

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Geraldo Landim de França Neto

Projeto Ótimo de Redes Coletoras de Média Tensão em Parques Eólicos

JOÃO PESSOA

2023

Geraldo Landim de França Neto

Projeto Ótimo de Redes Coletoras de Média Tensão em Parques Eólicos

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE, da Universidade Federal da Paraíba - UFPB, como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Helon David de Macedo Braz.

JOÃO PESSOA

2023

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

N469p França Neto , Geraldo Landim de.

Projeto ótimo de redes coletoras de média tensão em parques eólicos / Geraldo Landim de França Neto. - João Pessoa, 2023.

56 f. : il.

Orientação: Helon David de Macedo Braz.

Dissertação (Mestrado) - UFPB/CEAR.

1. Energias renováveis. 2. Construção de parques eólicos. 3. Redes coletoras. I. Braz, Helon David de Macedo. II. Título.

UFPB/BC

CDU 620.91(043)

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS E RENOVÁVEIS – CEAR
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA – PPGE

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a Dissertação

**PROJETO ÓTIMO DE REDES COLETORAS DE MÉDIA TENSÃO
EM PARQUES EÓLICOS**

Elaborada por

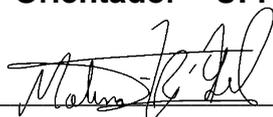
GERALDO LANDIM DE FRANÇA NETO

como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

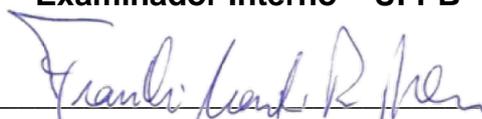
COMISSÃO EXAMINADORA



PROF. DR. HELON DAVID DE MACEDO BRAZ
Orientador – UFPB



PROF. DR. YURI PERCY MOLINA RODRIGUEZ
Examinador Interno – UFPB



PROF. DR. FRANKLIN MARTINS PEREIRA PAMPLONA
Examinador Externo – IFPB

Aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família que, mesmo distante, sempre me apoiou e depositou em mim a confiança de que eu precisava para a realização deste trabalho.

Ao Professor Helon pela orientação e conselhos durante o programa de mestrado.

À Ricardo Soares, com quem trabalhei nos últimos 7 anos e que me permitiu cursar este programa concomitantemente às minhas atividades profissionais.

Aos amigos mais próximos pela paciência e suporte nestes anos de muito trabalho e pouco tempo disponível.

RESUMO

Energias renováveis são um tema de importância crucial no cenário mundial. A energia eólica ocupa um percentual cada vez maior na matriz energética dos países, não sendo diferente aqui no Brasil. A abertura do mercado de energia acaba por demandar técnicas e ferramentas que auxiliem os investidores na tomada de decisão para investimentos de médio e longo prazos. Uma das principais questões relacionadas à construção de parques eólicos está relacionada ao custo de infraestrutura e perdas elétricas associados à rede de distribuição interna que conecta os aerogeradores entre si e com a subestação coletora da usina. Para isso, se propõe um modelo de programação linear inteira, que otimiza a definição da topografia da rede interna à usina e os tipos de condutores a serem utilizados. São apresentadas variações do modelo original com alteração das restrições e inclusão de novas variáveis, tais como o custo das entradas de linha nas subestações, fator de perdas e a análise do investimento considerando o valor presente líquido. As simulações dos modelos consideram um parque eólico com 52 aerogeradores e 2 subestações e outro com 74 aerogeradores e 16 subestações. Os resultados obtidos pela formulação com menos restrições mostram que as alterações propostas para as restrições geram soluções iguais ao modelo original, o que sugere equivalência. A formulação com inclusão de novas variáveis permite obter soluções melhores para o problema, uma vez que tornou o modelo matemático mais próximo da realidade.

Palavras-chave: Energias renováveis. Parques eólicos. Redes coletoras. Otimização.

ABSTRACT

Renewable energies are a topic of crucial importance on the world stage. Wind energy occupies an increasing percentage in the energy matrix of countries, and it is no different here in Brazil. The opening of the energy market ends up demanding techniques and tools that help investors in making decisions for medium and long-term investments. One of the main issues related to the construction of wind farms is related to the cost of infrastructure and electrical losses associated with the internal distribution network that connects the wind turbines with each other and with the plant's substation. For this, an integer linear programming model is proposed, which optimizes the definition of the topography of the internal network of the plant and the types of conductors to be used. Variations of the original model are presented with changes in restrictions and inclusion of new variables, such as the cost of line inputs in substations, loss factor and investment analysis considering the net present value. The model simulations consider a wind farm with 52 wind turbines and 2 substations and another with 74 wind turbines and 16 substations. The results obtained show that the proposed changes to the restrictions generate solutions identical to the original model. The inclusion of new variables makes the model closer to reality.

Keywords: Renewable energies. Wind farms. Collector networks. Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Capacidade Mundial Instalada de Usinas Eólicas em gigawatts.	10
Figura 2 - Valores estimados de novas instalações 2023-2027 em gigawatts....	11
Figura 3 - Capacidade instalada onshore (%) mundial por país.....	12
Figura 4 - Novas instalações onshore (%) por país em 2022.	12
Figura 5 - Geração eólica e representatividade dos subsistemas do SIN.	13
Figura 6 - Capacidade remanescente (MW) do SIN em 2023.....	14
Figura 7 - Modelo curto de linha de transmissão.	20
Figura 8 - Soluções possíveis para um modelo de PL bidimensional.....	26
Figura 9 - Arestas Candidatas.....	31
Figura 10 - Topologia da rede obtida no Cenário 1 – Modelos 1 e 2.	45
Figura 11 - Topologia da rede obtida no Cenário 2 – Modelos 3 e 4.	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Conexões candidatas (versão 1).	32
Tabela 2 - Conexões candidatas (versão 2).	34
Tabela 3 - Conexões candidatas (versão 3).	36
Tabela 4 - Cabos disponíveis.	42
Tabela 5 - Resultados do Cenário 1.	43
Tabela 6 - Comparativo entre as velocidades dos modelos.	44
Tabela 7 - Cabos selecionados no Cenário 1.	44
Tabela 8 - Resultados do Cenário 1 - Modelos Modificados.	46
Tabela 9 - Comparativo entre os modelos originais e modificados.	46
Tabela 10 - Resultados do Cenário 2.	47
Tabela 11 - Cabos selecionados no Cenário 2.	47
Tabela 12 - Resultados do Cenário 2 - Modelos Modificados.	48
Tabela 13 - Comparativo entre os modelos originais e modificados.	49
Tabela 14 - Coordenadas do Cenário 1	10
Tabela 15 - Coordenadas do Cenário 2	11

SUMÁRIO

1. Introdução	10
1.1 Contextualização	10
1.2 Objetivos	15
1.3 Contribuições do trabalho	16
1.4 Organização do trabalho	16
2. Fundamentação Teórica	17
2.1 Revisão Bibliográfica	17
2.2 Fluxo de Potência Aproximado	19
2.3 Pesquisa Operacional	23
2.4 Gurobi	28
2.5 Valor Presente Líquido (VPL)	28
3. Apresentação do Problema	30
3.1 Descrição geral do problema	30
3.2 Conjunto de arestas candidatas	31
3.3 Modelo de otimização	37
3.4 Melhorias propostas para a representação da rede	40
4. Resultados	42
4.1 Simulação - Cenário 1	42
4.2 Análise dos resultados - Cenário 1	43
4.3 Simulação - Cenário 2	46
4.4 Análise dos resultados - Cenário 2	47
5. Conclusões	50

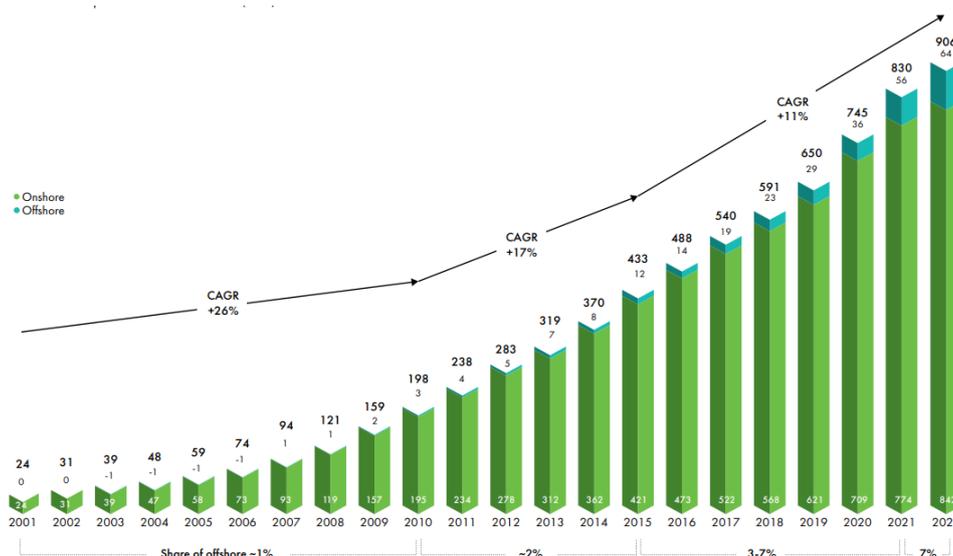
1. Introdução

Neste capítulo é feita a contextualização da pesquisa na área de planeamento de redes coletoras de parques de geração eólica, bem como a apresentação dos objetivos e contribuições do trabalho.

1.1 Contextualização

Embora frequentemente mencionada como alternativa, a energia eólica é uma realidade cada vez mais presente na matriz energética de diversos países. Energia limpa e sustentável é não somente uma necessidade do planeta, mas também uma demanda das sociedades modernas mundo afora. A Figura 1 ilustra a capacidade total instalada de energia eólica no mundo durante este século, onde se pode notar, além de uma taxa de crescimento anual composta de 19%, o aumento da parcela de usinas *offshore*, que constituíam menos de 1% da capacidade instalada na primeira década do século XXI e hoje já representam 7% deste valor.

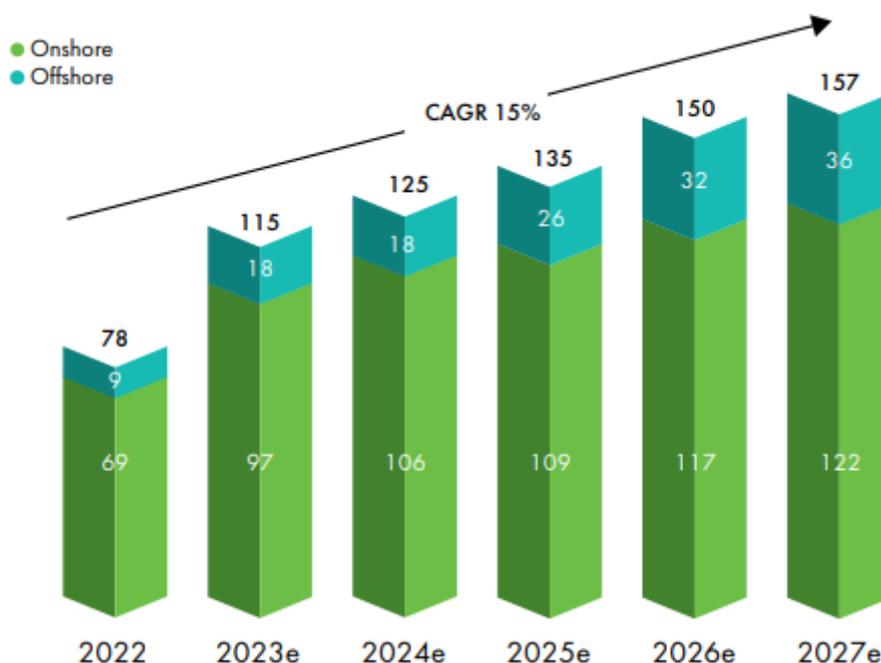
Figura 1 - Capacidade Mundial Instalada de Usinas Eólicas em *gigawatts*.



Fonte: GWEC (2023).

Este cenário se deve tanto ao desenvolvimento tecnológico, que fez com que empresas do mundo inteiro investissem no aumento da eficiência dos aerogeradores, como a incentivos fiscais de governos mundo afora, impulsionados por demandas climáticas e sociais, e essa tendência deve continuar nos anos vindouros. Na Figura 2, uma estimativa da capacidade a ser instalada mundialmente nos próximos 5 anos é apresentada.

