

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KARINA LINO MIRANDA DE OLIVEIRA

**OTIMIZAÇÃO DA REDE COLETORA DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES
EÓLICOS UTILIZANDO UM ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO**

JUIZ DE FORA
MARÇO DE 2016

KARINA LINO MIRANDA DE OLIVEIRA

**OTIMIZAÇÃO DA REDE COLETORA DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES
EÓLICOS UTILIZANDO UM ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO**

Dissertação submetida ao corpo docente da coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do grau de mestre em engenharia elétrica.

Orientadora: Prof^ª. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Coorientador: Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

**JUIZ DE FORA
MARÇO DE 2016**

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Oliveira, Karina Lino Miranda de.

Otimização da Rede Coletora de Média Tensão de Parques Eólicos Utilizando um Algoritmo Genético Modificado / Karina Lino Miranda de Oliveira. -- 2016.

140 f. : il.

Orientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Coorientador: Leandro Ramos de Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2016.

1. Energia Eólica. 2. Otimização. 3. Rede Coletora de Média Tensão. 4. Algoritmo Genético Modificado. I. Araujo, Débora Rosana Ribeiro Penido, orient. II. Araujo, Leandro Ramos de, coorient. III. Título.

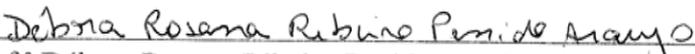
KARINA LINO MIRANDA DE OLIVEIRA

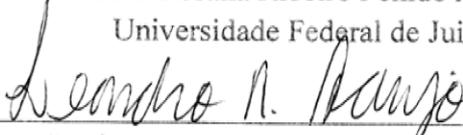
**OTIMIZAÇÃO DA REDE COLETORA DE MÉDIA TENSÃO DE PARQUES
EÓLICOS UTILIZANDO UM ALGORITMO GENÉTICO MODIFICADO**

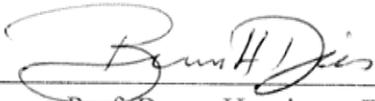
Dissertação submetida ao corpo docente da coordenação do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, área de Sistemas de Energia Elétrica, da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do grau de mestre em engenharia elétrica.

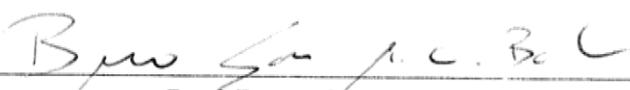
Aprovada em 10 de Março de 2016 por:

BANCA EXAMINADORA:


Prof.^a Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc. (Orientadora)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)


Prof. Leandro Ramos de Araujo, D. Sc. (Coorientador)
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)


Prof. Bruno Henrique Dias, D. Sc.
Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF)


Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D. Sc.
Universidade Federal Fluminense (UFF)

Ao meu amado pai Antônio (*in memoriam*) que cedo partiu, mas que segue muito presente em minha vida. O seu amor incondicional e os seus inúmeros ensinamentos norteiam minha trajetória e, mais uma vez, me ajudaram a conquistar uma vitória. Obrigado por tudo. Saudades.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela presença constante em minha vida, pelo dom do discernimento concedido ao longo dessa jornada e por renovar a cada momento a minha força e a minha fé.

Ao meu pai, com quem tanto me pareço e de quem tanto me orgulho, meu eterno agradecimento por sempre acreditar no meu potencial e por me incentivar a fazer as coisas que gosto. Sei que está torcendo e vibrando muito com mais essa conquista. Te amo muito!

À minha mãe Ana Lucia por todo o suporte. Você sofreu, chorou, riu e vibrou comigo, desconheço amor tão verdadeiro. Você é meu exemplo de mulher, de mãe e de vida.

À Raquel, minha irmã, que sempre foi minha referência de profissionalismo, de competência e dedicação. Muito obrigada pelos conselhos e pela constante torcida.

Agradeço minha avó Geny pelas orações constantes, por todas as palavras de carinho dadas ao longo de toda essa longa e difícil caminhada.

Ao meu namorado Douglas pela paciência, companheirismo e carinho. Sua presença deixa meus dias mais leves e a minha vida mais cheia de alegrias.

Aos amigos do curso de mestrado pelo apoio, amizade e compreensão.

Aos professores Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo e Leandro Ramos de Araujo meu especial agradecimento pela orientação, pela disponibilidade e por todos os ensinamentos que enriqueceram e contribuíram muito para a conclusão deste trabalho.

