conforme pode ser visto na Tabela 30 o maior valor de EGR e o menor valor de PPM se obteve na topologia da Figura 28, por considerar apenas confiabilidade em sua formulação. O segundo maior valor de EGR e o segundo menor valor de PPM foi o da topologia da Figura 29, obtida através de uma função híbrida que visa a maximização da confiabilidade e minimização dos custos de cabos. Por último, o menor valor de EGR e o maior valor de PPM foi o da topologia referente à Figura 27. Essa topologia foi obtida considerando-se confiabilidade, custos de cabos e outras funções de mérito como perdas e custo de manutenção, de forma que a os índices de confiabilidade obtidos foram os piores dessa comparação, por abranger outros parâmetros aos quais a otimização também prioriza, em detrimento das outras formulações propostas que consideram apenas confiabilidade e confiabilidade juntamente com custo de cabos apenas. Os números de cenários obtidos para as três simulações, assim como na subseção anterior, se mantiveram próximos até o valor de convergência e seu alto valor absoluto demonstra robustez estatística para avaliação da SMC.

4.4 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou a implementação dos algoritmos de otimização propostos no capítulo anterior em sistemas de parques eólicos já utilizados na literatura. Na primeira aplicação, buscou-se replicar o parque eólico utilizado na referência de número [36], igualmente feito para segunda aplicação em relação ao parque representado na referência de número [25], inicialmente otimizando a mesma função de mérito, restrições e sistemas de dados propostos. O resultado obtido de tal abordagem foi superior ao

encontrado no trabalho referenciado considerando a mesma função de mérito e sistemas de dados, e com isso pode-se concluir a eficácia da metodologia proposta em relação à otimização. Posteriormente, foi proposta a otimização envolvendo apenas confiabilidade, e depois utilizando função de mérito híbrida que também envolve confiabilidade em meio à otimização, junto ao custo de cabos. Os resultados obtidos dessas otimizações permitem concluir acerca da importância da inserção do requisito de confiabilidade em meio ao processo evolutivo do algoritmo de otimização, pois obteve-se resultados viáveis que atendem aos requisitos de confiabilidade, fundamentais na fase de planejamento de um parque eólico *offshore*, tanto na primeira quanto na segunda referência utilizada para os parques eólicos considerados.

Através da Simulação de Monte Carlo em uma fase pós otimização, pôde ser avaliada a confiabilidade através do valor esperado do índice GR (*EGR*) e também da potência média perdida devido às falhas ocorridas (*PPM*) nas duas aplicações relacionadas à literatura. Com tais resultados, é possível comparar as topologias obtidas como resultado em relação à confiabilidade, conforme feito no decorrer desse capítulo. Conclui-se, portanto, que a ferramenta SMC é viável e se mostrou robusta ao comparar topologias obtidas previamente em termos de roteamento de cabos conectores, para avaliação da confiabilidade neste tipo de problema proposto.

5 AVALIAÇÃO DE ESTRUTURAS TOPOLÓGICAS

Este capítulo tem como objetivo abranger o estudo acerca da inserção de cabos conectores redundantes nas topologias obtidas no Capítulo 4 - Estudos de Casos, e avaliar o impacto dessa inserção para os parques eólicos estudados em termos de custos de instalação, confiabilidade e perdas elétricas. Sabe-se, conforme dito no Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica, que a topologia de roteamento de cabos conectores em parques eólicos *offshore* mais utilizada é a radial, por sua simplicidade e praticidade [36]. Embora seja a mais utilizada, sabe-se que a inserção de cabo(s) redundante(s) na topologia radial conceituada pode ser de importância relevante por colaborar com a confiabilidade do parque eólico, além de evitar a parada total de geração pelo parque em caso de manutenção.

No sistema radial simples convencional, a potência extraída pelos aerogeradores flui pelos cabos submarinos, no caso de um parque eólico *offshore*, até a subestação que pode ser *offshore* ou *onshore*. A alimentação é feita apenas por uma extremidade. É o sistema mais simples e de custo mais baixo, uma vez que não exige redundância na ligação dos cabos condutores. A principal desvantagem é a baixa confiabilidade, uma vez que demanda maior tempo para que o fornecimento seja restabelecido quando há um defeito, pois, nesse caso, todos os aerogeradores conectados à jusante do ponto da falha ocorrida ficam inativos, agravada ainda se tal defeito ocorre próximo ao barramento da subestação coletora, pelo maior número de aerogeradores inativos.

O sistema radial seletivo, ou sistema radial segmentado, possui a capacidade de oferecer alternativa de suprimento. Ou seja, se trata de uma topologia radial com opções de chaveamento ou comutações que podem ser feitas de forma manual ou automática. Para este caso, a confiabilidade é maior em relação à topologia radial simples, uma vez que caso ocorra uma falha em um aerogerador ou cabo submarino, é possível comutar chaves de forma a minimizar os efeitos dessa falha, ou seja, minimizar o número de desligamentos em aerogeradores intactos. Este capítulo visa inserir redundâncias entre pontos alimentadores de topologias radiais prévias obtidas no capítulo anterior e avaliar o impacto dessa inserção. Ou seja, o intuito é transformar um sistema radial simples em um sistema radial seletivo e apresentar o impacto de tal estratégia.

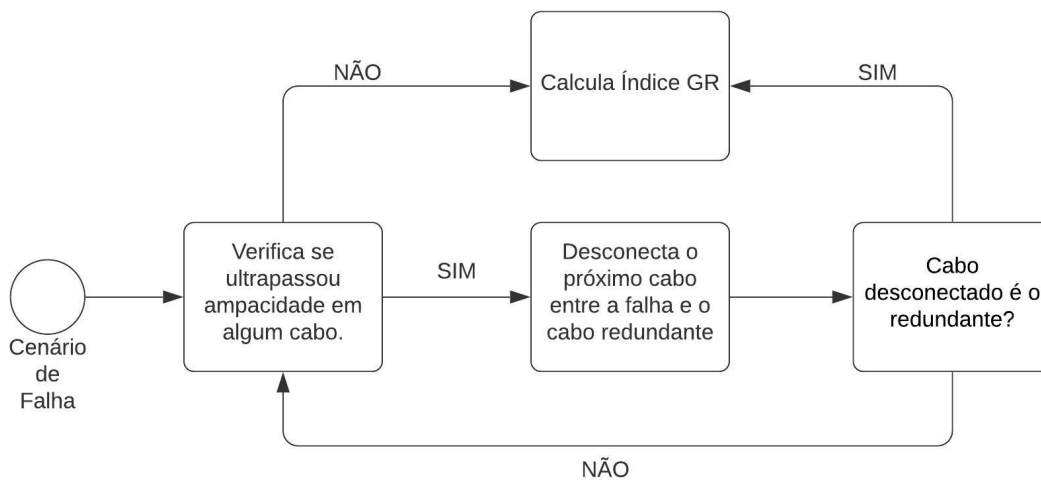
A estratégia adotada para esse capítulo é a avaliação individual dos parques eólicos estudados no Capítulo 4 - Seções 4.1 e 4.2. Para cada um dos parques em estudo, acrescenta-se um cabo conector entre dois pontos de alimentação, resultando, portanto, em uma topologia malhada, para a qual se calcula o novo custo da instalação referente aos cabos, além das perdas elétricas e da confiabilidade.

O cálculo do novo custo de instalação dos parques considerados é feito através da mesma formulação apresentada na Equação 3.3. As perdas elétricas puderam ser calculadas através de um método em que são considerados os efeitos capacitivos e indutivos dos

condutores, cujos valores serão apresentados nas seções específicas para cada aplicação do método. Esse método baseia-se em fluxo de potência AC, em que as barras de geração são consideradas PQ, com $Q = 0$, e as subestações são consideradas barras $V\theta$.