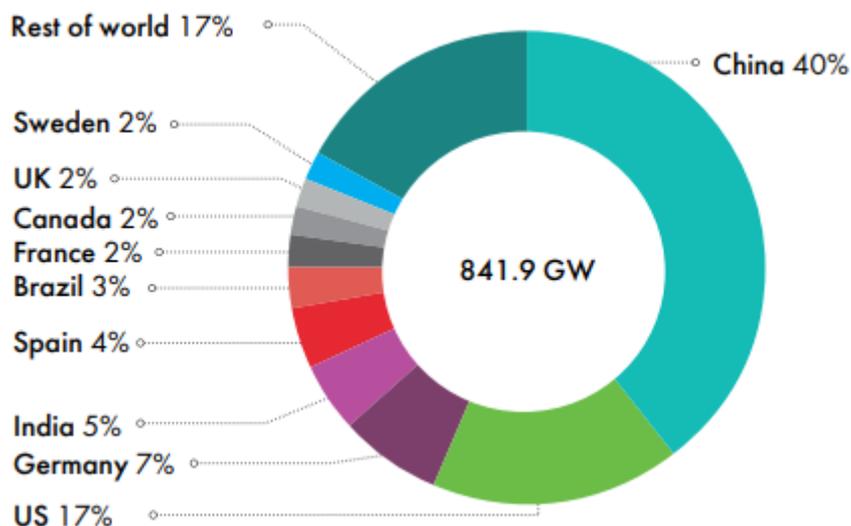
Figura 2 - Valores estimados de novas instalações 2023-2027 em gigawatts.



Fonte: GWEC (2023).

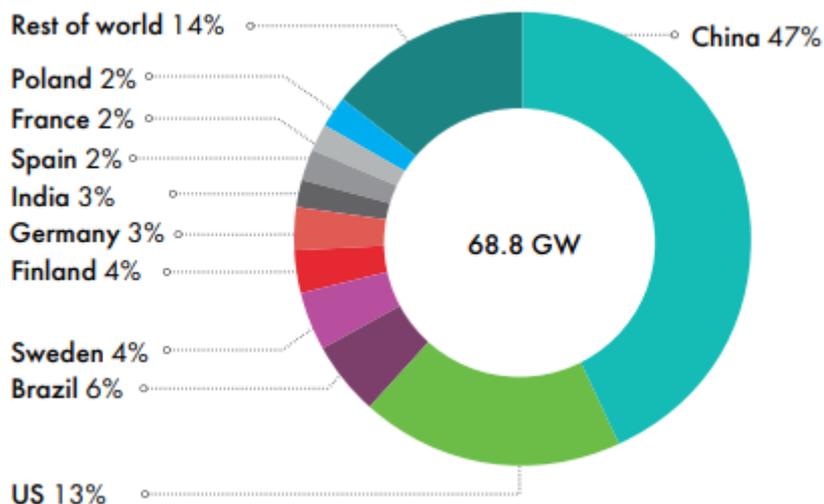
O Brasil aparece como um dos maiores produtores mundiais de energia eólica quando se trata de usinas *onshore*, respondendo por 3% da capacidade instalada mundial e sendo o terceiro país do mundo que mais instalou novas usinas em 2022, atrás apenas de China e Estados Unidos, conforme pode ser verificado nas Figuras 3 e 4.

Figura 3 - Capacidade instalada onshore (%) mundial por país.



Fonte: GWEC (2023).

Figura 4 - Novas instalações onshore (%) por país em 2022.



Fonte: GWEC (2023).

Majoritariamente de origem renovável, a matriz energética brasileira se destaca como uma das mais limpas do mundo. A geração hidrelétrica é predominante na matriz (60,5% em 2022), entretanto o país vem batendo recordes de geração solar e eólica ano após ano. Em 2022, chegou-se a picos de 18.189 MW de geração eólica e 5.659 MW de geração solar, suficientes para atender 28% e 9% do Sistema Interligado Nacional (SIN), respectivamente.

Neste aspecto, vale destacar a participação das usinas presentes na região Nordeste do país, ao ponto em que os parques eólicos chegaram a gerar 16.656 MW (124,65% da carga da região) e as usinas fotovoltaicas alcançaram picos de 3.667 MW de geração (31% da carga da região) (ONS-A, 2022).

No que diz respeito especificamente à energia eólica, o subsistema Nordeste responde pela quase totalidade da geração do sistema, conforme mostrado na Figura 5.

Figura 5 - Geração eólica e representatividade dos subsistemas do SIN.

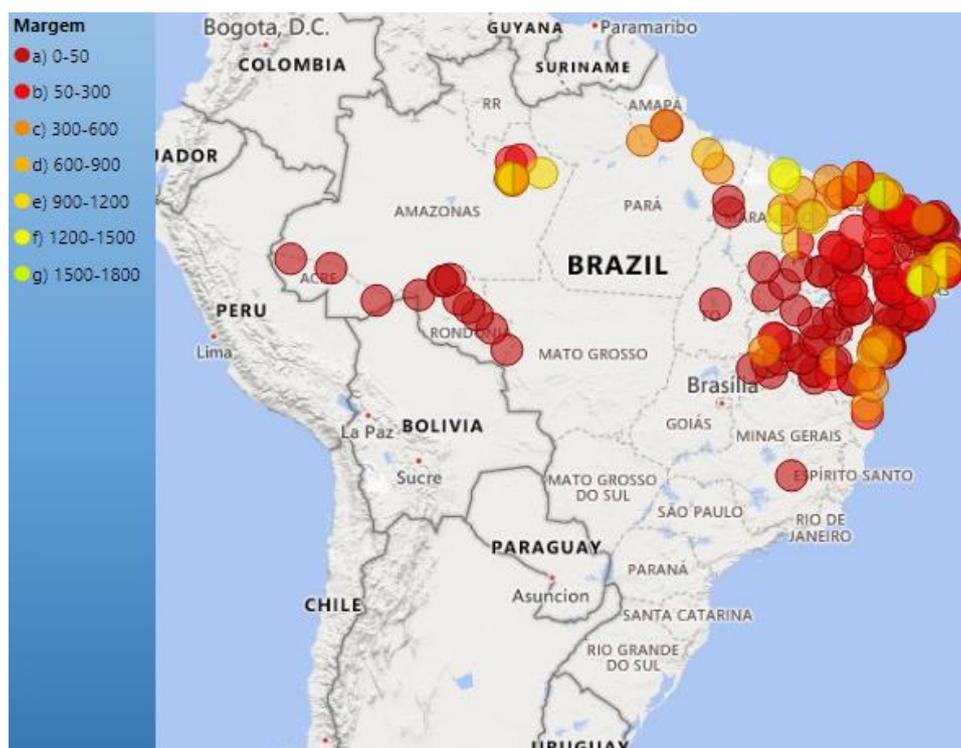
Região	2020		2021		% de crescimento
	Geração (TWh)	Representatividade	Geração (TWh)	Representatividade	
Sudeste	0,05	0,1%	0,06	0,1%	4%
Sul	6,33	11,5%	6,20	8,7%	-2%
Nordeste	47,00	85,6%	63,20	88,7%	34%
Norte	1,50	2,7%	1,76	2,5%	17%
Total	54,89	100%	71,22	100%	29,7%

Fonte: ABEEólica (2021).

A portentosa capacidade de geração renovável verificada na região nordeste enfrenta, por outro lado, grandes desafios no que diz respeito ao escoamento de potência para as demais regiões do país. Como mencionado anteriormente, a geração renovável chega a picos que superam bastante a carga existente nas regiões mais próximas às usinas. Conseqüentemente, o excedente de geração flui para os demais subsistemas elétricos do SIN, mas a margem de transmissão do sistema é muito inferior à sua capacidade de geração. Como mostrado na Figura 6, parte considerável dos barramentos mais importantes do SIN possuem margem de transmissão inferior a 300 MW. Para efeito de comparação, somente em 2021 foram instalados 3.826 MW de geração eólica nos estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Paraíba, Piauí, Ceará e Pernambuco.

Isto evidencia que a necessidade de investimentos na construção de linhas de transmissão é tão importante quanto os investimentos na construção das usinas propriamente ditas.

Figura 6 - Capacidade remanescente (MW) do SIN em 2023.



Fonte: ONS-B (2022)

Diante deste cenário de extraordinário potencial econômico, se torna essencial o desenvolvimento de técnicas e ferramentas que tornem o processo de construção, integração e manutenção das usinas mais eficiente, melhorando a relação custo-benefício dos investimentos e auxiliando os investidores e empresas geradoras na tomada de decisão e análise de viabilidade de projetos de parques eólicos.

Uma questão particularmente importante quando se planeja a topologia da planta de um parque eólico é a sua rede coletora, que é a rede elétrica responsável por conectar os aerogeradores entre si e transmitir a energia gerada até a(s) subestação(s) do parque. Diferentemente de usinas tradicionais, como hidro e termoelétricas, onde a geração de energia é concentrada em um único ponto, usinas de energia eólica de grande porte são compostas por um grande número de geradores espalhados em áreas que podem se estender por quilômetros. Desta forma, existem variadas possibilidades de conexão entre as turbinas e nem sempre a melhor configuração do ponto de vista financeiro é aquela que gera um menor custo inicial durante a construção da planta. Isto ocorre porque fatores como a bitola dos cabos, a configuração de rede, e a

quantidade de turbinas por circuito podem incorrer na redução de perdas elétricas ou na necessidade de manutenção, o que pode alterar os custos de operação do parque num horizonte mais distante.

A análise individual dessas alternativas de arranjo físico se mostra um processo inviável, dada a grande quantidade de variáveis existentes. A solução desse problema passa, portanto, por uma técnica de otimização. Este trabalho de dissertação detalha os fundamentos teóricos de uma dessas técnicas e o desenvolvimento de uma ferramenta de aplicação baseado nela.

1.2 Objetivos

Com base nos argumentos apresentados na Seção 1.1, o objetivo geral deste trabalho é apresentar e aplicar uma técnica para planejamento ótimo da rede coletora de um parque eólico. Vale ressaltar que aqui não é feita a avaliação de fatores tais como a velocidade dos ventos da região, o local de instalação das turbinas ou de construção das subestações coletoras. Partir-se-á do pressuposto de que todas essas questões foram definidas em estudos de prospecção anteriores, concentrando este trabalho exclusivamente na definição das rotas e dos tipos de cabos a serem utilizados na rede coletora interna da usina. Em regra, esse problema é tratado considerando a existência de uma única subestação coletora, responsável por reunir toda a potência gerada na planta eólica e escoar para o sistema elétrico de potência. A proposta aqui apresentada inclui a possibilidade de haver mais de uma subestação coletora, o que talvez seja mais adequado para plantas de geração maiores com dezenas de aerogeradores ou quando se deseja identificar a melhor localização para a subestação coletora em um conjunto de possibilidades.

Em linhas gerais, se pretende, portanto:

- Definir o problema de projeto de redes coletoras;
- Apresentar um modelo de otimização disponível na literatura para o problema definido;
- Calcular os custos financeiros mínimos num horizonte de tempo pré-definido;

- Incluir melhorias no modelo apresentado, visando tornar o problema mais próximo da realidade;
- Verificar as diferenças entre os dois modelos apresentados.

1.3 Contribuições do trabalho

O trabalho descrito nessa dissertação tem como principais contribuições:

- Cálculo de uma solução ótima para redes coletoras considerando várias subestações;
- Consideração do custo de construção das entradas de linha para a instalação dos alimentadores nas subestações coletoras;
- Consideração do fator de perdas para o cálculo da perda média observada na planta da usina;
- Cálculo do custo de infraestrutura levando em conta o método do valor presente líquido;
- Alteração do número de restrições do modelo de programação linear inteira.

1.4 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado na seguinte sequência:

- Capítulo 1: contextualização do macro tema que será abordado, evidenciando a sua relevância nos dias atuais;
- Capítulo 2: fundamentação teórica dos tópicos apresentados no trabalho, tais como fluxo de potência e otimização;
- Capítulo 3: apresentação de uma solução para o problema original existente na literatura e de alterações propostas por este trabalho;
- Capítulo 4: apresentação de simulações computacionais dos problemas apresentados no capítulo 3;
- Capítulo 5: conclusões do trabalho e indicações de trabalhos futuros.

2. Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta uma fundamentação teórica dos tópicos apresentados na dissertação.

2.1 Revisão Bibliográfica

Nos últimos anos, temas relacionados às energias renováveis têm sido alvo de atenção de vários pesquisadores. Nesta linha, várias proposições buscando a otimização de recursos direcionados à geração de energia eólica têm sido feitas.

BRAZ *et al.* (2011) sugerem um modelo para otimização de investimentos tendo como objetivo minimizar os custos de construção e de perdas elétricas de uma rede coletora num horizonte de 20 anos. O modelo faz uso de algoritmos genéticos como método de otimização e compara o caso em que o processo de otimização incorpora a escolha dos cabos nos cálculos com a alternativa em que os cabos são definidos de maneira prévia usando condutores econômicos.

GONZÁLEZ-LONGATT *et al.* (2012) apresentam um modelo que considera os custos de infraestrutura atrelados a transformadores de potência e cabos utilizados nos ramais da rede coletora. Os autores fazem uso de algoritmos genéticos modificados como método de otimização. Outra versão modificada de algoritmos genéticos também é proposta por OLIVEIRA *et al.* (2018).

DUTTA *et al.* (2012) faz uso da teoria dos Grafos e da árvore de extensão mínima para minimizar a soma total dos comprimentos de todos os ramais da rede coletora de um parque eólico levando em consideração um limite de aerogeradores conectados a um único alimentador.

Em GONZÁLEZ-LONGATT (2013), é mostrado um algoritmo de otimização baseado no problema do caixeiro-viajante. Também é apresentado um modelo para representação de cabos em usinas *offshore*.