Agradeço por fim a Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF) pela oportunidade ímpar de ingressar no mestrado, o Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (PPEE) e o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo suporte financeiro. A todos os professores e funcionários que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

“A persistência é o menor caminho
do êxito”.

(Charles Chaplin)

RESUMO

Dentre as diversas fontes de energia renovável, a energia eólica se destaca como uma das mais promissoras. Em meio ao cenário de crise energética em muitos países, crescimento da demanda, maior conscientização ambiental e maior exigência por uma energia de qualidade por parte das sociedades modernas, a energia eólica tem ganhado importância econômica e estratégica.

No Brasil, os empreendimentos eólicos são contratados por meio de leilões através dos quais são declarados vencedores aqueles empreendimentos que ofertam o menor preço pela energia gerada. Este modelo vigente é responsável por acirrar a concorrência e, conseqüentemente, instigar a busca pela otimização das propostas. Considerando este aspecto, é de grande interesse o desenvolvimento de ferramentas computacionais que auxiliem profissionais a desenvolver projetos viáveis técnica e economicamente na fase de planejamento, e de preferência otimizados.

Parques eólicos são compostos basicamente por aerogeradores, transformadores responsáveis por elevarem a tensão de saída das turbinas para níveis adequados de distribuição, cabos de média tensão e subestações. A construção da rede coletora de média tensão (rede interna), responsável pela interconexão de todos os aerogeradores e subestações, constitui parcela considerável dos custos globais, o que tem motivado diversos pesquisadores a publicar trabalhos que objetivam encontrar a melhor topologia da rede elétrica que, ao mesmo tempo, minimize os custos e respeite os critérios técnicos estabelecidos, tais como: radialidade, conectividade, variação da tensão nos barramentos, máxima condução de corrente pelo condutor (sobrecarga nos ramos), entre outras.

Tendo em vista tais considerações, é proposto nesse trabalho 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 com esse método minimizar os custos com a aquisição de alguns equipamentos e com as perdas de energia ao longo de um horizonte de planejamento.

O método proposto foi testado em parques eólicos fictícios e os resultados obtidos comprovam que o modelo elaborado pode ser utilizado para projetar uma arquitetura otimizada da rede de distribuição interna de parques eólicos.

Palavras-chave: energia eólica; otimização; rede coletora de média tensão; algoritmo genético modificado.

ABSTRACT

Among the various sources of renewable energy, wind energy stands out as one of the most promising. Amid the energy crisis scenario in many countries, the demand growth, greater environmental awareness and greater demand for energy quality on the part of modern societies, wind energy has gained economic and strategic importance.

In Brazil, wind projects are contracted by means of auctions through which are declared winners those projects that offer the lowest price for energy generated. This current model is responsible for increase competition and consequently instigate the search for optimization of the proposals. Considering this aspect, it is of great interest the development of computational tools to assist professionals to develop technical and economically viable projects in the planning stage, and preferably optimized.

Wind farms are basically composed of wind turbines, transformers responsible for raise the output voltage of the turbines for adequate levels of distribution, medium voltage cables and substations. The construction of the medium voltage collector network (internal network), responsible for the interconnection of all wind turbines and substations, constitutes a considerable share of the overall costs, which has motivated many researchers to publish works that aim to find the best grid topology of the electrical network that, at the same time, minimizes costs and respects the technical criteria established, such as: radial configuration, connectivity, voltage variation in bus, current conduction maximum through the cable (overhead in the branches), among others.

In view of these considerations, it is proposed in this paper a new solution algorithm to optimization of the medium voltage collector network of wind farms, comprising the determination of topology of connection between the turbines and substations and the sizing of conductors, based on the use of a modified genetic algorithm as optimization method. The objective of this methodology is to minimize the costs of acquisition of some equipment and energy losses over a planning horizon.

The proposed method was tested on fictitious wind farms and the results show that the model developed can be used to design the optimized architecture of internal distribution network of wind farms.