A confiabilidade, por sua vez, é mensurada através da Simulação de Monte Carlo apresentada no capítulo anterior, dada pelo pseudocódigo apresentado na Seção 4.3. Porém, em uma topologia em que existe redundância, dependendo do cenário de falha de cabos condutores que a SMC gerar, existe a possibilidade de algum outro cabo condutor apresentar corrente elétrica superior à sua capacidade de ampacidade. Para tratar essa situação, é proposta uma lógica inserida na SMC antes do cálculo do índice GR proposto na linha 22 do pseudocódigo da Seção 4.3, exposta pelo Fluxograma 2.

Fluxograma 2 - Demonstrativo da lógica utilizada para cálculo do índice GR durante a SMC proposta.



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fluxograma traduz que, a cada cenário de falha gerado pela SMC, é verificado se algum cabo condutor extrapolou os limites de sua ampacidade, e caso isso não ocorra, calcula-se normalmente o índice GR. Caso exista falha de ampacidade, a lógica proposta é desconectar o cabo subsequente entre o cabo sob falha e o cabo redundante proposto, de forma a se testar uma configuração em que não haja ampacidade desrespeitada. Esse ciclo se repete até que se obtenha uma configuração em que não haja problemas com ampacidade e assim se possa calcular o índice GR. O pior caso possível para tal lógica é aquele em que o cabo redundante é desconectado, significando assim que, para o cenário de falha específico gerado, a única solução que respeitaria a ampacidade seria manter a topologia radial. Assim, entende-se que a inserção de cabo redundante em uma topologia

radial sempre visa ao aumento da confiabilidade do parque eólico.

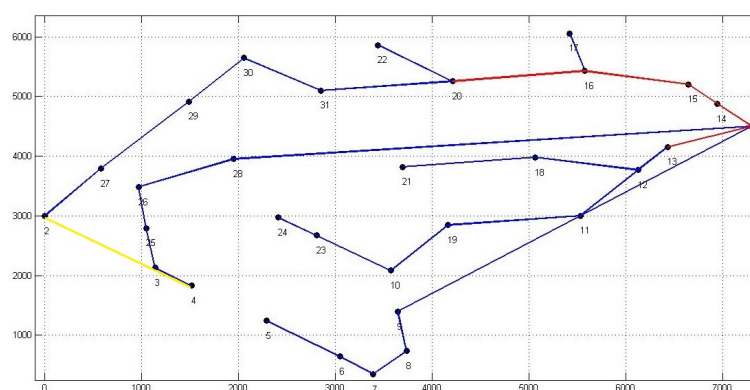
5.1 PARQUE EÓLICO 1

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos da análise topológica para o parque eólico *offshore* considerado, já apresentado na Seção 4.1 [36]. Para a análise proposta, serão consideradas as topologias da Figura 21 e da Figura 23. Os dados para os cabos considerados nesta análise são os mesmos apresentados no capítulo anterior. Além dos valores de resistência, considera-se, para o cabo de 150 mm^2 , os valores de reatância $X = 0,1643 \Omega$ e de susceptância $B = 0,0712 \text{ S}$. Já para o segundo cabo, de 650 mm^2 , considera-se $X = 0,1324 \Omega$ e $B = 0,1187 \text{ S}$ [48].

5.1.1 Primeira Topologia

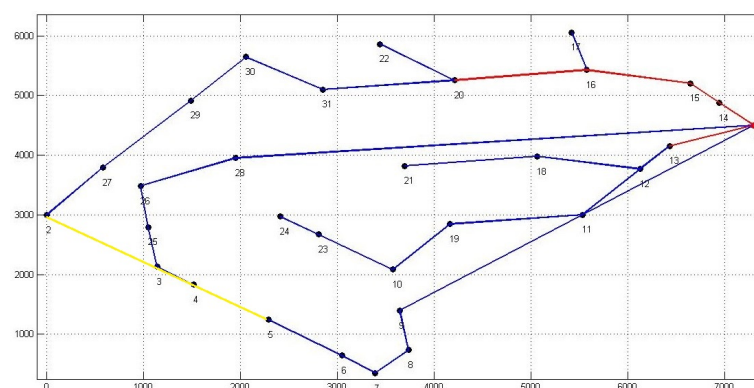
A primeira topologia de roteamento considerada é a exposta na Figura 30. Para a aplicação proposta, considera-se seis possíveis alternativas diferentes para os cabos conectores redundantes. Essas alternativas foram escolhidas na busca por conectar todas as possibilidades de ligação entre os ramos alimentadores das topologias estudadas. Expressando-os da forma "[A - B]", como sendo referente ao cabo conector que liga o aerogerador "A" até o aerogerador "B", são elas: [2 - 4]; [2 - 5]; [4 - 24]; [5 - 24]; [4 - 5] e [21 - 24]. As ilustrações das seis opções consideradas estão apresentadas da Figura 30 à Figura 35. Vale ressaltar que os cabos redundantes adicionais estão representados na cor amarela por questões ilustrativas, sendo considerados cabos de 150 mm^2 conforme descrito anteriormente. Destaca-se que estas seis opções consistem em topologias parcialmente malhadas, ou seja, com a formação de um laço através da conexão adicional, ou recurso.

Figura 30 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [2 - 4].



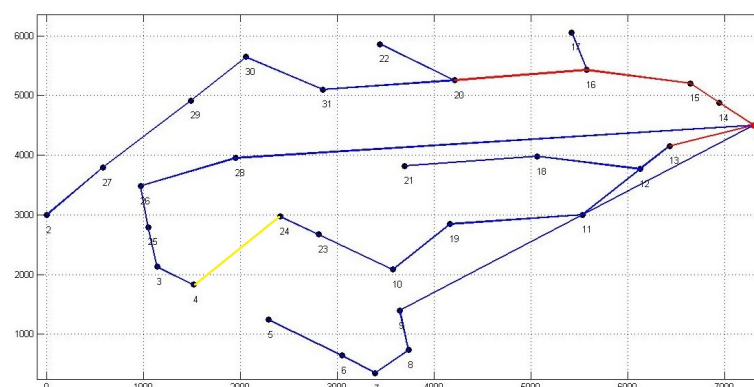
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 31 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [2 - 5].



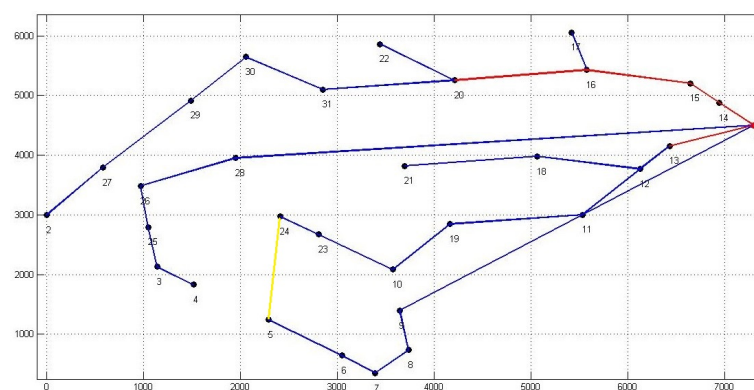
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 32 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [4 - 24].