WU *et al.* (2014) sugerem um modelo que considera fatores como *wake effect* (diminuição da velocidade do vento à medida em que ele passa por cada uma das turbinas de um parque eólico) e funções de probabilidade para a

definição da velocidade dos ventos. Com base nisso, é apresentado um modelo para a definição do posicionamento ótimo das turbinas, utilizando algoritmos genéticos. Numa segunda etapa, os autores utilizam o algoritmo de otimização da colônia de formigas para a escolha das melhores conexões possíveis entre as turbinas posicionadas na etapa anterior.

CERVEIRA *et al.* (2016) propõe um modelo de otimização que visa minimizar tanto os custos de infraestrutura associados aos investimentos na construção de uma rede de distribuição, como também os custos de energia resultantes de perdas elétricas. Os autores fazem simplificações com o objetivo de solucionar um problema de origem não-linear por meio de um método de programação linear inteira. Para isso, utiliza-se um modelo com três restrições que garantem a conexão de todas as turbinas do parque numa topologia radial. Neste caso, considera-se a existência de somente uma subestação com localização pré-definida.

WEDZIK *et al.* (2016) aponta uma solução utilizando como programação linear inteira mista como método de otimização e considera novas restrições que levam em consideração limites de alimentadores conectados a uma subestação e quantidade de aerogeradores ligados num alimentador.

DEVECI *et al.* (2020) propõe um método onde se define inicialmente a bitola dos cabos, antes mesmo de definir quais conexões deverão ser feitas. Isto reduz a quantidade de cálculos a serem realizados na definição da topologia. Além disso, o autor considera a possibilidade de construção de ramais de distribuição ligados em paralelo.

Em FISCHETTI *et al.* (2018) é apresentado um modelo que substitui a subestação geralmente presente em parques eólicos por uma estrutura denominada *Offshore Transformer Module*, que tem a mesma função de um transformador, mas é bem mais barato e ocupa menos espaço do que uma subestação tradicional, além de poder ser instalado na própria base do aerogerador. O modelo é otimizado utilizando um algoritmo de programação linear inteira mista.

CERVEIRA *et al.* (2021) apresentam uma série de novas restrições adicionais às apresentadas em CERVEIRA *et al.* (2016), alterando a formulação do problema para mais de uma subestação coletora e considerando fatores como a definição do limite máximo de subestações presentes no parque eólico,

partindo de uma série de posições pré-definidas, a limitação do número de aerogeradores por subestação e o número de ramais entre um grupo específico de turbinas.

OLIVEIRA (2022) apresenta uma série de melhorias ao modelo proposto por CERVEIRA *et. al.* (2016), como a inclusão do custo de instalação dos cubículos de medição dos alimentadores, a aplicação de um fator de perdas para o cálculo das perdas médias e a avaliação da influência da temperatura na resistência dos condutores.

CERVEIRA *et al.* (2021) e OLIVEIRA (2022) são as principais referências técnicas desta dissertação, sendo ambos baseados na proposição de melhorias ao trabalho de CERVEIRA *et. al.* (2016). Propõe-se aqui reunir as contribuições desses trabalhos, visando tornar a análise ainda mais próxima da realidade de campo.

2.2 Fluxo de Potência Aproximado

Tipicamente, as linhas de distribuição internas de usinas eólicas não possuem mais do que algumas centenas de metros de comprimento, chegando no máximo a poucas dezenas de quilômetros. Este fato permite que se utilize o modelo curto de linhas de transmissão, que costuma ser suficientemente preciso para representar circuitos de até 80 km. Tal representação desconsidera a capacitância em derivação (*shunt*) das linhas, dado o seu valor muito pequeno, e reproduz a linha somente em função de sua resistência e indutância em série, o que torna o modelo ligeiramente mais simples do ponto de vista matemático.

Neste panorama, pode-se fazer uma aproximação bastante razoável das perdas de potência ativa e reativa. Considerando uma linha entre os barramentos i e j , tem-se o seguinte para o cálculo das perdas:

$$P_{ij} = 3 \cdot R_{ij} \cdot I_{ij}^2 \quad (1)$$

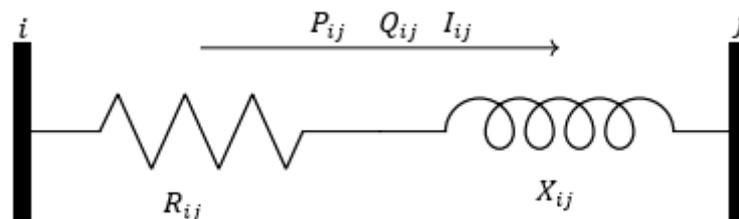
$$Q_{ij} = 3 \cdot X_{ij} \cdot I_{ij}^2 \quad (2)$$

Onde:

- P_{ij} é igual às perdas ativas entre os barramentos i e j ;
- Q_{ij} é igual às perdas reativas entre os barramentos i e j ;
- R_{ij} é igual à resistência entre os barramentos i e j ;
- X_{ij} é igual à reatância indutiva entre os barramentos i e j ;
- I_{ij} é igual à corrente entre os barramentos i e j .

A Figura 7 ilustra a situação descrita anteriormente.

Figura 7 - Modelo curto de linha de transmissão.



Considerando que cada barramento de uma usina eólica está conectado a uma turbina, pode-se calcular a corrente nominal, I_N que parte desse barramento pela seguinte fórmula:

$$I_N = \frac{P_N}{V \cdot \cos \theta \cdot \sqrt{3}} \quad (3)$$

Onde:

- P_N é a potência ativa nominal do gerador;
- V é a tensão de linha no barramento;
- $\cos \theta$ é o fator de potência da turbina.

Em regra, uma turbina não gera sua potência nominal durante a maior parte do tempo. Visando simplificar a solução do problema, faz-se uso de uma aproximação utilizando o fator de carga F_C . Aqui parte-se do pressuposto de que a perda média ocorre quando os geradores têm uma corrente média, sendo a corrente entre os barramentos i e j calculada por $I_{ij} = I_N \cdot F_C$

Juntando as equações (1), (2) e (3), ter-se-ia, portanto, os seguintes valores de perdas entre os barramentos i e j considerando um sistema trifásico:

$$P_{ij} = 3 \cdot R_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \quad (4)$$

$$Q_{ij} = 3 \cdot X_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \quad (5)$$

Quando se trata de cálculo de perdas, faz mais sentido avaliar o seu impacto levando-se em consideração os custos de energia ao invés da potência, visto que aquele é mais facilmente traduzida em valores monetários. Definindo C_{EP} e C_{EQ} como os custos de energia ativa e reativa em $\$/Wh$ e $\$/varh$, sendo h o número de horas esperadas durante o período de operação de uma usina, as perdas de energia, traduzidas em $\$$, em um ramal de distribuição podem ser calculadas realizando-se uma adaptação das equações (4) e (5):

$$p_{ij} = h \cdot C_{EP} \cdot P_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EP} \cdot R_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \quad (6)$$

$$q_{ij} = h \cdot C_{EQ} \cdot Q_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EQ} \cdot X_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \quad (7)$$

Por fim, destaca-se que as fórmulas anteriores levam em consideração a presença de somente um gerador a jusante do barramento em estudo. Considerando-se a existência de t geradores a jusante do barramento, a corrente partindo daquele ponto seria aproximada por $I_N \cdot F_C \cdot t$, sendo necessário um último ajuste nas equações (6) e (7):

$$p_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EP} \cdot R_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \cdot t^2 \quad (8)$$

$$q_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EQ} \cdot X_{ij} \cdot I_N^2 \cdot F_C^2 \cdot t^2 \quad (9)$$

As equações (8) e (9) representam custos das perdas de energia ativa e reativa entre dois barramentos e serão dois dos parâmetros utilizados no dimensionamento financeiro de uma usina nos médio e longo prazos.

A utilização do fator de carga não necessariamente representa a melhor aproximação possível para o cálculo da perda média. Pode-se destacar, por exemplo que o fator de carga apresenta uma relação de proporcionalidade direta entre a corrente máxima e a corrente média. Entretanto, quando se fala de perdas elétricas, o seu valor obedece a uma proporcionalidade quadrática em relação à corrente de carga.

Outra alternativa para a obtenção das perdas médias, portanto, é a utilização do fator de perdas, que nada mais é do que a relação entre as perdas médias e as perdas máximas de um sistema.

Não existe uma relação direta entre o fator de carga e o fator de perdas de um sistema, mas uma aproximação razoável pode ser obtida pela equação (10), comumente chamada de Equação de Hoebel (HOEBEL, 1959):

$$F_p = k \cdot F_c + (1 - k) \cdot F_c^2 \quad (10)$$

Onde k é uma constante cujo valor varia entre 0 e 1, o que significa dizer que o valor do fator de perdas assume valores no seguinte intervalo:

$$F_c^2 \leq F_p \leq F_c \quad (11)$$

Vale destacar que a equação (10) foi obtida por meio do estudo de uma série de curvas de carga, o que indica que para cada tipo de sistema em estudo, haverá um valor mais adequado para o valor de k que será obtido por meio de uma avaliação empírica dos valores de carga e perdas.

Fazendo-se uso do fator de perdas, novas equações são obtidas para a obtenção dos custos das perdas:

$$p_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EP} \cdot R_{ij} \cdot I_N^2 \cdot t^2 \cdot F_p \quad (12)$$

$$q_{ij} = 3 \cdot h \cdot C_{EQ} \cdot X_{ij} \cdot I_N^2 \cdot t^2 \cdot F_p \quad (13)$$

No decorrer deste trabalho serão apresentadas comparações entre o cálculo das perdas média utilizando o fator de carga - equações (8) e (9) - e o

fator de perdas - equações (12) e (13). Observa-se que (8) e (9) são um caso particular de (12) e (13), em que $k = 0$. Quando k deixa de ser nulo, a tendência é que o valor de F_p e, conseqüentemente, do custo de perdas aumente. O resultado dessa alteração são projetos de redes mais robustas com investimento um pouco maior e perdas um pouco menores que aqueles obtidos quando se adota $k = 0$.

Observe que os custos com perdas de uma rede genérica com várias conexões são aproximados pela soma das perdas calculadas utilizando (12) e (13) para cada um dos ramos.

2.3 Pesquisa Operacional

À medida que a complexidade e a especialização de tarefas dentro de uma estrutura organizacional aumentam, torna-se cada vez mais difícil alocar os recursos disponíveis para a execução das mais variadas atividades. Esta dificuldade aliada à crescente exigência por processos eficientes criaram as condições necessárias para o que se denomina Pesquisa Operacional (PO).

Costuma-se atribuir o início das atividades de PO às ações militares ocorridas durante a Segunda Guerra Mundial, quando havia a necessidade de alocar de forma eficiente os escassos recursos para as diversas operações militares. Em função disso, diversos cientistas foram convocados para lidar com esses obstáculos, sendo responsáveis pela realização de “pesquisas” sobre “operações” militares.

Com o fim da guerra, muitos dos cientistas que compunham as equipes de PO ou que estavam cientes da sua existência motivaram-se para desenvolver pesquisas nesse campo. Nesse mesmo período o desenvolvimento de computadores com capacidade de realizar cálculos de forma muito mais rápida que o ser humano impulsionou ainda mais a PO, e ficou evidente para um número cada vez maior de pessoas que as soluções encontradas para os problemas de logística experimentados durante a guerra poderiam ser adaptados para equacionar atribuições enfrentadas nas mais diferentes áreas da economia, tais como manufatura, transportes, construção, telecomunicações,

planejamento financeiro, assistência médica, serviços públicos, entre outros (HILLIER, 2013).

A primeira etapa de um estudo de PO consiste em definir o escopo do problema que se deseja analisar, definindo os objetivos a serem atingidos e as condições a que esses objetivos estarão sujeitos.

Em seguida, é preciso encontrar um modelo analítico do problema em observação, representando os aspectos cruciais daquele problema em termos de equações e expressões matemáticas. Tal modelo facilita o tratamento do problema como um todo, considerando os inter-relacionamentos entre todas as variáveis envolvidas de forma simultânea e permitindo a aplicação de técnicas matemáticas e computacionais para a sua solução. Um modelo particularmente importante é denominado modelo de Programação Linear (PL), em que as funções matemáticas que descrevem a função objetivo e as restrições do problema são lineares.

Um modelo de PL pode ser descrito no seguinte formato padrão:

$$\text{minimizar (ou maximizar)} \sum_{j=1}^n c_j x_j$$

Sujeito a:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \leq b_i, \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$x_j \in Z^+, \quad j = 1, 2, \dots, n$$

(14)

A primeira equação de (14) define a função objetivo do modelo e as equações seguintes representam as restrições impostas por ele. Os parâmetros representados por a_{ij} , b_i e c_j são constantes e as variáveis de decisão x_j são aquelas que terão seus valores alterados com o propósito de se obter a solução do problema.