Keywords: wind energy; optimization; medium voltage collector network; modified genetic algorithm.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Profundidade da água, distância até a costa e tamanho dos parques eólicos offshore construídos na Europa durante 2014 (EWEA, 2015).....	17
Figura 2.2 - Topologia básica do sistema elétrico de um parque eólico <i>offshore</i>	18
Figura 2.3 - Topologia básica do sistema elétrico de um parque eólico <i>onshore</i>	18
Figura 2.4 - Exemplo de um aerogerador de eixo horizontal e alguns de seus componentes (ANEEL, 2005).	20
Figura 2.5 - Efeito de sombreamento observado em um aerogerador (LEITE, 2005)...	21
Figura 2.6 – Distanciamento típico a ser respeitado entre as unidades geradoras.....	21
Figura 2.7 - Exemplo de um arranjo radial simples do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.....	22
Figura 2.8 - Arranjo radial simples utilizado para conectar os aerogeradores e a subestação no parque eólico de Horns Rev 2 (CONBOTASSUCIAS, 2013).....	23
Figura 2.9 - Exemplo de um arranjo ramificado do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.	24
Figura 2.10 - Série temporal de velocidade de vento - semana de 04 a 11/09/2002 - Sítio Nordeste I (LEITE, 2005).....	26
Figura 2.11 - Histograma de velocidade de vento do Sítio Nordeste I (LEITE, 2005)..	26
Figura 2.12 - Formas que a Função de <i>Weibull</i> pode assumir para valores distintos de k e $c=1$ (LEITE, 2005).....	28
Figura 2.13 - Curva de rendimento do aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014).....	30
Figura 2.14 - Curva de Potência do aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014).....	30
Figura 3.1 - Ilustração da disposição de alguns dos elementos que compõem o sistema de distribuição de um parque eólico.	38
Figura 3.2 - Fluxograma do processo de determinação dos condutores que serão empregados em cada ramo do parque eólico.....	39
Figura 3.3 - Principais etapas que compõem o fluxo de potência através do método de injeção de corrente.....	43
Figura 3.4 - Principais etapas do "Algoritmo de Solução 1" do método proposto.....	49
Figura 3.5 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação de um parque eólico hipotético.	50

Figura 3.6 - Exemplificação de uma configuração factível para o sistema hipotético...	50
Figura 3.7 - Representação cromossomial para a configuração exemplificada na Figura 3.6.	51
Figura 3.8 - Fluxograma do processo de correção dos cromossomos inválidos.	55
Figura 3.9 - Ilustração do processo de <i>crossover</i>	59
Figura 3.10 - Exemplo ilustrativo da atuação do operador genético de mutação.....	60
Figura 3.11 - Variação das taxas de <i>crossover</i> e mutação para um parque eólico contendo 9 aerogeradores e 1 subestação.	62
Figura 4.1 - Exemplificação do posicionamento das turbinas no parque eólico (GONZALEZ-LONGATT, 2013).	67
Figura 4.2 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico I. ...	68
Figura 4.3 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico II... 68	
Figura 4.4 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico III. 69	
Figura 4.5 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico IV. 69	
Figura 4.6 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico V... 70	
Figura 4.7 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico VI. 70	
Figura 4.8 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico I. ... 71	
Figura 4.9 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico II... 71	
Figura 4.10 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico III.72	
Figura 4.11 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico IV.72	
Figura 4.12 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico V. 73	
Figura 4.13 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico VI.73	
Figura 4.14 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico I..... 75	
Figura 4.15 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico II. 75	
Figura 4.16 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico III. 76	
Figura 4.17 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico IV..... 76	
Figura 4.18 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico V. 77	
Figura 4.19 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VI..... 77	
Figura 4.20 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico VII.	81
Figura 4.21 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico VIII.	82
Figura 4.22 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico IX.	82