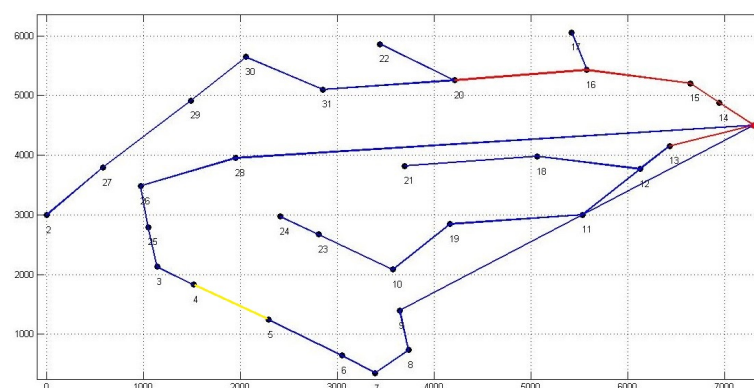
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 33 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [5 - 24].



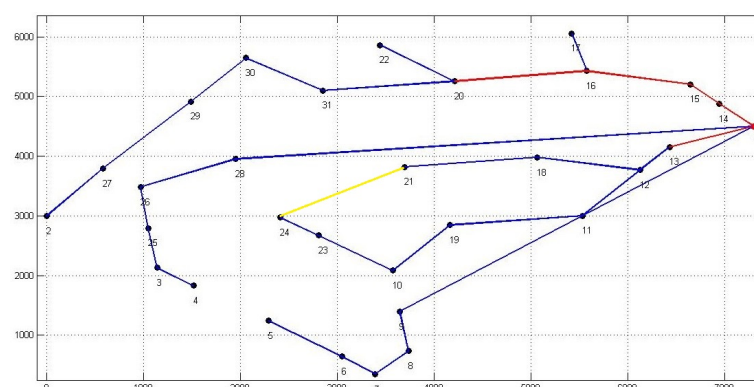
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 34 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [4 - 5].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 35 – Topologia da Figura 21 considerando o recurso [21 - 24].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 31 – Resultados Obtidos para Primeira Topologia.

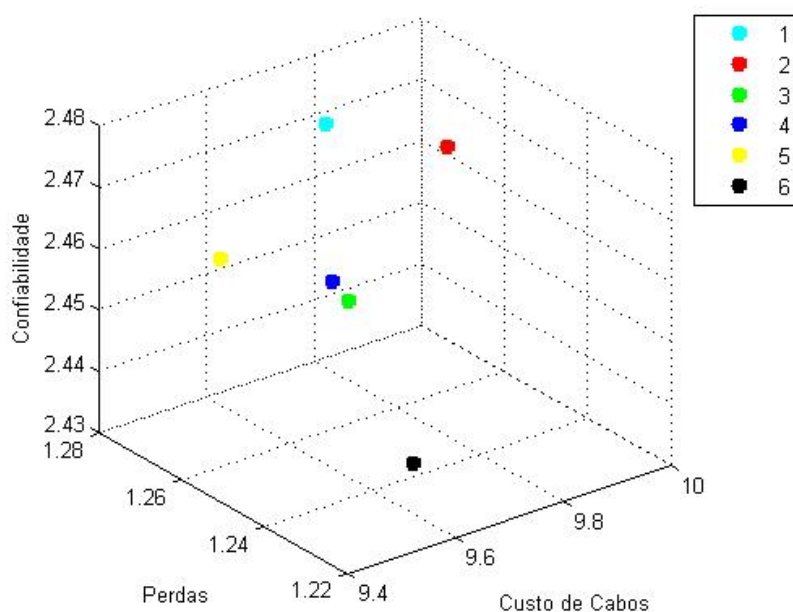
Primeira Topologia				
	CC (\$ · 10⁶)	Perdas (MW)	EGR	PPM (kW)
Radial	9,2624	1,2645	0,8233	5848,7
[2 - 4]	9,6997	1,2640	0,8256	5778,4
[2 - 5]	9,9209	1,2637	0,8255	5787,5
[4 - 24]	9,5935	1,2447	0,8252	5792,9
[5 - 24]	9,6587	1,2570	0,8251	5795,3
[4 - 5]	9,4835	1,2615	0,8253	5790,1
[21 - 24]	9,6118	1,2316	0,8243	5805,7

Fonte: Elaborado pelo autor.

Considerando as seis possíveis configurações para a topologia do parque eólico em questão, a Tabela 31 demonstra os resultados obtidos no que tange aos custos de cabos,

perdas elétricas e confiabilidade. A formulação dos parâmetros referentes à confiabilidade, EGR e PPM é a mesma apresentada na Seção 4.3. Pode-se notar que todos os seis pontos obtidos são factíveis, pois apresentam custo de cabos superior à topologia base (radial), e perdas obtidas são inferiores à mesma. A confiabilidade para todas as opções consideradas também se mostrou superior à topologia base, tanto no que se refere ao valor esperado do índice GR (EGR), quanto à potência perdida média por cenário, que para as seis opções, foram inferiores à topologia base radial. As opções consideradas para os cabos adicionais são factíveis e estão apresentados no Gráfico 14 em relação aos três méritos considerados nesta análise. É importante ressaltar que, para a ilustração gráfica, os valores de custos de cabos foram multiplicados por 10^{-6} , as perdas estão em MW e o valor de confiabilidade equivale à formulação $(EGR \cdot 10^4 - PPM) \cdot 10^{-3}$, com o objetivo de colocar os valores obtidos na mesma ordem de grandeza. A legenda desta figura considera as opções de 1 até 6 associadas aos recursos [2 - 4]; [2 - 5]; [4 - 24]; [5 - 24]; [4 - 5] e [21 - 24], respectivamente.

Gráfico 14 - Representativo das opções da primeira topologia analisada.



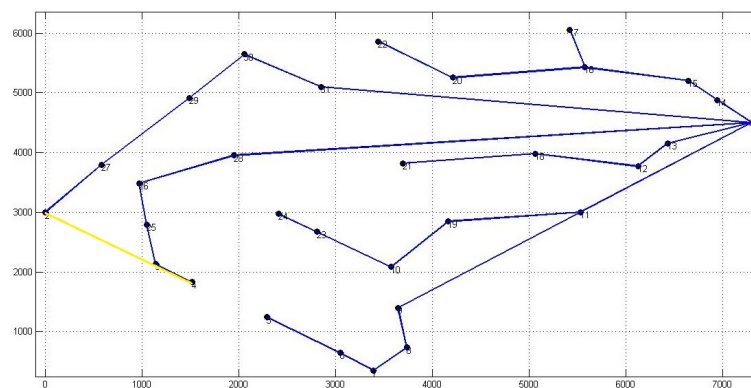
Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1.2 Segunda Topologia

A segunda topologia de roteamento considerada é a exposta na Figura 36. Neste caso, assim como na primeira topologia, considera-se as seis possíveis alternativas diferentes para as conexões redundantes, ou recursos, sendo eles os cabos [2 - 4]; [2 - 5]; [4 - 24]; [5 - 24]; [4 - 5] e [21 - 24]. Escolhidas na busca por conectar todas as possibilidades de ligação entre os ramos alimentadores da topologias. As ilustrações das seis opções consideradas

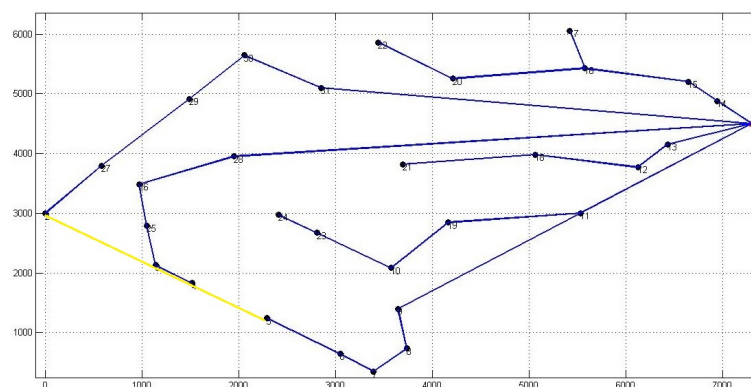
estão apresentadas da Figura 36 à Figura 41. Assim como feito na última subseção, os cabos adicionais estão representados em amarelo, considerados sendo de 150 mm^2 .