Uma vez que o problema esteja bem definido e o seu modelo matemático tenha sido formulado, parte-se para a fase em que se buscará as soluções ótimas para aquele modelo, ou seja, as soluções que maximizam (ou minimizam) a função objetivo definida para o problema. É necessário destacar que uma solução ótima não necessariamente representa a melhor solução para o

problema em si, mas sim a melhor solução para o modelo matemático que descreve aquele problema. Na prática, há uma série de simplificações e suposições no momento da definição deste modelo, o que implica na obtenção de resultados que estão sujeitos àquelas condições previstas por ele.

Suponha um modelo de PL de duas dimensões descrito pelas equações a seguir:

$$\text{maximizar } Z = 3x_1 + 5x_2$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} x_1 &\leq 4 \\ 2x_2 &\leq 12 \\ 3x_1 + 2x_2 &\leq 18 \\ x_1 &\geq 0, \quad x_2 \geq 0 \end{aligned} \tag{15}$$

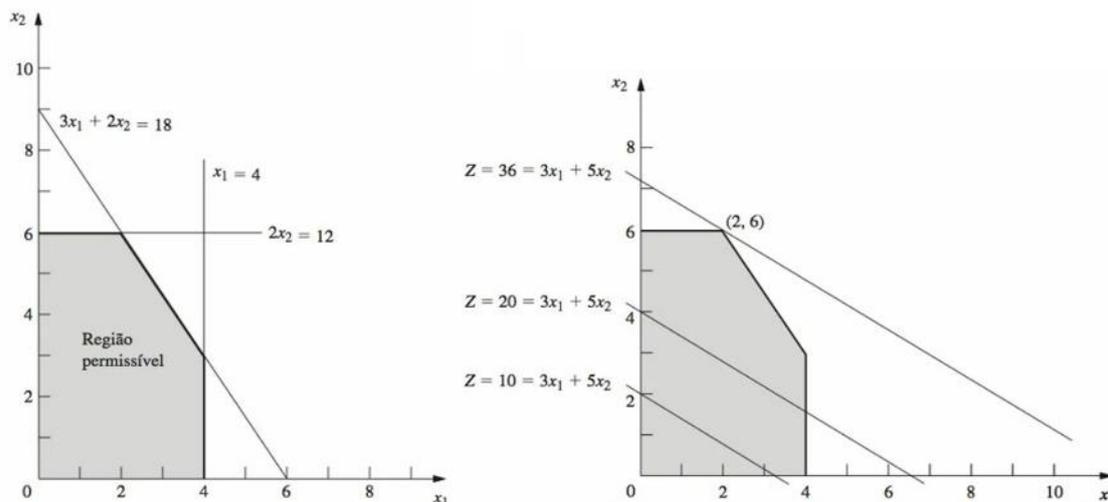
Modelos desse tipo são relativamente simples de resolver com o auxílio de um gráfico. A solução passa pela construção de um plano Z definido em termos de pares (x_1, x_2) e o traçado de retas que limitam os valores permitidos pelas restrições do modelo.

Para a primeira restrição, é simples notar que qualquer valor à esquerda da reta representada por $x_1 = 4$ é satisfatório. Para a segunda restrição, todo valor abaixo da reta representada por $2x_2 = 12$ é satisfatório. Todos os valores abaixo da reta representada por $3x_1 + 2x_2 = 18$ satisfazem a última restrição. Por fim, as duas últimas restrições serão atendidas para todos os valores acima da reta representada por $x_2 = 0$ e à direita da reta que descreve $x_1 = 0$. Vale destacar que todos os valores sobre as retas também satisfazem as restrições. Como todas as restrições devem ser atendidas simultaneamente, o par de valores x_1 e x_2 necessariamente devem fazer parte da região de interseção de todas as áreas descritas anteriormente. Isto é ilustrado na imagem à esquerda da Figura 8.

Uma vez definida a região de soluções possíveis, o próximo passo é achar o ponto que maximiza a função objetivo do modelo. Para isso, pode-se utilizar um processo de tentativa e erro, atribuindo-se valores arbitrário a Z . O plano à direita na Figura 8 mostra uma série de retas obtidas variando-se os valores da função objetivo. É fácil concluir que todas as retas obtidas quando se varia o

valor de Z são paralelas, com um coeficiente angular $x_2 = -\frac{3}{5}$. Portanto, basta que se encontre a reta com o maior coeficiente linear possível que tenha pelo menos um de seus pontos pertencentes à região de soluções possíveis. Fazendo-se isso, percebe-se que a função objetivo atingirá seu valor máximo $Z = 36$ quando $x_1 = 2$ e $x_2 = 6$.

Figura 8 - Soluções possíveis para um modelo de PL bidimensional.



Fonte: HILLIER (2013)

O método gráfico apresentado anteriormente é bastante simples e preciso, mas não é adequado para solucionar problemas de maior porte. É necessário utilizar outras técnicas, sendo o método simplex o mais disseminado dentre elas, sendo capaz de solucionar uma extensa gama de problemas de forma bastante eficiente.

Apesar de ser um procedimento essencialmente algébrico, é possível atribuir uma interpretação geométrica ao método simplex. Utilizando o exemplo mostrado na Figura 8, a ideia básica é realizar um procedimento de varredura nos vértices da região permissível em busca do valor máximo para a função objetivo, destacando-se que não necessariamente todos esses pontos serão avaliados, visto que existem critérios de parada que impedem isso de acontecer.

A aplicação do método simplex envolve uma série de regras e iterações que geralmente são executadas por algoritmos e *softwares* em computadores.

Maiores detalhes sobre o procedimento podem ser encontrados em HILLIER (2013).

Vale notar que alguns problemas são tão complicados que na prática é impossível encontrar uma solução ótima do ponto de vista estritamente matemático. Nestes casos, a saída é encontrar soluções que se encontrem pelo menos próximas ao que seria uma solução ótima. Para tais situações, os métodos de solução utilizados são denominados meta-heurísticas. Em regra, os procedimentos heurísticos consistem em algoritmos iterativos que buscam novas soluções a cada iteração até que se encontre um critério de parada. Existe uma ampla diversidade de meta-heurísticas disponíveis, sendo algumas das mais conhecidas:

- Recozimento simulado;
- Busca Tabu;
- Algoritmos Genéticos;
- Otimização da colônia de formigas (ACO – *ant colony optimization*).

O mercado de energia elétrica vem se diversificando a cada ano que passa. Ao mesmo tempo, a tendência de abertura deste setor para diferentes tipos de empreendedores cria uma concorrência mais intensa que a experimentada no passado e torna as decisões a respeito de investimentos de valores consideravelmente altos cada vez mais difíceis. Nesta linha, a aplicação de procedimentos heurísticos tem sido intensificada para tratamento de problemas relacionados ao mercado de energia elétrica, no qual a busca pela redução dos custos de investimento, operação e manutenção é um aspecto essencial, assim como em qualquer negócio que deseje se manter viável no longo prazo.

Essa problemática está presente também nas várias partes que compõem um processo produtivo. Quando se trata de uma usina eólica, por exemplo, fatores como bitolas dos cabos utilizados na rede de distribuição interna, localização dos aerogeradores e conexões entre os vários barramentos podem ser responsáveis por consideráveis reduções ou aumentos de custos de produção. O elevado número de combinações entre esses fatores faz com que uma análise caso a caso nem sempre seja algo factível, dado o grande número

de variáveis envolvidas nos cálculos, que nem sempre se adequam às limitações computacionais.

Nesta conjuntura, faz-se necessário apelar para modelos matemáticos de otimização que facilitem a obtenção das melhores soluções e conseqüentemente o processo decisório. Um modelo especialmente útil para a avaliação da definição das conexões entre os aeradores de uma usina eólica (construção ou não construção daquela conexão em particular) é chamado de Programação Inteira Binária (PIB), que nada mais é do que um caso particular de um modelo de PL quando as variáveis de decisão só podem assumir os valores inteiros 0 ou 1. Este será o método utilizado na modelagem do problema apresentado no Capítulo 3 deste documento.

2.4 Gurobi

Uma vez definido um modelo de otimização conforme descrito na seção anterior, é necessário buscar uma solução para ele. Neste trabalho a ferramenta utilizada para tal é o Gurobi - GUROBI OPTIMIZATION, LLC (2023) -, que se trata de um software que possui interface com uma série de linguagens de programação, como Python, AIMMS e R. Existem versões comercializadas por meio da venda de licenças, mas também há a possibilidade de se obter licenças acadêmicas gratuitamente. Para a análise que se pretende fazer neste trabalho, a licença acadêmica é suficiente.

A interface utilizada será por meio da linguagem de programação Python e o ambiente de desenvolvimento utilizado será o PyCharm.

2.5 Valor Presente Líquido (VPL)

Ao se avaliar diferentes possibilidades de investimento, várias técnicas de análise econômica podem ser utilizadas, visando prover ao investidor comparativos entre as diferentes alternativas disponíveis no mercado. O método do Valor Presente Líquido (VPL) é uma das ferramentas mais conhecidas nesse sentido e sua ideia básica é fornecer uma noção de quanto um determinado investimento proporcionaria de retorno considerando o investimento inicial e os

fluxos de caixa futuro, como se todos estivessem presentes no momento em que o investimento é realizado. Este procedimento é realizado utilizando a equação (16):

$$VPL = \frac{FC_1}{(1+i)^1} + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} \quad (16)$$

Onde:

- n representa a quantidade de anos considerada na análise;
- FC_j corresponde ao fluxo de caixa (diferença entre a quantidade de dinheiro que entrou e a que saiu) daquele investimento no ano j ;
- i representa a taxa de desconto, que nada mais é do que o custo do dinheiro no tempo (taxa de juros).

A razão de se trazer os fluxos de caixa ao valor presente é verificar se aquele investimento tem retorno positivo no período em análise. Em suma, caso o VPL seja maior do que zero, isso significa que o investimento tem um retorno positivo. Da forma análoga, caso o VPL seja menor que zero, aquele investimento tem um retorno negativo.

Voltando à equação (16), pode-se fazer uma simplificação caso se considere o fluxo de caixa constante durante o tempo:

$$VPL = \sum_{j=1}^n \frac{FC}{(1+i)^j} = FC \sum_{j=1}^n (1+i)^{-j} = FC \frac{(1+i)^{-n-1} - (1+i)^{-1}}{(1+i)^{-1} - 1} \quad (17)$$

A equação (17) é de especial importância para esta dissertação, pois um dos custos considerados na análise do problema em estudo é relativo às perdas de energia ativa e reativa – equações (12) e (13). Tais valores deverão ser corrigidos ao longo do tempo, e isto será realizado utilizando a formulação do VPL. O VPL incide reduzindo o custo das perdas que está disperso ao longo dos anos.

3. Apresentação do Problema

Este capítulo mostra uma solução para o problema original existente na literatura e as alterações propostas por essa dissertação. As seções 3.1, 3.2 e 3.3 apresentam a solução original do problema elaborada por CERVEIRA et al. (2021). Na seção 3.4 são apresentadas as melhorias propostas, algumas presentes em OLIVEIRA (2022) e outras inéditas.

3.1 Descrição geral do problema

A construção de um parque eólico engloba uma série de etapas, tais como as análises iniciais do regime dos ventos de uma determinada região, a definição dos locais de instalação dos aerogeradores visando aproveitar ao máximo a velocidade dos ventos, bem como a alocação e construção da subestação elevadora responsável por conectar a usina às linhas de transmissão responsáveis pelo transporte de energia aos locais de consumo.

Assumindo que todos esses estudos já foram realizados, estando definidos parâmetros como tensão de operação, potência nominal dos aerogeradores e os pontos de instalação das turbinas e da subestação, resta ainda a definição do encaminhamento de rede a ser utilizado no interior da usina e das bitolas dos cabos que irão compor esta rede coletora.

A grande variedade de cabos disponibilizados comercialmente e as diferentes opções de conexões possíveis torna a definição da topologia interna da usina uma tarefa menos trivial do que se poderia imaginar, visto que as alternativas crescem exponencialmente à medida em que a quantidade de aerogeradores aumenta. O desafio é maior para plantas de geração de grande porte, em que a melhor alternativa econômica pode incluir mais de uma subestação coletora.

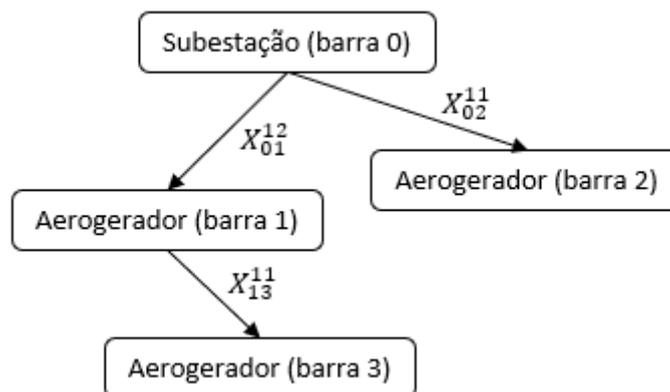
O problema tratado nessa proposta de dissertação de projetar a rede coletora de uma planta de geração eólica genérica foi formulado para solução usando Programação Binária. O vetor de variáveis de decisão X é binário e seu comprimento é determinado pelo número de arestas candidatas. O conjunto de

arestas é criado em uma etapa de pré-processamento, conforme apresentado na Seção 3.2.