Figura 4.23 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico X.	83
Figura 4.24 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico XI.	83
Figura 4.25 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico XII.	84
Figura 4.26 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VII.....	85
Figura 4.27 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VIII.	85
Figura 4.28 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico IX.....	86
Figura 4.29 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico X.	86
Figura 4.30 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico XI.....	87
Figura 4.31 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico XII.....	87
Figura 4.32 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico II.....	92
Figura 4.33 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico IV.	92
Figura 4.34 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico VI.	93
Figura 4.35 - Características da geração através de parques eólicos em diversas regiões do país (MME, 2014).	95
Figura 4.36 - Topologia do parque eólico VI e a numeração empregada para identificar cada uma das barras do sistema.....	98
Figura 4.37 - Trajetória de Convergência do "Algoritmo de Solução 1" para o parque eólico II.....	103
Figura 4.38 - Visão geral do "Algoritmo de Solução 2".	105
Figura 4.39 - Trajetória de Convergência do "Algoritmo de Solução 2" para o parque eólico II.....	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Dados associados aos condutores para uma tensão de 34,5 kV (BRAZ, MELO e SOUZA, 2011).	41
Tabela 3.2 - Agrupamento da série temporal da região de Nordeste I em três estados de velocidade do vento (LEITE, 2005).	43
Tabela 3.3 - Resumo dos dados técnicos do aerogerador E-82 E2 da ENERCON.	44
Tabela 3.4 - Estimativas de geração do aerogerador E-82 E2 para as velocidades de vento utilizadas no trabalho.	44
Tabela 3.5 - Intervalo de variação do número de alimentadores adotado no AG de acordo com os testes realizados.	53
Tabela 3.6 - Probabilidades inicial e final dos processos de <i>crossover</i> e mutação.	61
Tabela 4.1 - Resumo dos parâmetros adotados no algoritmo genético.	65
Tabela 4.2 - Resumo dos parâmetros de custos utilizados na função objetivo.	65
Tabela 4.3 - Resumo dos resultados obtidos por Gonzalez-Longatt (2013).	74
Tabela 4.4 - Resumo dos resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida no presente trabalho para os parques eólicos de I a VI utilizados nos testes.	78
Tabela 4.5 - Resumo dos valores encontrados ao subtrair os custos obtidos por Gonzalez-Longatt (2013) pelos custos obtidos pela ferramenta desenvolvida neste trabalho.	79
Tabela 4.6 - Resumo dos resultados obtidos pelo algoritmo desenvolvido no presente trabalho para os parques eólicos de VII a XII utilizados nos testes.	88
Tabela 4.7 - Comparação da EAP nos parques eólicos para os quatro métodos em análise.	90
Tabela 4.8 - Resumo dos valores encontrados ao subtrair os custos obtidos pela ferramenta proposta, que utiliza o Método B para estimar as perdas de energia, pelos custos obtidos ao se empregar o Método C.	94
Tabela 4.9 - Comparações entre os valores de EAP, calculados utilizando o Método D, para diferentes valores de fator de perdas.	96
Tabela 4.10 - Resumo do dimensionamento dos condutores do parque eólico I.	99
Tabela 4.11 - Levantamento da quantidade de cabos e o investimento necessário para adquiri-los.	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações da Geração
EAP	Energia Anual Perdida
EWEA	<i>The European Wind Energy Association</i>
FCM	<i>Fuzzy c-means</i>
FVP	Fator de Valor Presente
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas de Energia
OES-OWF	<i>Optimize the Electrical System for Offshore Wind Farms</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
RTS	<i>Restricted Tournament Selection</i>
SIA	Sistema Imunológico Artificial
SIN	Sistema Interligado Nacional
WWEA	<i>The World Wind Energy Association</i>

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO	1
1.1 <i>Considerações Iniciais</i>	1
1.2 <i>Motivações</i>	3
1.3 <i>Revisão Bibliográfica</i>	5
1.4 <i>Objetivos do Trabalho</i>	12
1.5 <i>Publicações Relacionadas ao Trabalho</i>	13
1.6 <i>Estrutura do Trabalho</i>	13
CAPÍTULO 2. ASPECTOS BÁSICOS DE PARQUES EÓLICOS	15
2.1 <i>Introdução</i>	15
2.2 <i>Composição Básica do Sistema Elétrico de Parques Eólicos</i>	15
2.2.1 <i>Rede Coletora de Média Tensão - Composição e Principais Arranjos</i>	22
2.2.1.1 <i>Radial Simples</i>	22
2.2.1.2 <i>Ramificado</i>	23
2.3 <i>Estimativa da Energia Anual Perdida na Rede Coletora de Média Tensão de Parques Eólicos</i>	25
2.3.1.1 <i>Tratamento Estatístico dos Dados do Vento</i>	25
2.3.1.2 <i>Curva de Potência de Aerogeradores</i>	28
2.3.1.3 <i>Métodos para Cálculo da Energia Anual Perdida na Rede Coletora de Média Tensão</i>	31
2.4 <i>Conclusão do Capítulo</i>	34
CAPÍTULO 3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO	35
3.1 <i>Introdução</i>	35
3.2 <i>Modelagem do Problema</i>	35
3.2.1 <i>Função Objetivo - $f(z)$</i>	36
3.2.2 <i>Restrições do Problema</i>	45
3.2.3 <i>Formulação do Problema</i>	46
3.3 <i>Algoritmo Genético - Considerações Iniciais</i>	47
3.4 <i>Visão Geral do Algoritmo de Solução do Método Proposto</i>	48
3.4.1 <i>Representação Cromossomial</i>	49