Figura 36 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [2 - 4].



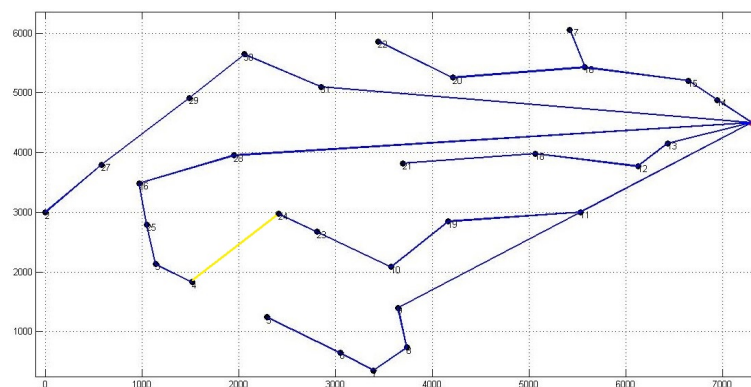
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 37 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [2 - 5].



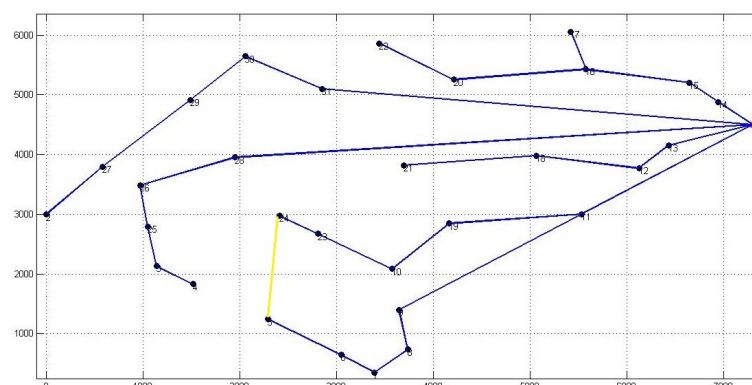
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 38 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [4 - 24].



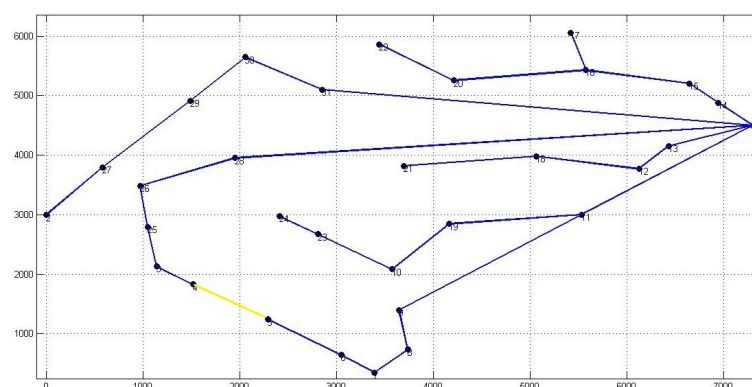
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 39 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [5 - 24].



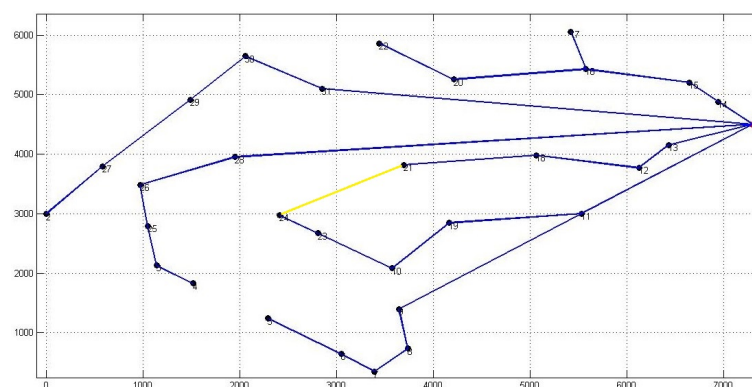
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 40 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [4 - 5].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 41 – Topologia da Figura 23 considerando o recurso [21 - 24].



Fonte: Elaborado pelo autor.

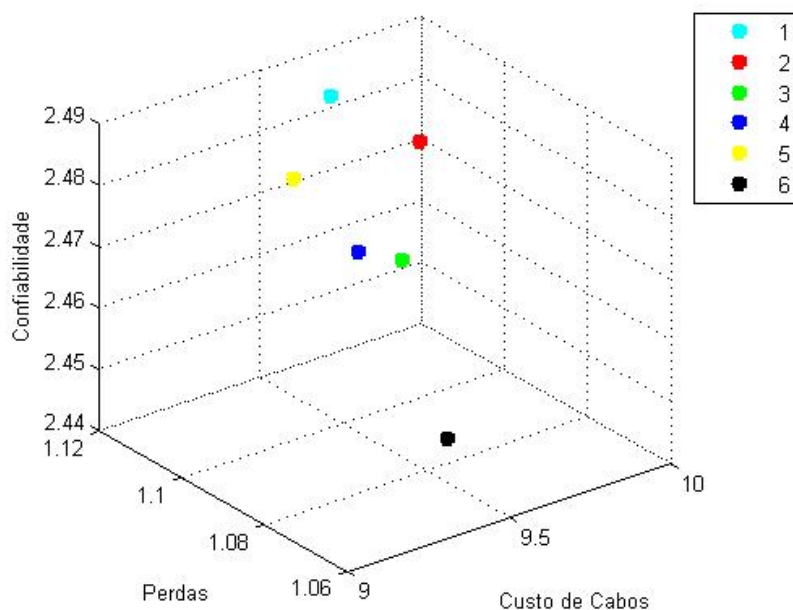
Tabela 32 – Resultados Obtidos para Segunda Topologia.

Segunda Topologia				
	CC (\$ · 10⁶)	Perdas (MW)	EGR	PPM (kW)
Radial	9,1436	1,1102	0,8235	5836,3
[2 - 4]	9,5809	1,1093	0,8257	5768,7
[2 - 5]	9,8021	1,1052	0,8253	5774,5
[4 - 24]	9,4747	1,0839	0,8253	5779,9
[5 - 24]	9,5399	1,0992	0,8251	5783,5
[4 - 5]	9,3648	1,1013	0,8255	5773,2
[21 - 24]	9,4930	1,0740	0,8245	5797,5

Fonte: Elaborado pelo autor.

Assim como feito na primeira topologia, a Tabela 32 apresenta os resultados obtidos no que tange à custo de cabos, perdas elétricas e confiabilidade nas seis possíveis configurações para a topologia em questão. Todos os pontos obtidos são factíveis na medida que também apresentam o custo de cabos superior à topologia base, as perdas obtidas também inferiores à mesma e a confiabilidade também se mostrou superior, tanto no valor esperado do índice GR (*EGR*), quanto em menores valores de potência perdida média por cenário. Os pontos considerados para os cabos adicionais estão apresentados no Gráfico 15 em relação aos três méritos considerados; a mesma formulação para colocá-los sob a mesma ordem de grandeza foi utilizada e a legenda da imagem consiste na mesma representação que a da subseção anterior.