3.2 Conjunto de arestas candidatas

O conjunto de arestas candidatas define o vetor das variáveis de decisão X_{ij}^{kt} , sendo definido para qualquer rede coletora tomando como referência quatro grandezas de interesse: origem i , destino j , condutor k e número de aerogeradores a jusante da origem t . Considerando o caso ilustrado na Figura 9 como um exemplo de uma pequena planta eólica, a conexão entre a barra 0 e a barra 1, por exemplo seria identificada por X_{01}^{12} (aqui considera-se a existência de somente um tipo de cabo identificado por $k = 1$).

Figura 9 - Arestas Candidatas.



Cada uma dessas grandezas é definida com base em um conjunto finito de possibilidades, de modo que para uma rede com n_S subestações, n_A aerogeradores e n_K condutores se tem:

- i pertence ao conjunto N_0 , formado pela união dos identificadores das subestações e aerogeradores ($N_0 = \{0, 1, \dots, n_S, n_S + 1, \dots, n_S + n_A - 1\}$);
- j pertence ao conjunto N , formado pelos identificadores dos aerogeradores ($N = \{1, \dots, n_A\}$);

- k pertence ao conjunto K , formado pelos identificadores dos condutores disponíveis para o projeto de rede ($K = \{1, \dots, n_K\}$);
- t pertence ao conjunto $T = \{1, 2, \dots, T_K\}$, sendo T_K o número de aerogeradores máximo que não viola a ampacidade do condutor definido em k .

Para cada cabo k selecionado, se tem T_K possibilidades para o valor de t . A quantidade de origens e destinos possíveis são obtidas de N_0 e N , sendo respectivamente: $n_S + n_A$ e n_A . Logo, o número total de conexões que usam o condutor k é:

$$\text{Conexões possíveis por cabo } k = T_k \cdot n_A \cdot (n_S + n_A) \quad (18)$$

A quantidade total de conexões para todos os cabos disponíveis é, portanto, o somatório de todas as conexões possíveis para todos os cabos. Ou seja:

$$\text{Conexões Possíveis} = n_A \cdot (n_S + n_A) \cdot \sum_{k=1}^{n_K} T_k \quad (19)$$

Para facilitar a compreensão do problema, considera-se um cenário com 4 barras (1 subestação e 3 aerogeradores) e 2 tipos de cabos disponíveis. Um dos cabos ($C1$) suporta até 3 aerogeradores enquanto o outro ($C2$) suporta somente 2. Nesta condição os conjuntos descritos anteriormente seriam $N = \{1, 2, 3\}$, $N_0 = \{0, 1, 2, 3\}$ e $k = \{1, 2\}$.

Pela equação (19), sendo $n_S = 1$, $n_A = 3$ e $T = \{3, 2\}$, existem 60 conexões possíveis, listadas na Tabela 1.

Tabela 1 - Conexões candidatas (versão 1).

Conexão	t	k	i	j	Conexão	t	k	i	j
1	1	1	0	1	31	3	1	2	2
2	1	1	1	1	32	3	1	3	2
3	1	1	2	1	33	3	1	0	3
4	1	1	3	1	34	3	1	1	3

Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>
5	1	1	0	2	35	3	1	2	3
6	1	1	1	2	36	3	1	3	3
7	1	1	2	2	37	1	2	0	1
8	1	1	3	2	38	1	2	1	1
9	1	1	0	3	39	1	2	2	1
10	1	1	1	3	40	1	2	3	1
11	1	1	2	3	41	1	2	0	2
12	1	1	3	3	42	1	2	1	2
13	2	1	0	1	43	1	2	2	2
14	2	1	1	1	44	1	2	3	2
15	2	1	2	1	45	1	2	0	3
16	2	1	3	1	46	1	2	1	3
17	2	1	0	2	47	1	2	2	3
18	2	1	1	2	48	1	2	3	3
19	2	1	2	2	49	2	2	0	1
20	2	1	3	2	50	2	2	1	1
21	2	1	0	3	51	2	2	2	1
22	2	1	1	3	52	2	2	3	1
23	2	1	2	3	53	2	2	0	2
24	2	1	3	3	54	2	2	1	2
25	3	1	0	1	55	2	2	2	2
26	3	1	1	1	56	2	2	3	2
27	3	1	2	1	57	2	2	0	3
28	3	1	3	1	58	2	2	1	3
29	3	1	0	2	59	2	2	2	3
30	3	1	1	2	60	2	2	3	3

Para todas as arestas com origem em uma subestação, faz sentido verificar os casos em que a quantidade de aerogeradores a jusante vai de 1 até a quantidade máxima suportada por aquele cabo. Para as demais conexões, pode-se considerar um gerador a menos, pois a existência da quantidade máxima de geradores suportada por aquele cabo implicaria na violação do limite de condução na aresta a montante, originada na subestação.

Assim, supondo que um condutor $C1$ seja o condutor de maior bitola e tenha capacidade de suportar a potência gerada por t_1 aerogeradores, deve-se levar em consideração as $n_S \cdot n_A \cdot t_1$ conexões possíveis que se originam em alguma subestação. Para as conexões restantes (n_A^2), só faz sentido considerar os casos em que existem menos do que t_1 geradores conectados a jusante, ou seja: $n_A^2 \cdot (t_1 - 1)$ conexões. Conforme mencionado previamente, isto se dá somente

para o condutor de maior bitola. Para os demais, todas as conexões possíveis devem ser consideradas. Logo, considerando a existência de n_K cabos disponíveis, o número total de conexões disponíveis é dado por:

$$\begin{aligned}
 & \text{Conexões possíveis} = \\
 & = n_S \cdot n_A \cdot t_1 + n_A^2 \cdot (t_1 - 1) + t_2 \cdot n_A \cdot (n_S + n_A) + \dots + t_{n_K} \cdot n_A \cdot \\
 & \quad \cdot (n_S + n_A) \\
 & = n_S \cdot n_A \cdot t_1 + n_A^2 \cdot t_1 - n_A^2 + t_2 \cdot n_A \cdot (n_S + n_A) + \dots + t_{n_K} \cdot n_A \cdot \\
 & \quad \cdot (n_S + n_A) \tag{20} \\
 & = n_A \cdot t_1 (n_S + n_A) + t_2 \cdot n_A \cdot (n_S + n_A) + \dots + t_{n_K} \cdot n_A \cdot (n_S + n_A) \\
 & \quad - n_A^2 = \left(n_A \cdot (n_S + n_A) \cdot \sum_{k=1}^{n_K} T_k \right) - n_A^2
 \end{aligned}$$

Utilizando o mesmo exemplo previamente mostrado, haveria, portanto: $3 \cdot 4 \cdot 5 - 3^2 = 51$ conexões possíveis. Atualizando a Tabela 1, seriam retiradas as linhas destacadas em vermelho, conforme a Tabela 2.

Tabela 2 - Conexões candidatas (versão 2).

Conexão	t	k	i	j	Conexão	t	k	i	j
1	1	1	0	1	31	3	1	2	2
2	1	1	1	1	32	3	1	3	2
3	1	1	2	1	33	3	1	0	3
4	1	1	3	1	34	3	1	1	3
5	1	1	0	2	35	3	1	2	3
6	1	1	1	2	36	3	1	3	3
7	1	1	2	2	37	1	2	0	1
8	1	1	3	2	38	1	2	1	1
9	1	1	0	3	39	1	2	2	1
10	1	1	1	3	40	1	2	3	1
11	1	1	2	3	41	1	2	0	2
12	1	1	3	3	42	1	2	1	2
13	2	1	0	1	43	1	2	2	2
14	2	1	1	1	44	1	2	3	2
15	2	1	2	1	45	1	2	0	3
16	2	1	3	1	46	1	2	1	3
17	2	1	0	2	47	1	2	2	3
18	2	1	1	2	48	1	2	3	3

Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>
19	2	1	2	2	49	2	2	0	1
20	2	1	3	2	50	2	2	1	1
21	2	1	0	3	51	2	2	2	1
22	2	1	1	3	52	2	2	3	1
23	2	1	2	3	53	2	2	0	2
24	2	1	3	3	54	2	2	1	2
25	3	1	0	1	55	2	2	2	2
26	3	1	1	1	56	2	2	3	2
27	3	1	2	1	57	2	2	0	3
28	3	1	3	1	58	2	2	1	3
29	3	1	0	2	59	2	2	2	3
30	3	1	1	2	60	2	2	3	3

Ressalta-se também que não há razão contabilizar as conexões que têm origem e destino iguais. Conclui-se que esse valor também pode ser deduzido da quantidade total de conexões possíveis.

Quando se computam $n_A \cdot (n_A + n_S)$ conexões, isto significa que existem $n_A + n_S$ barras de origem e n_A barras de destino. Separando-se os termos, tem-se $n_A \cdot n_S$ conexões cuja origem é uma subestação, em que não há possibilidade de igualdade de origem e destino, e n_A^2 arestas cuja origem e destino são as outras barras. Como não faz sentido interligar uma barra consigo mesma, esse último grupo pode ser reduzido para $n_A \cdot (n_A - 1)$

Supondo novamente que $C1$ seja o condutor de maior bitola e tenha capacidade de suportar a potência gerada por t_1 aerogeradores, deve-se levar em consideração as $n_A \cdot n_S \cdot t_1$ conexões possíveis que se originam na subestação. Para as conexões restantes (n_A^2), só faz sentido considerar os casos em que existem menos do que t_1 geradores conectados a jusante e cujo destino não seja igual à origem, ou seja: $(n_A^2 - n_A) \cdot (t_1 - 1)$ conexões.

Para os demais condutores, existem $n_A \cdot n_S$ possibilidades cuja origem é a subestação e $n_A \cdot (n_A - 1)$ possibilidades cuja origem são os aerogeradores. Desse modo, há um total de $n_S \cdot n_A + n_A \cdot (n_A - 1) = n_A \cdot (n_A + n_S - 1)$ conexões candidatas. Logo, considerando a existência de n_K cabos disponíveis, o número total de conexões disponíveis é dado por:

$$\text{Conexões possíveis} = \quad (21)$$

$$\begin{aligned}
&= n_S \cdot n_A \cdot t_1 + n_A \cdot (n_A - 1) \cdot (t_1 - 1) + t_2 \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) + \dots \\
&\quad + t_{n_K} \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \\
&= n_S \cdot n_A \cdot t_1 + n_A^2 \cdot t_1 - n_A \cdot t_1 - n_A^2 + n_A + t_2 \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \\
&\quad + \dots + t_{n_K} \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \\
&= n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \cdot t_1 - n_A^2 + n_A + t_2 \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) + \dots \\
&\quad + t_{n_K} \cdot n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \\
&= \left(n_A \cdot (n_A + n_S - 1) \sum_{k=1}^{n_K} T_k \right) - n_A \cdot (n_A - 1)
\end{aligned}$$

Utilizando o mesmo exemplo previamente mostrado, haveria, portanto: $3 \cdot (3 + 1 - 1) \cdot 5 - 3 \cdot (3 - 1) = 39$ conexões possíveis. Atualizando a Tabela 2, seriam retiradas as linhas destacadas em azul, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 - Conexões candidatas (versão 3).

Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>
1	1	1	0	1	31	3	1	2	2
2	1	1	1	1	32	3	1	3	2
3	1	1	2	1	33	3	1	0	3
4	1	1	3	1	34	3	1	1	3
5	1	1	0	2	35	3	1	2	3
6	1	1	1	2	36	3	1	3	3
7	1	1	2	2	37	1	2	0	1
8	1	1	3	2	38	1	2	1	1
9	1	1	0	3	39	1	2	2	1
10	1	1	1	3	40	1	2	3	1
11	1	1	2	3	41	1	2	0	2
12	1	1	3	3	42	1	2	1	2
13	2	1	0	1	43	1	2	2	2
14	2	1	1	1	44	1	2	3	2
15	2	1	2	1	45	1	2	0	3
16	2	1	3	1	46	1	2	1	3
17	2	1	0	2	47	1	2	2	3
18	2	1	1	2	48	1	2	3	3
19	2	1	2	2	49	2	2	0	1
20	2	1	3	2	50	2	2	1	1
21	2	1	0	3	51	2	2	2	1
22	2	1	1	3	52	2	2	3	1
23	2	1	2	3	53	2	2	0	2

Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	Conexão	<i>t</i>	<i>k</i>	<i>i</i>	<i>j</i>
24	2	1	3	3	54	2	2	1	2
25	3	1	0	1	55	2	2	2	2
26	3	1	1	1	56	2	2	3	2
27	3	1	2	1	57	2	2	0	3
28	3	1	3	1	58	2	2	1	3
29	3	1	0	2	59	2	2	2	3
30	3	1	1	2	60	2	2	3	3

Nota-se que para um sistema de somente 4 barras e 2 tipos de cabos, existe uma quantidade relativamente pequena de conexões candidatas, partiu-se de um problema com 60 possíveis conexões iniciais, reduzindo-as primeiramente para 51 e finalmente para 39 conexões candidatas. Entretanto, sistemas reais possuem dezenas de aerogeradores e muito mais opções de cabos disponíveis. Uma instalação com 60 aerogeradores e 10 tipos cabos que suportassem de 1 a 10 aerogeradores, por exemplo, partiria de 201.300 possíveis conexões iniciais, que depois seriam reduzidas para 197.700 e finalmente 194.460 conexões candidatas. Uma análise combinatória de todas essas conexões seria um processo bastante custoso, senão impossível, em termos de esforço computacional. A solução para essa questão passa, portanto, pela criação de um modelo de otimização.