3.4.2	Inicialização e Tamanho da População.....	54
3.4.3	Função Aptidão.....	56
3.4.4	Seleção dos Pais.....	58
3.4.5	Operadores Genéticos de <i>Crossover</i> e <i>Mutação</i>	58
3.4.6	Módulo da População.....	62
3.4.7	Critério de Parada.....	63
3.5	<i>Conclusão do Capítulo</i>	63
CAPÍTULO 4. ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS.....		65
4.1	<i>Introdução</i>	65
4.2	<i>Resumo dos Parâmetros Utilizados no Trabalho</i>	65
4.3	<i>Estudos de Caso e Resultados</i>	66
4.3.1	Sistemas Propostos por Gonzalez-Longatt (2013).....	66
4.3.2	Testes Realizados em Outros Sistemas.....	81
4.3.3	Comparação entre os Métodos de Cálculo das Perdas de Energia.....	89
4.3.4	Análise do Dimensionamento dos Condutores.....	97
4.3.5	Análise do Comportamento do AG.....	102
4.4	<i>Conclusão do Capítulo</i>	107
CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		109
5.1	<i>Conclusões Gerais</i>	109
5.2	<i>Sugestões para Trabalhos Futuros</i>	110
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		112
ANEXO A - POSICIONAMENTO DOS AEROGERADORES E DA SUBESTAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS.....		116

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A tecnologia de transformação da energia cinética do vento em energia mecânica tem sido adotada pelo homem desde a antiguidade. A utilização da energia eólica teve origem no oriente pelas civilizações da China, Índia, Pérsia, entre outras. Da Ásia, o emprego da energia eólica se espalhou por toda Europa, sobretudo com o movimento das Cruzadas (século XI). No entanto, com o advento da Revolução Industrial o mundo mudou gradualmente a sua demanda por energia para técnicas e máquinas baseadas em processos termodinâmicos, especialmente com a introdução dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) e, desta forma, houve o declínio dos moinhos de vento (DUTRA, 2008).

Embora a importância da energia eólica como fonte de energia tenha diminuído durante o século XIX, as pesquisas relacionadas com a construção de turbinas eólicas persistiram. Cientistas e empreendedores continuaram a projetar e a construir aerogeradores para fins de produção de eletricidade. Em meados do século XIX, o americano Charles Francis Brush (1842-1929) destacou-se no cenário mundial ao criar o primeiro catavento destinado à geração de energia elétrica (DUTRA, 2008). Outro fato histórico que, direta ou indiretamente, auxiliou no desenvolvimento de estudos nessa área de fontes renováveis foi a ocorrência da Segunda Guerra Mundial, pois as grandes potências envolvidas no conflito necessitavam economizar combustíveis fósseis para outros fins e, por isso, financiaram grandes projetos relativos a outras fontes de energia, tais como o desenvolvimento de aerogeradores de grande porte.

O desenvolvimento de novos materiais e os avanços tecnológicos marcaram o início de uma nova era da energia eólica em 1970. O crescimento desta fonte de energia no cenário mundial foi alavancado, sobretudo, pelos incentivos fiscais promovidos pelos governos de diversas nações e pela redução dos custos dos equipamentos (DUTRA, 2008).

O mercado de energia eólica se mostrou aquecido nos últimos anos. Segundo dados da *The World Wind Energy Association* (WWEA) a capacidade instalada mundial

de energia eólica em 1997 era de 7.480 MW. Em meados de 2015, os 370.000 MW de capacidade total instalada de energia eólica no mundo eram capazes de suprir aproximadamente 4% da demanda mundial de eletricidade. Caso se confirmem as projeções realizadas pelo mesmo instituto, a capacidade instalada mundial ao final de 2015 deve ter alcançado a marca de 428.000 MW, após quase duas décadas de crescimento do setor.

O grupo dos cinco países com maior capacidade instalada no mundo (China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha e Índia) representa coletivamente uma parcela de 72% da capacidade instalada mundial de energia eólica (WWEA, 2015).