Gráfico 15 - Representativo dos pontos da segunda topologia analisada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2 PARQUE EÓLICO 2

Esta seção objetiva apresentar a aplicação da simulação proposta neste capítulo para o parque eólico *offshore* considerado e descrito na Seção 4.2 [25]. Nesse contexto, as seguintes considerações são válidas:

- a) a análise considera duas topologias já obtidas nesta dissertação, representadas pela Figura 27 e pela Figura 29;
- b) os dados para os cabos considerados nesta análise são os mesmos apresentados no capítulo anterior;
- c) além dos valores de resistência já apresentados na Tabela 17, considera-se também os valores de reatância e susceptância para os cabos, expressos na Tabela 33.

Tabela 33 – Dados de cabos condutores da rede interna do parque eólico de [25].

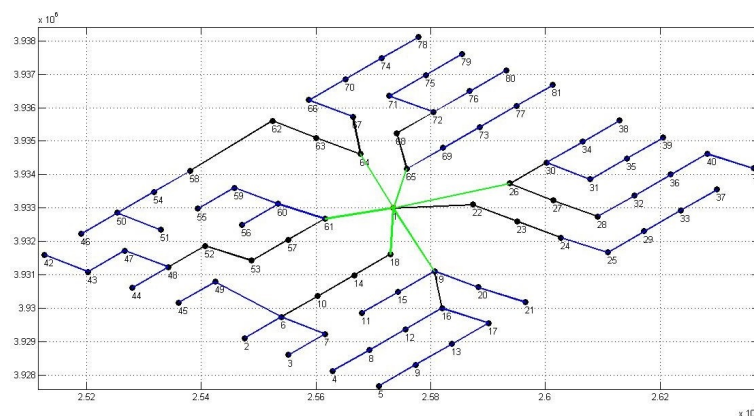
Tipo de Cabo	1	2	3	4
Reatância (Ω)	0,1811	0,1643	0,1431	0,1271
Susceptância (S)	0,0543	0,0712	0,0984	0,1289

Fonte: [48]

5.2.1 Primeira Topologia

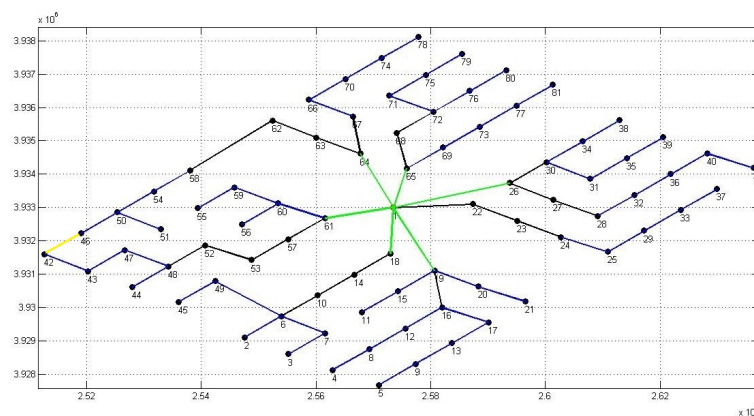
A primeira topologia de roteamento considerada para aplicação é a exposta na Figura 42. Neste caso, para este parque eólico em específico, como o número de possibilidades de aplicação de cabos redundantes, ou recursos, é muito grande, considera-se apenas duas opções de recursos. Essa escolha foi feita visando avaliar qualitativamente a ferramenta proposta, uma vez que, na seção anterior para um parque eólico menor, já foram consideradas todas as opções possíveis para o mesmo. Para esta aplicação, considera-se duas possíveis alternativas diferentes para os cabos redundantes, que são os recursos [42 - 46] e [78 - 79]. As figuras demonstrativas das duas opções consideradas estão apresentadas na Figura 43 e na Figura 44. Da mesma forma que na seção anterior, os cabos redundantes adicionais são representados na cor amarela, sendo do tipo 1.

Figura 42 – Topologia base radial considerada.



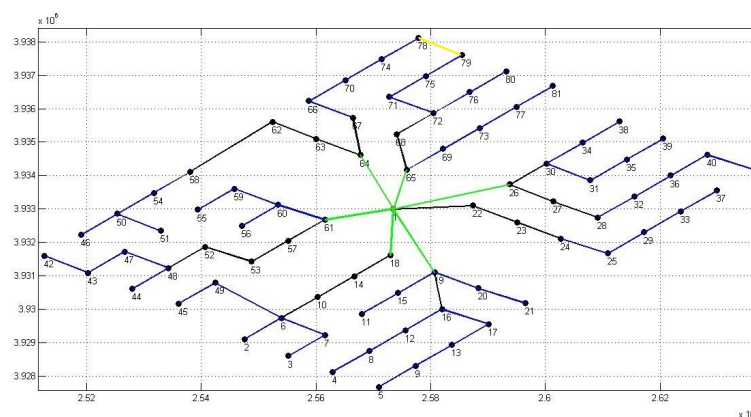
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 43 – Topologia da Figura 42 considerando o recurso [42 - 46].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 44 – Topologia da Figura 42 considerando o recurso [78 - 79].



Fonte: Elaborado pelo autor.

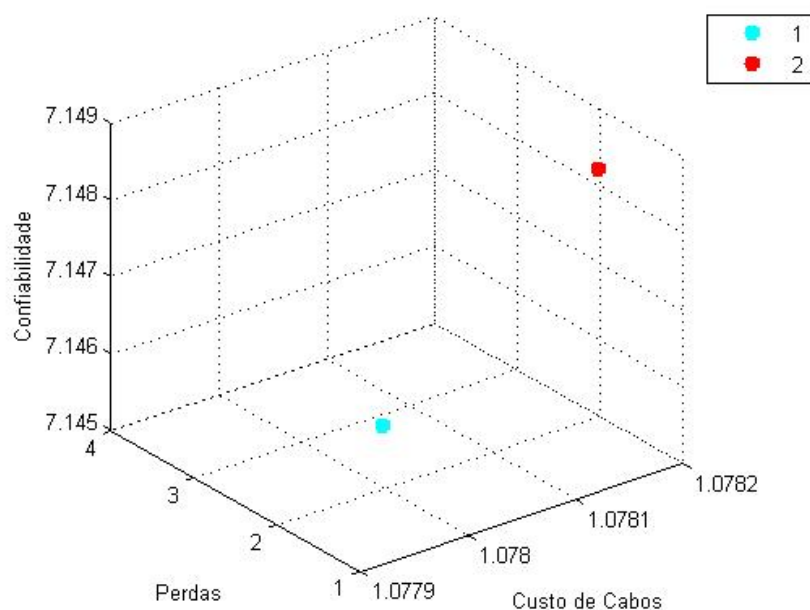
Tabela 34 – Resultados Obtidos para Primeira Topologia.

Primeira Topologia				
	CC (\$ · 10 ³)	Perdas (MW)	EGR	PPM (kW)
Radial	1,0671	2,0314	0,8266	11205
[42 - 46]	1,0780	2,0208	0,8266	11202
[78 - 79]	1,0782	2,0208	0,8268	11198

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 34 apresenta os resultados de custo de cabos, perdas elétricas e confiabilidade obtidas para as duas opções de configurações consideradas na análise desta topologia. Os pontos obtidos são factíveis, uma vez que apresentam custo de cabos superior à topologia base radial, perdas obtidas inferiores à mesma e a confiabilidade se mostrou superior, dada pela avaliação do valor esperado do índice GR (*EGR*) e também pela potência perdida média por cenário (*PPM*). As opções consideradas para as configurações propostas estão ilustrados no Gráfico 16 pelos pontos '1' e '2' em relação aos três méritos considerados. Para colocá-los na mesma ordem de grandeza, os valores de custos de cabos foram multiplicados por 10^{-3} , as perdas estão em *MW* e o valor de confiabilidade representado no gráfico equivale à formulação $(EGR \cdot 10^5 - PPM) \cdot 10^{-4}$. A legenda desta figura considera os pontos 1 e 2 correspondentes às topologias com os recursos [42 - 46] e [78 - 79], respectivamente.