3.3 Modelo de otimização

A equação (21) serve para definir as conexões passíveis de análise durante o processo de otimização. As considerações feitas anteriormente têm o objetivo de reduzir a quantidade de conexões analisadas e conseqüentemente o esforço computacional. Soluções radiais conexas possuem necessariamente n_A arestas, de modo que o problema consiste em escolher essas n_A arestas para habilitar no conjunto de arestas candidatas.

O processo de otimização propriamente dito é realizado utilizando o modelo apresentado a seguir, nomeado de Modelo 1:

$$\min \sum_{i \in N_0} \sum_{j \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ki}} ((c_{ij}^k + p_{ij}^k + q_{ij}^k) \cdot x_{ij}^{kt}) \quad (22)$$

$$\sum_{j \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{k0}} (t \cdot x_{0j}^{kt}) = n \quad (23)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{k0}} (x_{ij}^{kt}) = 1, j \in N \quad (24)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ki}} (t \cdot x_{ij}^{kt}) = \sum_{i \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{kj}} (t \cdot x_{ij}^{kt}) + 1, j \in N \quad (25)$$

$$x_{ij}^{kt} \in \{0, 1\}, i \in N_0, j \in N, k = 1, \dots, K, t = 1, \dots, t_{ki} \quad (26)$$

Reforçando o modelo das arestas apresentado na Seção 3.2, onde os subscritos i e j servem para indicar uma conexão que parte da barra i para a barra j , e os sobrescritos k e t indicam o cabo utilizado na conexão e o total de aerogeradores suportados por aquela conexão, respectivamente. Os valores de p e q na função objetivo correspondem aos custos relativos às perdas de energia ativa e reativa, respectivamente, e são calculados utilizando as equações (8), (9), (12) e (13), apresentadas no Capítulo 3. Os custos de investimento em infraestrutura inicial são representados na função objetivo pelo símbolo c e equivalem a soma dos custos de instalação de rede, que varia de acordo com a bitola do cabo utilizado, mais o custo de escavação D , que neste trabalho terá um valor fixado em 20.000 *EUR/km*.

Cada uma das restrições definidas pelas equações (23) a (25) tem uma razão para existir. A equação (23) garante que o arranjo elétrico conecte todas as turbinas presentes na planta. A equação (24) garante a configuração radial de rede (condição definida previamente pelo projeto). A equação (25) serve para garantir que, em cada circuito radial, as conexões a montante sempre suportem

mais turbinas que as conexões a jusante, respeitando assim os limites de condução pré-determinados.

O modelo anteriormente apresentado segue a linha do que é apresentado em CERVEIRA *et al.* (2021). Entretanto, ele pode ser simplificado, combinando as duas primeiras restrições - equações (23) e (24) - em uma só. O novo modelo, com somente duas restrições foi nomeado de Modelo 2:

$$\min \sum_{i \in N_0} \sum_{j \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ki}} ((c_{ij}^k + p_{ij}^k + q_{ij}^k) \cdot x_{ij}^{kt}) \quad (27)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{j \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ko}} (x_{ij}^{kt}) = n \quad (28)$$

$$\sum_{i \in N_0} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ki}} (t \cdot x_{ij}^{kt}) = \sum_{i \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{kj}} (t \cdot x_{ij}^{kt}) + 1, j \in N \quad (29)$$

$$x_{ij}^{kt} \in \{0, 1\}, i \in N_0, j \in N, k = 1, \dots, K, t = 1, \dots, t_{ki} \quad (30)$$

O capítulo seguinte irá mostrar como ambos os modelos produzem o mesmo resultado, mas possuem performances distintas.

É possível ainda adicionar outras restrições a ambos os modelos previamente apresentados.

Caso se deseje limitar a quantidade de alimentadores que partem de uma subestação, basta adicionar as restrições descritas pelas equações (31) e (32).:

$$\sum_{j \in N} \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{t_{ko}} (x_{ij}^{kt}) \leq Q_A \cdot y_i, i \in S \quad (31)$$

$$y_i \in \{0, 1\}, i \in S \quad (32)$$

Onde:

- Q_A é a quantidade máxima de alimentadores por subestação;

- S é o conjunto que contém todas as subestações da planta de geração.

Este cenário pode ocorrer por limitações de espaço físico para a instalação de equipamentos como disjuntores ou religadores, por exemplo.

Também poderá haver casos em que existem várias localizações possíveis para as subestações, mas não se sabe exatamente quais delas teriam melhor retorno, considerando as posições pré-estabelecidas dos aerogeradores. Supondo, por exemplo, que existem locais para a construção de até dez subestações, mas dinheiro suficiente para construir somente duas, deve-se achar um método para definir as duas melhores posições. Para isso, basta incluir a restrição mostrada na equação (33) nos dois modelos apresentados previamente.

$$\sum_{i \in S} y_i \leq M_S \quad (33)$$

Onde:

- M_S é a quantidade máxima de subestações na usina;
- S é o conjunto de todas as posições possíveis.

Exemplos considerando os Modelos 1 e 2 apresentados previamente adicionados das restrições (31), (32) e (33) são mostrados no Capítulo 4.

3.4 Melhorias propostas para a representação da rede

No modelo apresentado em CERVEIRA (2021) não são levadas em consideração algumas características inerentes ao processo de planejamento de um parque eólico, e algumas delas serão inseridas nos Modelos 1 e 2. São elas:

- Inclusão do custo fixo associado à inclusão de um alimentador em determinada subestação;
- Inclusão do valor presente líquido - equação (17) - para considerar de forma econômica a diferença entre o investimento de construção,

que ocorre no início do horizonte de planejamento, e os custos de perdas, que estão diluídos ao longo de período de análise;

- Melhoria no cálculo das perdas anuais pela substituição do fator de carga pelo fator de perdas estimado.

Os modelos obtidos a partir dessas melhorias serão denominados Modelos 3 e 4.

Em relação ao efeito dessas alterações nos resultados, tanto a inclusão de um custo fixo por alimentador como a aplicação do valor presente líquido às perdas tendem a reduzir o peso associado às perdas no cálculo econômico. A utilização do fator de perdas, com k não nulo, afeta o modelo no sentido contrário. Pois, aumenta o montante de perdas calculado. O resultado deve atender a um compromisso entre esses efeitos, o qual é determinado pelos custos de investimento e de perdas adotados.

4. Resultados

Este capítulo apresenta as simulações computacionais dos problemas apresentados no Capítulo 3. Foram analisados dois cenários testando os Modelos 1, 2, 3 e 4.

4.1 Simulação - Cenário 1

Foram realizadas simulações dos Modelos 1 e 2 apresentados no Capítulo 3. Esta seção tem por objetivo a validação dos modelos. Para isso, considerou-se o cenário de uma usina *offshore* com duas subestações e 102 aerogeradores de potência nominal igual a 2 MW operando numa tensão nominal de 20 kV (CERVEIRA, 2021). As coordenadas das subestações e dos aerogeradores são mostradas no Anexo deste trabalho. Os tipos de condutores disponíveis são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Cabos disponíveis.

Tipo	Indutância (mH/km)	Resistência (Ω /km)	Ampacidade (A)	Custo (EUR/km)
1	0,62	0,6410	169	6,80
2	0,59	0,4430	207	7,12
3	0,57	0,3200	247	7,98
4	0,55	0,2530	281	8,70
5	0,54	0,2060	313	12,77
6	0,53	0,1640	354	13,23
7	0,50	0,1250	408	14,89
8	0,49	0,1000	458	17,50
9	0,47	0,0778	519	21,09
10	0,46	0,0605	585	23,77

Avaliou-se o custo das perdas num horizonte de 20 anos, portanto a quantidade de horas utilizadas para o cálculo da energia foi: $h = 24 \cdot 365 \cdot 20 = 175200$ horas. Para as tarifas de energia ativa e reativa foram utilizados os valores $C_{EP} = 102,52$ EUR/MWh e $C_{EQ} = 51,26$ EUR/Mvarh respectivamente. Por fim, considerou-se o fator de carga das turbinas $F_C = 0,35$ e a frequência de

operação do sistema, utilizada para o cálculo da reatância indutiva, igual a 50 Hz ($\omega = 100\pi \text{ rad/s}$).

A simulação foi implementada num computador com processador Intel^(R) Core (TM) i7-8565U CPU @ 1.80 GHz, 8 GB de memória RAM e Windows 11 de 64 bits. Os resultados são mostrados na Tabela 5.

A simulação foi realizada por meio de um código escrito na linguagem de programação Python, utilizando os *softwares* PyCharm para desenvolvimento e Gurobi (GUROBI, 2023) para otimização matemática, com integração via uma extensão em Python chamada *gurobipy*.

Utilizando os valores de potência nominal das turbinas e a sua tensão de operação, chega-se a uma corrente nominal $I_N = 57,7 \text{ A}$. Como o cabo de maior bitola mostrado na Tabela 4 suporta até 585 A de corrente, conclui-se que a quantidade máxima de aerogeradores por alimentador que parte da subestação é $Q = \left\lfloor \frac{585}{57,7} \right\rfloor = 10$.

4.2 Análise dos resultados - Cenário 1

A Tabela 5 ilustra os resultados obtidos segregados em perdas ativas, perdas reativas e custos de instalação, quando se nota que os custos de instalação são bastante superiores aos demais (cerca de 60% do valor total), mesmo considerando um horizonte relativamente longo de tempo (20 anos).

Tabela 5 - Resultados do Cenário 1.

	Modelo 1	Modelo 2
Custos Totais (EUR)	10.476.349,48	10.476.349,48
Perdas Ativas (EUR)	2.410.594,80	2.410.594,80
Perdas Reativas (EUR)	1.733.457,94	1.733.457,94
Custos de instalação (EUR)	6.332.296,74	6.332.296,74

O resultado obtido com 3 ou 2 restrições é exatamente o mesmo, porém destaca-se que o método que utiliza 3 restrições encontra a solução ótima de forma significativamente mais rápida e essa diferença de velocidade se acentua à medida em que a quantidade de aerogeradores aumenta. Para ilustrar esse comportamento, o caso de um parque eólico de menor porte também foi

simulado e os tempos de execução obtidos para esses dois sistemas de teste são mostrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Comparativo entre as velocidades dos modelos.

Cenário	Modelo 1	Modelo 2
1 subestação + 25 geradores	0,33 s	0,93 s
2 subestações + 102 geradores	4,28 s	194,07 s

Voltando ao caso inicial (2 subestações e 102 aerogeradores), quando comparado com os resultados obtidos em CERVEIRA (2021), nota-se uma diferença percentual de 0,0055%. Possivelmente este erro está relacionado a eventuais truncamentos de constantes realizados pelos autores e/ou valores ligeiramente distintos calculados para as distâncias entre os aerogeradores.

A Figura 10 ilustra o resultado obtido na simulação.

Nota-se que o algoritmo de otimização conectou 52 aerogeradores à subestação 02 e 50 aerogeradores à subestação 01.

As diferentes cores na Figura 10 representam os distintos tipos de cabos selecionados pelo modelo de otimização. Percebe-se que somente 5 das 10 opções de cabos foram efetivamente utilizadas. A Tabela 7 segmenta o número de cabos utilizados por tipo.

Tabela 7 - Cabos selecionados no Cenário 1.

Tipo	Quantidade (unidades)
3	39
4	22
7	17
8	10
10	14

Adicionando as melhorias apresentados na Seção 3.4, sejam elas a inclusão do fator de perdas ($F_p = 0,21$), do custo das entradas de linha (25.000 EUR) e a consideração do valor presente líquido ($i = 7\%$), os resultados obtidos são similares aos obtidos no modelo original, conforme mostrado na Tabela 8.

Figura 10 - Topologia da rede obtida no Cenário 1 – Modelos 1 e 2.