O Brasil possui potencial para o aproveitamento da fonte eólica para geração de energia elétrica (AMARANTE et al., 2001) (ANEEL, 2005), no entanto, é recente a história de desenvolvimento desse setor no país. A criação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia), instituído através da lei 10.438/2002, representou um marco para a energia eólica no Brasil, pois foi o principal responsável por sua disseminação no território nacional. Dentre os principais objetivos traçados por este projeto, destacam-se: diversificação da matriz energética nacional; redução das emissões de gases estufa, como o CO₂; criação de milhares de empregos; capacitação de muitos profissionais e exigência de um índice de 60% de nacionalização dos empreendimentos, visando fomentar a indústria de base. Através deste programa estava prevista a implantação de 54 usinas eólicas totalizando 1.422,92 MW (MME, 2015).

Os primeiros empreendimentos de energia eólica interligados ao SIN (Sistema Interligado Nacional) foram contratados em 2004, no âmbito do PROINFA, que ofereceu preços fixos para a totalidade da energia gerada e nenhuma penalidade em função de desvios ocorridos entre o montante contratado e o de fato gerado (MELO, 2012). Posteriormente, a contratação de energia eólica passou a ocorrer no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) através dos seguintes leilões: Leilão de Fontes Alternativas de Energia (LFA), Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilões A-3 e A-5. O LFA foi criado com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz energética, introduzindo fontes renováveis e ampliando a participação da energia eólica e da bioeletricidade, enquanto que o LER visa elevar o patamar de segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN através de energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim (MME, 2015). A contratação de energia através destes leilões ocorre basicamente da seguinte maneira: os empreendimentos que ofertarem o menor preço pelo MWh gerado se consagram vencedores. Este modelo

vigente, somado com a isenção de impostos e a entrada de fabricantes de aerogeradores no país, contribuiu para acirrar a concorrência e, conseqüentemente, reduzir o preço da energia proveniente de empreendimentos eólicos.

Atualmente o Brasil é o maior mercado de energia eólica na América Latina e o 10º maior produtor a nível mundial. No primeiro semestre de 2015 o país acrescentou 838 MW por meio de novas instalações, atingindo uma capacidade total de 6,8 GW (WWEA, 2015). Segundo dados do Banco de Informações de Geração (BIG) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (ANEEL, 2015), os 273 empreendimentos eólicos em operação até o momento representam 4,78% da matriz de energia elétrica. O país ainda conta com 157 empreendimentos eólicos em construção que juntos irão acrescentar 3,9 GW.

Apesar da pequena participação na matriz de energia elétrica nacional é interessante destacar a supremacia da energia eólica quando são analisados os empreendimentos que não tiveram sua construção iniciada, mas que estão no horizonte de planejamento para os próximos anos. Estão previstos 303 novos parques eólicos que juntos somam, aproximadamente, 7,1 GW, o que representa cerca de 37,0% do total de empreendimentos contratados dentre todas as fontes de energia. Tais dados deixam em evidência o crescimento dessa fonte de energia no país.

No âmbito mundial, o prognóstico da WWEA (WWEA, 2013) é de crescimento para o setor de energia eólica que deve atingir em 2020 um total de 700 GW de capacidade instalada.

Com o crescimento do aproveitamento da energia eólica, abrem-se campos de pesquisa e desenvolvimento relacionados a este setor, buscando-se progressos que devem ser explorados mundial e nacionalmente em benefício da sociedade.

1.2 Motivações

Tendo em vista a forte tendência do aproveitamento da energia eólica, cada vez mais estudos têm sido realizados nesta área. No presente trabalho teve-se a motivação de desenvolver um estudo relacionado com a otimização da topologia/leiaute do sistema de distribuição de parques eólicos. Para tal, partiu-se do princípio de que estudos preliminares relacionados com o posicionamento dos aerogeradores e da subestação já foram realizados. Desta forma, têm-se as coordenadas geográficas de tais elementos e o

método proposto busca encontrar a melhor maneira de realizar a conexão entre eles de modo a minimizar o investimento com a aquisição de alguns equipamentos e com as perdas de energia ao longo do horizonte de planejamento.

O sistema de distribuição de média tensão representa fatia considerável dos custos envolvidos na construção de parques eólicos e, desta forma, a otimização do seu projeto oferece uma oportunidade para alcançar uma notável redução dos custos globais, contribuindo para tornar essa fonte de energia mais atraente e competitiva no mercado. É neste sentido que o problema de otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos vem sendo abordado com frequência na comunidade científica nos últimos anos.