Gráfico 16 - Representativo das opções da primeira topologia analisada.

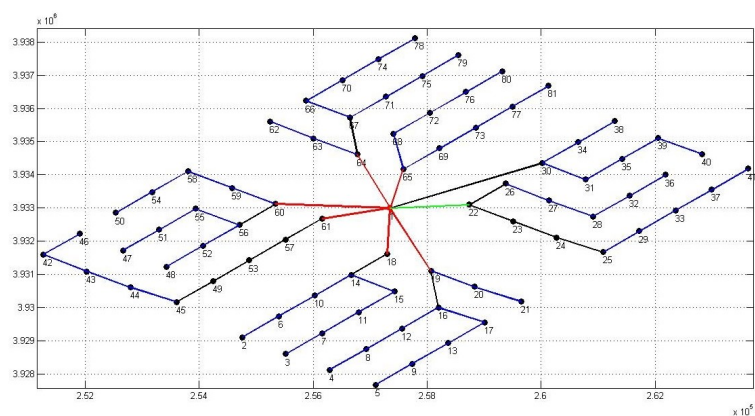


Fonte: Elaborado pelo autor.

5.2.2 Segunda Topologia

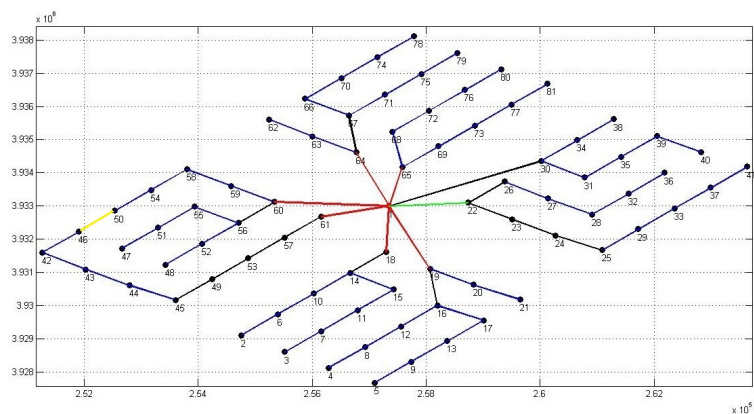
A segunda topologia de roteamento considerada é a exposta na Figura 45. Neste caso, assim como na primeira topologia, considera-se duas possíveis alternativas diferentes para os cabos redundantes, sendo eles os recursos [46 - 50] e [58 - 62]. As ilustrações das duas opções consideradas estão apresentadas na Figura 46 e na Figura 47. Assim como feito na última subseção, os cabos adicionais estão representados em amarelo e são do tipo 1.

Figura 45 – Topologia base radial considerada.



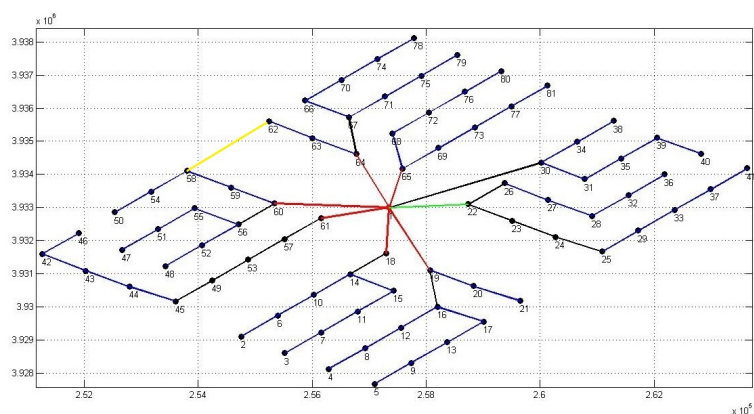
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 46 – Topologia da Figura 45 considerando o recurso [46 - 50].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 47 – Topologia da Figura 45 considerando o recurso [58 - 62].



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 35 – Resultados Obtidos para Segunda Topologia.

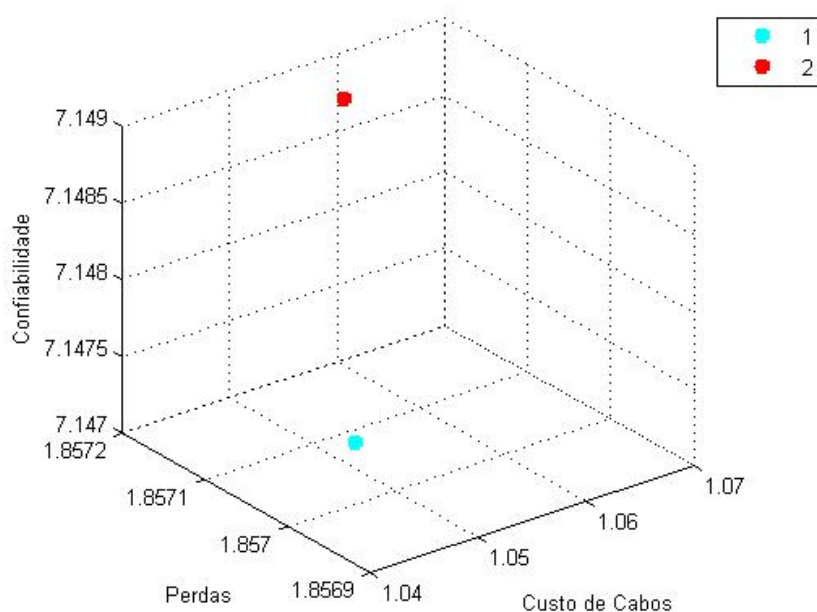
Segunda Topologia				
	CC ($\$ \cdot 10^3$)	Perdas (MW)	EGR	PPM (kW)
Radial	1,0354	1,8580	0,8267	11204
[46 - 50]	1,0463	1,8570	0,8267	11196
[58 - 62]	1,0606	1,8572	0,8268	11193

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 35 apresenta os resultados de custo de cabos, perdas elétricas e confiabilidade para as duas opções de configurações consideradas. Assim como na última subseção considera-se os dois pontos factíveis por apresentarem maiores custos de cabo e confiabilidade, bem como menores perdas em relação à topologia base, que é radial. Os pontos

considerados para as configurações propostas estão ilustrados no Gráfico 17 em relação aos três méritos considerados. Para colocá-los na mesma ordem de grandeza, a mesma formulação em relação à primeira topologia foi considerada. No Gráfico 17, os pontos '1' e '2' representam as topologias com os recursos [46 - 50] e [58 - 62], respectivamente.

Gráfico 17 - Representativo das opções da segunda topologia analisada.



Fonte: Elaborado pelo autor.

5.3 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou a aplicação de cabos redundantes, também conhecidos como recursos ou interconexões, nas topologias estudadas anteriormente e avaliou o impacto disso em termos do cálculo dos custos de instalação, da confiabilidade através da SMC e das perdas elétricas. Obteve-se, conforme o esperado, um aumento no custo de cabos, diminuição das perdas e aumento da confiabilidade. As figuras obtidas representando os pontos associados às topologias consideradas em relação aos três critérios adotados apresentam as opções factíveis.