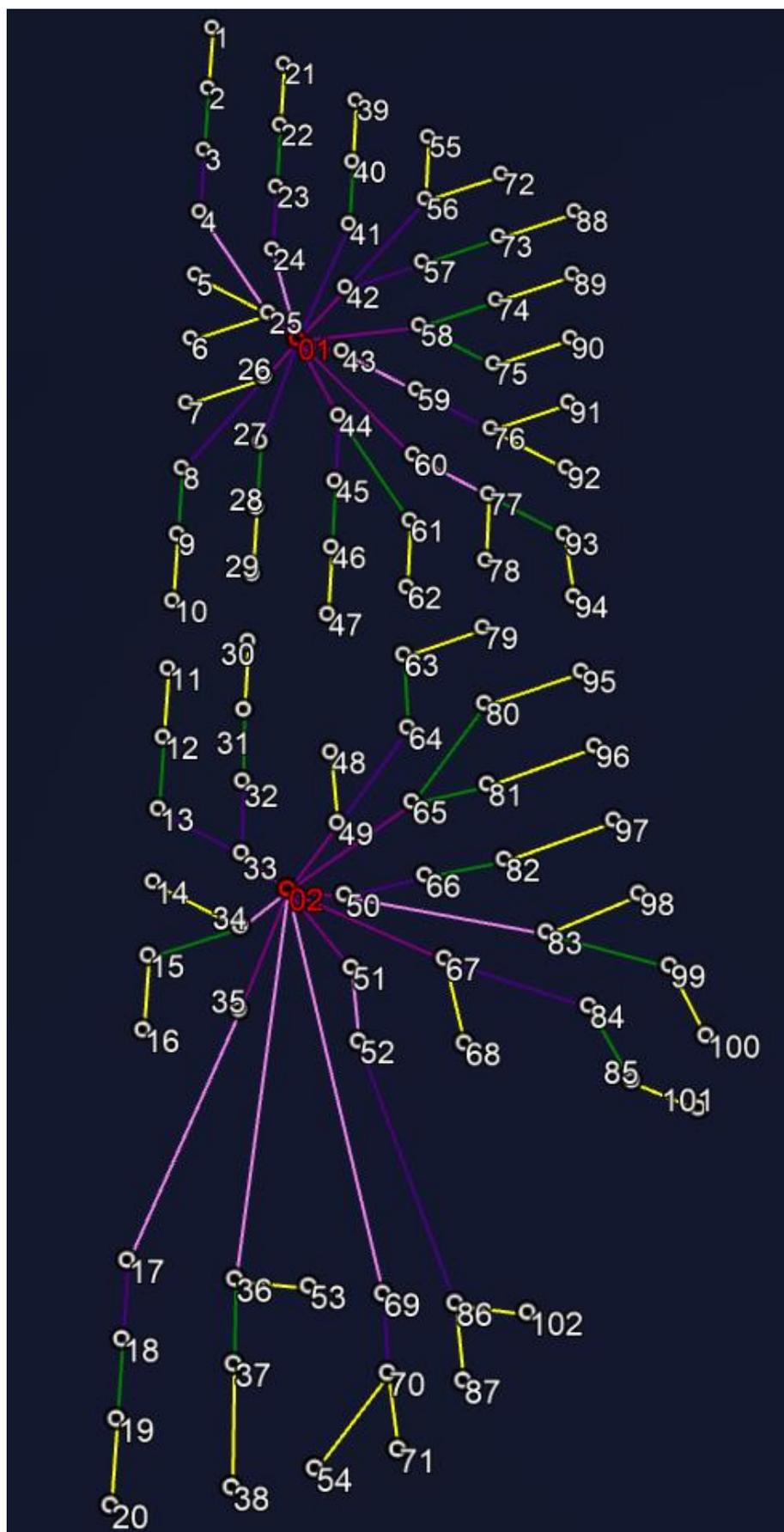


Tabela 8 - Resultados do Cenário 1 - Modelos Modificados.

	Modelo 3	Modelo 4
Custos Totais (EUR)	10.548.386,05	10.548.386,05
Perdas Ativas (EUR)	2.357.927,25	2.357.927,25
Perdas Reativas (EUR)	1.738.220,30	1.738.220,30
Custos de instalação (EUR)	6.452.238,50	6.452.238,50

A Tabela 9 mostra o comparativo entre os modelos originais e os modelos modificados. Percebe-se que, ainda que o valor das perdas ativas tenha reduzido consideravelmente, compensando o crescimento do valor das perdas reativas, os custos totais experimentaram um aumento de 0,7% em função essencialmente dos custos de instalação associados às entradas de linha nas conexões que têm como origem uma das subestações. Destaca-se que esta comparação tem como único objetivo evidenciar as diferenças dos resultados obtidos pelos modelos. Os modelos 3 e 4 consideram uma série de custos extras e melhorias que aproximam o modelo do mundo real e que não estão presentes nos modelos 1 e 2. Não faz sentido, portanto, considerar os modelos 1 e 2 como melhores ainda que eles tenham um custo total inferior aos modelos 3 e 4.

Tabela 9 - Comparativo entre os modelos originais e modificados.

	Modelos 1 e 2	Modelos 3 e 4	Diferença Percentual
Custos Totais (EUR)	10.476.349,48	10.548.386,05	0,7%
Perdas Ativas (EUR)	2.410.594,80	2.357.927,25	-2,2%
Perdas Reativas (EUR)	1.733.457,94	1.738.220,30	0,3%
Custos de instalação (EUR)	6.332.296,74	6.452.238,50	1,9%

4.3 Simulação - Cenário 2

Considera-se agora um cenário onde existem 16 subestações disponíveis e 74 aerogeradores de potência nominal igual a 2 MW operando numa tensão nominal de 20 kV. As coordenadas das subestações e dos aerogeradores são mostradas no Anexo deste trabalho. Os tipos de condutores disponíveis são os mesmos apresentados anteriormente na Tabela 4.

Os demais parâmetros de simulação são todos idênticos aos do Cenário 1. A diferença aqui é a inserção de uma nova restrição que tem como objetivo limitar a quantidade de subestações selecionadas para a solução ótima. Portanto, das 16 subestações disponíveis, a solução ótima deverá selecionar somente as 3 que geram os melhores resultados. Isto se dá por meio da inserção da nova restrição apresentada na equação (33).

4.4 Análise dos resultados - Cenário 2

A Tabela 10 ilustra os resultados obtidos segregados em perdas ativas, perdas reativas e custos de instalação, quando se nota novamente que os custos de instalação são bastante superiores aos demais (cerca de 65% do valor total), mesmo considerando um horizonte relativamente longo de tempo (20 anos).

Tabela 10 - Resultados do Cenário 2.

	Modelo 1	Modelo 2
Custos Totais (EUR)	2.908.949,15	2.908.949,15
Perdas Ativas (EUR)	660.635,66	660.635,66
Perdas Reativas (EUR)	361.175,15	361.175,15
Custos de instalação (EUR)	1.887.138,33	1.887.138,33

Nota-se que o resultado obtido com 3 ou 2 restrições é exatamente o mesmo, porém destaca-se que, assim como no Cenário 1 o método que utiliza 3 restrições encontra a solução ótima de forma consideravelmente mais rápida que o modelo com 2 restrições. Enquanto o modelo com 3 restrições fornece um resultado em 206,1 s, o modelo com 2 restrições gera a mesma solução em 730,1 s.

A Tabela 11 apresenta a lista de cabos selecionados na simulação deste cenário. Assim como no Cenário 1, somente 5 das 10 opções de cabos disponibilizadas foi utilizada.

Tabela 11 - Cabos selecionados no Cenário 2.

Tipo	Quantidade
3	30
4	21

Tipo	Quantidade
7	13
8	6
10	4

Por fim, destaca-se que as 3 subestações selecionadas possuem um total de 7, 8 e 9 alimentadores, com 18, 25 e 31 turbinas respectivamente.

O resultado obtido é quase idêntico ao verificado em CERVEIRA (2021). Há um erro percentual de 0,0056%. Possivelmente este erro está relacionado a eventuais truncamentos de constantes realizados pelos autores e/ou valores ligeiramente distintos calculados para as distâncias entre os aerogeradores.

Adicionando as melhorias apresentados na Seção 3.4, utilizando os mesmos parâmetros do Cenário 1, os resultados obtidos são similares aos obtidos no modelo original, conforme mostrado na Tabela 12.

Tabela 12 - Resultados do Cenário 2 - Modelos Modificados.

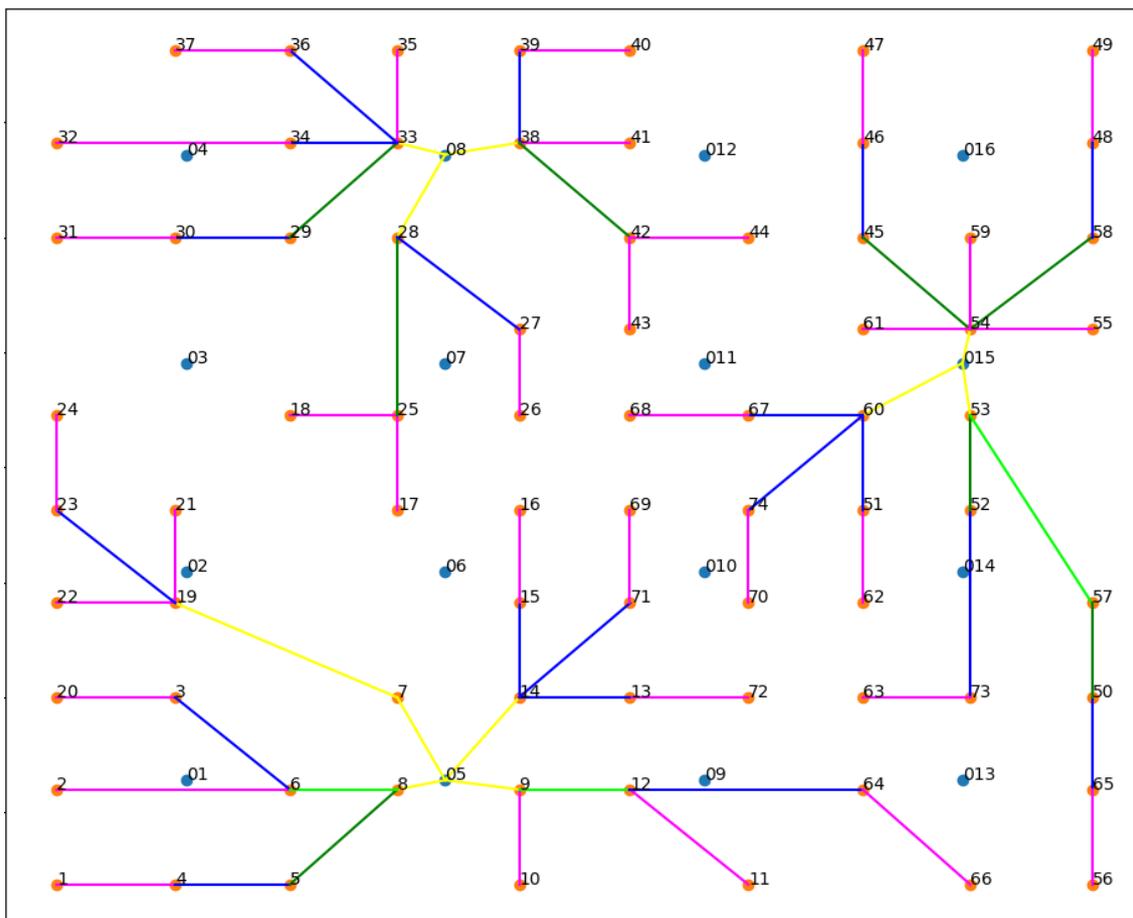
	Modelo 3	Modelo 4
Custos Totais (EUR)	3.150.570,26	3.150.570,26
Perdas Ativas (EUR)	676.457,81	676.457,81
Perdas Reativas (EUR)	440.384,56	440.384,56
Custos de instalação (EUR)	2.033.727,89	2.033.727,89

A Tabela 13 mostra o comparativo entre os modelos originais e os modelos modificados. Percebe-se que, um aumento de 8,3% nos custos totais do parque, inflado principalmente pelo aumento dos custos de instalação associados à construção das entradas de linhas nas conexões cujas origem é a subestação. De maneira semelhante à apresentada no Cenário 1, esta comparação tem como único objetivo evidenciar as diferenças dos resultados obtidos pelos modelos, não fazendo sentido considerar os modelos 1 e 2 como melhores ainda que eles tenham um custo total inferior aos modelos 3 e 4.

Tabela 13 - Comparativo entre os modelos originais e modificados.

	Modelos 1 e 2	Modelos 3 e 4	Diferença Percentual
Custos Totais (EUR)	2.908.949,15	3.150.570,26	8,3%
Perdas Ativas (EUR)	660.635,66	676.457,81	2,4%
Perdas Reativas (EUR)	361.175,15	440.384,56	21,9%
Custos de instalação (EUR)	1.887.138,33	2.033.727,89	7,8%

A Figura 11 ilustra a topologia obtida para o Cenário 2 utilizando os modelos modificados. Os círculos na cor azul representam os pontos de localização das subestações coletoras (também identificadas pelo dígito “0” como o primeiro algarismo de identificação). Os círculos na cor laranja representam os pontos de localização dos aerogeradores e as diferentes cores das conexões representam os diferentes tipos de cabos selecionados pelo modelo de otimização.

Figura 11 - Topologia da rede obtida no Cenário 2 – Modelos 3 e 4.

5. Conclusões

Usinas de energia eólica são responsáveis por uma parcela importante da geração de energia do mundo e a sua participação na matriz energética de diversos países tende a crescer cada vez mais no futuro. A abertura do mercado de energia e a entrada de novos atores neste setor aumenta a demanda por redução de custos e otimização da produção. Neste sentido, métodos de otimização se mostram uma ferramenta valiosa.

Esta dissertação apresentou conceitos de fluxo de potência e métodos de otimização, que depois foram utilizados para a elaboração de dois modelos de otimização cujo objetivo é reduzir os custos de investimento inicial e de operação no longo prazo de parques eólicos.

O primeiro modelo foi desenvolvido no trabalho elaborado por CERVEIRA (2021). O segundo modelo é obtido por meio de uma pequena alteração do primeiro, reduzindo a quantidade de restrições. Aos dois modelos mencionados, adicionaram-se ainda uma série de melhorias que têm por objetivo tornar as soluções mais próximas da realidade. Assim, neste trabalho levou-se em consideração o custo de construção de entradas de linhas para instalação dos alimentadores nas subestações coletoras, o fator de perdas foi utilizado para o cálculo da perda média e adotou-se o método do valor presente líquido com o objetivo de trazer os custos de perdas observados no horizonte de estudo a seus valores presentes.

Os resultados obtidos comprovaram que as redes planejadas considerando 2 ou 3 restrições são idênticas, o que valida o modelo com 2 restrições proposto neste trabalho. A série de melhorias adicionadas aos 2 modelos apresentados geraram valores para as funções objetivo ligeiramente superiores aos modelos originais. Isto se deve principalmente aos custos relacionados à instalação dos alimentadores nas subestações coletoras.

Como possibilidades de melhorias a serem implementadas ao modelo futuramente, tem-se a inclusão do custo das subestações para a obtenção do valor final da função objetivo e do custo de conexão das subestações à rede de transmissão responsável por coletar a energia gerada no parque eólico.

Referências

GWEC - GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Wind Report 2023, 2023. Disponível em <<https://gwec.net/globalwindreport2023/>>. Acesso em 25 set, 2023.

ONS-A - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Relatório Anual 2022, 2022. Disponível em <https://www.ons.org.br/relatorio_anual/index.html>. Acesso em 25 set, 2023.

ABBEEólica - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA E NOVAS TECNOLOGIAS. Boletim Anual 2021, 2021. Disponível em <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica/>>. Acesso em 25 set, 2023.

ONS-B - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. LEN A4-2022: Quantitativos da capacidade remanescente do SIN para escoamento de geração pela rede básica, DIT e ICG, 2022. Disponível em <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220324-notas-tecnicas-LEN-A-4-2022.aspx>>. Acesso em 25 set, 2023.

BRAZ, H. D. M., MELO, G. H. S. V., SOUZA B. A. *Planejamento da rede coletora de um parque de geração eólica usando um algoritmo genético paralelo com dimensionamento dos cabos baseado em condutores econômicos*. GRUPO DE ESTUDO DE ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GAT. XXI SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica). Florianópolis, 2011.

GONZÁLES-LONGATT F. M., WALL, P., REGULSKI P., TERZIJA, V. *Optimal Electric Network Design for a Large Offshore Wind Farm Based on a Modified Genetic Algorithm Approach*. IEEE Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 164-172, March 2012.

DUTTA S., OVERBYE T. J. *Optimal Wind Farm Collector System Topology Design Considering Total Trenching Length*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 3, no. 3, pp. 339-348, July 2012.

GONZÁLES-LONGATT F. M., *Optimal offshore wind farms' collector design based on the multiple travelling salesman problem and genetic algorithm*. IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, 2013.

WU, Y.-K., LEE, C.-Y., CHEN, C.-R., HSU, K.-W., TSENG, H.-T. *Optimization of the Wind Turbine Layout and Transmission System Planning for a Large-Scale Offshore Wind Farm by AI Technology*. IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 50, No. 3, June 2014.

OLIVEIRA, K., PENIDO, D., ARAUJO, L. *Planning of the Wind Farm Distribution Network Using Heuristic Methods*. IEEE Latin America Transactions, vol. 16, no. 12, pp. 2917-2924, December 2018.

CERVEIRA, A., DE SOUSA, A., BAPTISTA, J., PIRES, E. J. S. *Optimal Cable Design of Wind Farms: The Infrastructure and Losses Cost Minimization Case*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 31, No. 6, November 2016.

HOEBEL, H.F. *Cost of electrical distribution losses*. Electric Light and Power, 1959.

HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J. *Introduction to operations research*. 9ª edição, MCGraw-Hill, 2013.

WEDZIK, A., SIEWIERSKI, T., SZYPOWSKI, M. *A new method for simultaneous optimizing of wind farm's network layout and cable cross-sections by MILP optimization*. Applied Energy, Vol. 182, Pages 525-538, 2016.

DEVECİ K., BARUTCU, B., ALPMAN, E., TASCİKARAOĞLU, A., ERDINC, O. *Electrical Layout Optimization of Onshore Wind Farms Based on a Two-Stage Approach*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 11, no. 4, pp. 2407-2416, Oct. 2020.

FISCHETTI, M., PISINGER, D. *Mixed Integer Linear Programming for new trends in wind farm cable routing*. Electronic Notes in Discrete Mathematics, 64, 2018.

CERVEIRA, A., PIRES, E.J.S., BAPTISTA, J. *Wind Farm Cable Connection Layout Optimization with Several Substations*. Energies 14, 3615, 2021.

OLIVEIRA, F. A. L. D. *Projeto Ótimo de Redes Coletoras de Média Tensão Utilizando Programação Binária*. Dissertação de mestrado – Universidade Federal da Paraíba, 2022.

GRAINGER, J. J., STEVENSON, W. D. J. *Power System Analysis*. McGraw-Hill, 1994.

GUROBI OPTIMIZATION, LLC. Gurobi Optimizer Reference Manual, 2023. Disponível em <<https://www.gurobi.com/documentation/current/refman/index.html>>. Acesso em 25 set, 2023.

Anexos

A seguir são apresentadas as coordenadas dos aerogeradores e das subestações dos Cenários 1 e 2 mencionados no Capítulo 4.

Tabela 14 - Coordenadas do Cenário 1

Nº	Latitude	Longitude	Tipo	Nº	Latitude	Longitude	Tipo
1	54.04470	-3.50255	SE	51	54.07980	-3.59197	G
2	54.07952	-3.57512	SE	52	54.08360	-3.60190	G
1	54.02993	-3.44732	G	53	54.10072	-3.62623	G
2	54.03440	-3.45588	G	54	54.11020	-3.64817	G
3	54.03887	-3.46447	G	55	54.02165	-3.48888	G
4	54.04332	-3.47305	G	56	54.02612	-3.49747	G
5	54.04778	-3.48163	G	57	54.03058	-3.50607	G
6	54.05225	-3.49022	G	58	54.03503	-3.51465	G
7	54.05672	-3.49880	G	59	54.03950	-3.52323	G
8	54.06117	-3.50740	G	60	54.04395	-3.53182	G
9	54.06563	-3.51598	G	61	54.04842	-3.54040	G
10	54.07010	-3.52457	G	62	54.05288	-3.54900	G
11	54.07455	-3.53317	G	63	54.05733	-3.55758	G
12	54.07902	-3.54177	G	64	54.06157	-3.56758	G
13	54.08362	-3.55065	G	65	54.06580	-3.57758	G
14	54.08823	-3.55953	G	66	54.06933	-3.58837	G
15	54.09283	-3.56843	G	67	54.07297	-3.60095	G
16	54.09743	-3.57732	G	68	54.07660	-3.61353	G
17	54.11125	-3.60400	G	69	54.09627	-3.63493	G
18	54.11585	-3.61290	G	70	54.10030	-3.64470	G
19	54.12045	-3.62180	G	71	54.10380	-3.65460	G
20	54.12537	-3.63128	G	72	54.01888	-3.50275	G
21	54.02717	-3.46117	G	73	54.02335	-3.51133	G
22	54.03163	-3.46975	G	74	54.02782	-3.51992	G
23	54.03610	-3.47833	G	75	54.03227	-3.52850	G
24	54.04057	-3.48692	G	76	54.03673	-3.53708	G
25	54.04503	-3.49550	G	77	54.04118	-3.54568	G
26	54.04948	-3.50408	G	78	54.04565	-3.55427	G
27	54.05395	-3.51267	G	79	54.05010	-3.56287	G
28	54.05840	-3.52127	G	80	54.05475	-3.57295	G
29	54.06287	-3.52987	G	81	54.05955	-3.58367	G
30	54.06733	-3.53845	G	82	54.06297	-3.59505	G
31	54.07178	-3.54705	G	83	54.06450	-3.60870	G
32	54.07617	-3.55627	G	84	54.06603	-3.62235	G

33	54.08053	-3.56548	G	85	54.06757	-3.63602	G
34	54.08490	-3.57472	G	86	54.09203	-3.64363	G
35	54.08982	-3.58510	G	87	54.09580	-3.65347	G
36	54.10518	-3.61762	G	88	54.01613	-3.51660	G
37	54.10988	-3.62753	G	89	54.02058	-3.52520	G
38	54.11658	-3.64172	G	90	54.02505	-3.53377	G
39	54.02442	-3.47503	G	91	54.02950	-3.54235	G
40	54.02887	-3.48362	G	92	54.03397	-3.55095	G
41	54.03333	-3.49220	G	93	54.03842	-3.55953	G
42	54.03780	-3.50078	G	94	54.04180	-3.56892	G
43	54.04227	-3.50937	G	95	54.04603	-3.57950	G
44	54.04672	-3.51795	G	96	54.04980	-3.59058	G
45	54.05118	-3.52655	G	97	54.05308	-3.60208	G
46	54.05563	-3.53513	G	98	54.05588	-3.61397	G
47	54.06010	-3.54373	G	99	54.05817	-3.62617	G
48	54.06837	-3.56223	G	100	54.05992	-3.63860	G
49	54.07218	-3.57215	G	101	54.06475	-3.64645	G
50	54.07598	-3.58207	G	102	54.08780	-3.65233	G

Tabela 15 - Coordenadas do Cenário 2

Nº	X	Y	Tipo	Nº	X	Y	Tipo	Nº	X	Y	Tipo
1	639.10	640.60	SE	15	1800.0	1410.0	G	45	3000.0	3000.0	G
2	639.10	1546.7	SE	16	1800.0	1812.0	G	46	3000.0	3410.0	G
3	639.10	2452.8	SE	17	1375.0	1812.0	G	47	3000.0	3812.0	G
4	639.10	3358.9	SE	18	1000.0	2225.0	G	48	3800.0	3410.0	G
5	1542.2	640.60	SE	19	600.00	1410.0	G	49	3800.0	3812.0	G
6	1542.2	1546.7	SE	20	187.50	1000.0	G	50	3800.0	1000.0	G
7	1542.2	2452.8	SE	21	600.00	1812.0	G	51	3000.0	1812.0	G
8	1542.2	3358.9	SE	22	187.50	1410.0	G	52	3375.0	1812.0	G
9	2445.3	640.60	SE	23	187.50	1812.0	G	53	3375.0	2225.0	G
10	2445.3	1546.7	SE	24	187.50	2225.0	G	54	3375.0	2600.0	G
11	2445.3	2452.8	SE	25	1375.0	2225.0	G	55	3800.0	2600.0	G
12	2445.3	3358.9	SE	26	1800.0	2225.0	G	56	3800.0	187.50	G
13	3348.4	640.60	SE	27	1800.0	2600.0	G	57	3800.0	1410.0	G
14	3348.4	1546.7	SE	28	1375.0	3000.0	G	58	3800.0	3000.0	G
15	3348.4	2452.8	SE	29	1000.0	3000.0	G	59	3375.0	3000.0	G
16	3348.4	3358.9	SE	30	600.00	3000.0	G	60	3000.0	2225.0	G
1	187.50	187.50	G	31	187.50	3000.0	G	61	3000.0	2600.0	G
2	187.50	600.00	G	32	187.50	3410.0	G	62	3000.0	1410.0	G
3	600.00	1000.0	G	33	1375.0	3410.0	G	63	3000.0	1000.0	G
4	600.00	187.50	G	34	1000.0	3410.0	G	64	3000.0	600.00	G
5	1000.0	187.50	G	35	1375.0	3812.0	G	65	3800.0	600.00	G
6	1000.0	600.00	G	36	1000.0	3812.0	G	66	3375.0	187.50	G
7	1375.0	1000.0	G	37	600.00	3812.0	G	67	2600.0	2225.0	G

8	1375.0	600.00	G	38	1800.0	3410.0	G	68	2187.5	2225.0	G
9	1800.0	600.00	G	39	1800.0	3812.0	G	69	2187.5	1812.0	G
10	1800.0	187.50	G	40	2187.5	3812.0	G	70	2600.0	1410.0	G
11	2600.0	187.50	G	41	2187.5	3410.0	G	71	2187.5	1410.0	G
12	2187.5	600.00	G	42	2187.5	3000.0	G	72	2600.0	1000.0	G
13	2187.5	1000.0	G	43	2187.5	2600.0	G	73	3375.0	1000.0	G
14	1800.0	1000.0	G	44	2600.0	3000.0	G	74	2600.0	1812.0	G