Para o primeiro parque eólico, na primeira topologia apresentada, percebe-se pela Tabela 31 que o ponto 3 ([4 - 24]) domina o ponto 4 ([5 - 24]) nos três critérios adotados, e o restante dos pontos não há relação de dominância, representando assim a fronteira de pontos não dominados do critério de otimização multi-objetivo de Pareto formado pelos pontos 1, 2, 3, 5 e 6. Na segunda topologia, ainda do primeiro parque eólico, dada pela Tabela 32, percebe-se que o ponto 3 ([4 - 24]) também supera o ponto 4 ([5 - 24]) em todos os méritos relacionados, assim como ocorre a dominância do ponto 5 ([4 - 5]) em

relação ao ponto 2 ([2 - 5]), e o conjunto de pontos não dominados então é representado por 1, 3, 5 e 6, definindo, portanto, a primeira fronteira de Pareto nesta topologia. Já no segundo parque eólico, não se verifica a relação de dominância de Pareto para as duas opções analisadas.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho propôs técnicas de otimização de roteamento de parques eólicos *offshore*, visando determinar a topologia interna de conexões entre aerogeradores e entre aerogeradores e a subestação interna coletora, considerando o critério de confiabilidade junto ao critério econômico, associado ao custo de cabos condutores. Inicialmente, o estudo foi feito visando à obtenção de topologias viáveis e radiais, vislumbrando a minimização de custos inerentes ao comprimento dos cabos e à maximização da confiabilidade. A otimização utilizando o algoritmo BA e GWO foi aplicada à parques eólicos teste encontrados na literatura, demonstrando a adequação e eficácia dessas metodologias propostas. Sobre o obtido neste trabalho, pode-se concluir que o problema tratado demonstrou que a otimização deve ter abordagem multiobjetivo, uma vez que os diferentes critérios conduzem a configurações de topologia bastante diversas entre si. Ao analisar um requisito individualmente, o resultado obtido é específico para o critério utilizado e não representa uma solução holística incluindo todos os critérios, indicando a necessidade de utilização de modelos multiobjetivos, conforme tratado nesta dissertação.

Sobre as metodologias propostas, destaca-se a maior aplicabilidade do algoritmo BA ao problema estudado, em detrimento do GWO, sobretudo segundo o tempo computacional. Conforme comentado e explicitado tais valores para o problema tutorial estudado, o algoritmo BA encontra a solução ótima em tempo menor que o GWO. Sendo um algoritmo mais rápido que o outro, e não havendo diferenças significativas quanto à assertividade ou eficiência obtidas pelos mesmos, conforme pôde-se notar no decorrer desta dissertação nas tabelas relacionadas à eficiência percentual obtida pelos algoritmos. Destaca-se, para essa aplicação proposta o algoritmo BA como o que melhor se adapta às condições avaliadas. Entretanto, deve-se dizer que o critério tempo computacional não é um critério restritivo se tratando de um problema de planejamento elétrico. Além disso, pode-se concluir que as modificações propostas nos algoritmos otimizadores são contribuições deste trabalho ao se visar um melhor desempenho dos mesmos e adequação ao tipo de problema estudado nesta dissertação.

Além da avaliação dos critérios de custos e confiabilidade no problema considerado, foi possível a utilização e avaliação de diferentes índices de confiabilidade, próprios para parques eólicos, no planejamento do roteamento destes parques. Os resultados obtidos demonstram a importância da inserção do requisito de confiabilidade em meio ao processo evolutivo do algoritmo otimizador para obtenção de resultados viáveis que atendem aos requisitos de confiabilidade, fundamentais na fase de planejamento de um parque eólico *offshore*. A Simulação de Monte Carlo se mostrou viável em uma fase pós otimização, através da qual pôde ser avaliada a confiabilidade através do valor esperado do índice GR, e também da potência média perdida em cada cenário causada pelas falhas amostradas pela SMC. Essa ferramenta se mostrou importante na comparação de topologias previamente

obtidas para o sistema interconector dos parques eólicos estudados, sob o aspecto da confiabilidade. Por fim, foi proposta a inserção de cabos redundantes, ou recursos, nas topologias encontradas, com o objetivo de melhora da confiabilidade nos parques eólicos estudados e avaliação, além da confiabilidade, dos custos de instalação e perdas elétricas. Obteve-se dessa análise conjuntos de pontos factíveis em relação aos três critérios e pôde-se definir conjuntos de pontos não dominantes entre si, representando a primeira fronteira de Pareto.

6.1 PROPOSTAS DE ESTUDOS FUTUROS

Como estudos futuros possíveis decorrentes desta dissertação, pode-se sugerir:

- a)* considerar a topologia malhada, ou radial segmentada na formulação das variáveis dentro da metodologia de otimização, de forma que o algoritmo otimizador já considerasse implicitamente a possibilidade de outras formas de conexão, não tão somente conexões radiais;
- b)* outra possibilidade seria a análise de investimento, ou de viabilidade econômica de topologias radiais e radiais segmentadas, confrontando os custos de instalação, manutenção e confiabilidade. Uma principal vertente dessa possibilidade seria confrontar o custo de investimento de instalação de cabos redundantes com o valor da energia que deixa-se de perder em cenários que a redundância inserida gera alternativa de suprimento à topologia avaliada;
- c)* considerar cabos redundantes colocados simultâneamente, ou seja, a análise de mais de uma possibilidade de cabos adicionais colocados na mesma topologia;
- d)* estudo do impacto de viabilidade ao se considerar mais de uma subestação coletora;
- e)* utilização e validação de outros algoritmos otimizadores também podem ser feitos em etapas posteriores, em uma abordagem também multiobjetiva.

REFERÊNCIAS

- [1] CPFL Energia. **História da Energia Elétrica**. Companhia Paulista de Força e Luz. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/eficiencia-energetica/uso-consciente/historia-da-energia/Paginas/default.aspx> Acesso em 10-07-2019.
- [2] CRESESB. **Energia Eólica Princípios e Tecnologia. Revisão, Ampliação e Atualização por Ricardo Marques Dutra**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo de Brito. Disponível em: <https://pedesenvolvimento.com/2009/07/15/historia-da-energia-eolica-e-suas-utilizacoes> Acesso em 10-07-2019.
- [3] GOMES, Bianca Belardony. **Otimização do cabeamento interconector de aerogeradores em parques eólicos offshore**. 2018.
- [4] ANDERSON, Spenser. **Comparing offshore and onshore wind**. The Economics of Oil and Energy, 2013.
- [5] EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION. **ROADMAP 2050; A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe**. 2010.
- [6] HAN, Xiaoqing et al. **Adequacy study of wind farms considering reliability and wake effect of WTGs**. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. IEEE, 2011. p. 1-7.
- [7] BOUFFARD, Francois; GALIANA, Francisco D. **Stochastic security for operations planning with significant wind power generation**. In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. IEEE, 2008. p. 1-11.
- [8] BLAABJERG, Frede; MA, Ke. **Future on power electronics for wind turbine systems**. IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics, v. 1, n. 3, p. 139-152, 2013.
- [9] PEZY, Jean-Philippe; RAOUX, Aurore; DAUVIN, Jean-Claude. **The environmental impact from an offshore windfarm: Challenge and evaluation methodology based on an ecosystem approach**. Ecological Indicators, v. 114, p. 106302, 2020.
- [10] LU, Hongfang et al. **Prediction of offshore wind farm power using a novel two-stage model combining kernel-based nonlinear extension of the Arps decline model with a multi-objective grey wolf optimizer**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 127, p. 109856, 2020.
- [11] HO, Lip-Wah et al. **Developing offshore wind farm siting criteria by using an international Delphi method**. Energy Policy, v. 113, p. 53-67, 2018.
- [12] NANDIGAM, Mahidhar; DHALI, Shirshak K. **Optimal design of an offshore wind farm layout**. In: 2008 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. IEEE, 2008. p. 1470-1474.

- [13] LINGLING, Huang; YANG, Fu; XIAOMING, Guo. **Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm**. In: 2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply. IEEE, 2009. p. 1-4.
- [14] GONZALEZ-LONGATT, Francisco M. et al. **Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach**. IEEE Systems Journal, v. 6, n. 1, p. 164-172, 2011.
- [15] LUMBRERAS, Sara; RAMOS, Andres. **Optimal design of the electrical layout of an offshore wind farm applying decomposition strategies**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 2, p. 1434-1441, 2012.
- [16] ZHAO, Menghua; CHEN, Zhe; HJERRILD, Jesper. **Analysis of the behaviour of genetic algorithm applied in optimization of electrical system design for offshore wind farms**. In: IECON 2006-32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics. IEEE, 2006. p. 2335-2340.
- [17] YANG, Hejun et al. **Wind farm layout optimization and its application to power system reliability analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 3, p. 2135-2143, 2015.
- [18] TME. **Wind Farm Wake Effect Investigation Underway**. The Maritime Executive. Disponível em: <https://www.maritime-executive.com/article/wind-farm-wake-effect-investigation-underway> Acesso em 15-02-2019.
- [19] LI, Dong Dong; HE, Chao; FU, Yang. **Optimization of internal electric connection system of large offshore wind farm with hybrid genetic and immune algorithm**. In: 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. IEEE, 2008. p. 2476-2481.
- [20] LI, Dong Dong; HE, Chao; SHU, Hai Yan. **Optimization of electric distribution system of large offshore wind farm with improved genetic algorithm**. In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. IEEE, 2008. p. 1-6.
- [21] ZHAO, M.; CHEN, Zhe; BLAABJERG, Frede. **Optimisation of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm**. IET Renewable Power Generation, v. 3, n. 2, p. 205-216, 2009.
- [22] DUTTA, S.; OVERBYE, Thomas J. **A clustering based wind farm collector system cable layout design**. In: 2011 IEEE Power and Energy Conference at Illinois. IEEE, 2011. p. 1-6.
- [23] MOON, Won-Sik et al. **Grid optimization for offshore wind farm layout and substation location**. In: 2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific). IEEE, 2014. p. 1-6.
- [24] SMAIL, Houria; ALKAMA, Rezak; MEDJDOUB, Abdellah. **Optimal design of the electric connection of a wind farm**. Energy, v. 165, p. 972-983, 2018.
- [25] SHIN, Je-Seok; KIM, Jin-O. **Optimal design for offshore wind farm considering inner grid layout and offshore substation location**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 32, n. 3, p. 2041-2048, 2016.

- [26] SRIKAKULAPU, Ramu; VINATHA, U. **Combined approach based on ACO with MTSP for optimal internal electrical system design of large offshore wind farm**. In: 2018 International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC). IEEE, 2018. p. 1-6.
- [27] WU, Yuan-Kang et al. **Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale offshore windfarm by AI technology**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 50, n. 3, p. 2071-2080, 2013.
- [28] DE OLIVEIRA, Karina Lino Miranda; PENIDO, Debora Rosana Ribeiro; DE ARAUJO, Leandro Ramos. **Planning of the Wind Farm Distribution Network using Heuristic Methods**. IEEE Latin America Transactions, v. 16, n. 12, p. 2917-2924, 2018.
- [29] WEN, Jiang; ZHENG, Yan; DONGHAN, Feng. **A review on reliability assessment for wind power**. Renewable and sustainable energy reviews, v. 13, n. 9, p. 2485-2494, 2009.
- [30] NEGRA, Nicola Barberis et al. **Aspects of relevance in offshore wind farm reliability assessment**. IEEE Transactions on energy conversion, v. 22, n. 1, p. 159-166, 2007.
- [31] DIAS, Julio Alberto Silva. **Modelo para Representação de Séries Temporais Correlacionadas com Aplicação na Avaliação da Confiabilidade por Simulação de Monte Carlo Não-Sequencial**. 2014. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- [32] SCHEU, Matti Niclas et al. **Influence of statistical uncertainty of component reliability estimations on offshore wind farm availability**. Reliability Engineering & System Safety, v. 168, p. 28-39, 2017.
- [33] CHEN, Fan et al. **Reliability assessment method of composite power system with wind farms and its application in capacity credit evaluation of wind farms**. Electric Power Systems Research, v. 166, p. 73-82, 2019.
- [34] CHEN, Fan et al. **Reliability models of wind farms considering wind speed correlation and WTG outage**. Electric Power Systems Research, v. 119, p. 385-392, 2015.
- [35] NEGRA, Nicola Barberis et al. **Aspects of relevance in offshore wind farm reliability assessment**. IEEE Transactions on energy conversion, v. 22, n. 1, p. 159-166, 2007.
- [36] WU, Yuan-Kang et al. **Economics-and reliability-based design for an offshore wind farm**. IEEE Transactions on Industry Applications, v. 53, n. 6, p. 5139-5149, 2017.
- [37] DAHMANI, Ouahid et al. **Optimization and reliability evaluation of an offshore wind farm architecture**. IEEE Transactions on Sustainable Energy, v. 8, n. 2, p. 542-550, 2016.
- [38] PEREIRA, Tiago; CASTRO, Rui. **Comparison of internal grid topologies of offshore wind farms regarding reliability and economic performance metrics analysis**. IET Renewable Power Generation, v. 13, n. 5, p. 750-761, 2019.

- [39] CALAFIORE, Giuseppe C.; EL GHAOUI, Laurent. **Optimization models**. Cambridge university press, 2014.
- [40] NERI, Ferrante; COTTA, Carlos. **Memetic algorithms and memetic computing optimization: A literature review**. Swarm and Evolutionary Computation, v. 2, p. 1-14, 2012.
- [41] SERAPIÃO, Adriane Beatriz de Souza. **Fundamentos de otimização por inteligência de enxames: uma visão geral**. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, v. 20, n. 3, p. 271-304, 2009.
- [42] YANG, Hejun et al. **Wind farm layout optimization and its application to power system reliability analysis**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 3, p. 2135-2143, 2015.
- [43] ZHAO, Menghua; CHEN, Zhe; BLAABJERG, Frede. **Generation ratio availability assessment of electrical systems for offshore wind farms**. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 22, n. 3, p. 755-763, 2007.
- [44] MIRJALILI, Seyedali; MIRJALILI, Seyed Mohammad; LEWIS, Andrew. **Grey wolf optimizer**. Advances in engineering software, v. 69, p. 46-61, 2014.
- [45] POOKPUNT, Sittichoke; ONGSAKUL, Weerakorn. **Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients**. Renewable energy, v. 55, p. 266-276, 2013.
- [46] BILLINGTON, Roy; ALLAN, Ronald N. **Reliability evaluation of power systems**. 1984.
- [47] SEDIGHI, Mohsen et al. **Simultaneous optimization of electrical interconnection configuration and cable sizing in offshore wind farms**. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, v. 6, n. 4, p. 749-762, 2018.
- [48] GREEN, Jim et al. **Electrical collection and transmission systems for offshore wind power**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2007.
- [49] PEREIRA, Mario VF; BALU, Neal J. **Composite generation/transmission reliability evaluation**. Proceedings of the IEEE, v. 80, n. 4, p. 470-491, 1992.
- [50] SENVION. **The Senvion 4.XM Series**. Senvion Global. Disponível em: <https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/4xm/> Acessado em 08-10-2019.