No entanto, vários desses trabalhos restringe a topologia do sistema de distribuição ao arranjo radial simples, não permitindo ramificações no alimentador principal que parte da subestação. Tendo em vista que o arranjo radial ramificado, além de proporcionar maior confiabilidade à rede coletora tende a ser mais econômico (menores gastos com condutores e com perdas de energia), um dos desafios deste trabalho foi desenvolver um algoritmo que otimizasse o leiaute das conexões entre os aerogeradores utilizando tal arranjo.

Outra limitação encontrada em alguns trabalhos diz respeito à fixação do número de alimentadores que saem da subestação principal e da quantidade de aerogeradores conectados em cada alimentador. Como o número de cubículos presentes na saída de cada alimentador compõe a função de custo deste trabalho, a sua minimização pode proporcionar economia ao projeto. Desta forma, o número de alimentadores é mais uma das variáveis a serem otimizadas neste trabalho.

Uma carência importante percebida nos métodos atuais diz respeito aos procedimentos de cálculo da energia anual perdida em parques eólicos. Os trabalhos encontrados que contabilizam as perdas de energia na função objetivo as calculam de maneira bem simplificada. Neste trabalho é proposto um método mais realista para o cálculo das perdas. Ele se baseia na utilização do Histograma de Velocidade do Vento do local onde o parque será instalado e na Curva de Potência do aerogerador.

E ainda, o método realiza o dimensionamento dos condutores de acordo com a topologia da rede, os dados elétricos dos condutores, o nível de tensão do sistema de distribuição e o modelo do aerogerador adotado.

Essas deficiências encontradas em alguns métodos motivaram o desenvolvimento de estratégias que proporcionassem melhorias ao problema de

otimização e que aproximassem ainda mais os resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida neste trabalho daqueles desejados ou verificados na prática, quando o sistema está em funcionamento.

Para auxiliar os engenheiros no planejamento de projetos, inclusive de parques eólicos, surge a importância de desenvolver novas ferramentas computacionais, aproveitando todo o potencial de processamento computacional existente atualmente. Assim, no presente trabalho o método proposto é desenvolvido em uma ferramenta computacional. O Algoritmo Genético (AG) é a técnica de otimização escolhida para ser utilizada neste trabalho por se tratar de uma ferramenta consagrada na literatura e geralmente selecionada para resolver problemas que, como este em questão, caracterizam-se por ser não linear, multivariável, composto por várias restrições e que apresenta um extenso espaço de solução que contém inúmeros pontos de ótimo local. Um AG modificado foi desenvolvido especialmente para a resolução do problema.

Na próxima seção artigos relacionados ao tema em estudo são resumidos, buscando mostrar o estado da arte e trabalhos importantes já desenvolvidos.

1.3 Revisão Bibliográfica

Esta seção é dedicada à revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados nos últimos anos sobre o tema estudado: otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos. Como poderá ser constatado, diversos métodos de otimização e modelos matemáticos já foram elaborados.

Zhao, Chen e Hjerrild (2006) fizeram uma análise do comportamento do AG quando utilizado para resolver problemas de otimização da topologia do sistema elétrico de parques eólicos *offshore*, a fim de identificar os principais problemas enfrentados por este método e sugerir algumas técnicas para a melhoria do algoritmo. Os autores destacaram que o AG é a ferramenta geralmente selecionada para resolver esse tipo de problema caracterizado por ser multivariável, de natureza não linear, com diversos pontos de ótimo local e com um extenso espaço de solução. Os autores realizaram diversos testes no parque eólico de Burbo, através dos quais puderam analisar o comportamento do AG com a inclusão de diferentes técnicas que visam a sua melhoria. O principal problema de otimização constatado foi a convergência prematura e o que se pôde observar é que a implementação dos métodos *Diversity Check* e *Niching with RTS*

(*Restricted Tournament Selection*) auxiliaram na manutenção da diversidade populacional, contribuindo para a melhoria do desempenho do AG na busca pelo ótimo global.

Li, He e Shu (2008) e Li, He e Fu (2008) apresentaram um método baseado em um algoritmo híbrido, associando características do AG e do algoritmo do Sistema Imunológico Artificial (SIA) para resolução do problema de otimização do sistema de distribuição de parques eólicos *offshore* de grandes dimensões. Os objetivos desse problema englobaram a obtenção do número, capacidade e localização das subestações e o modo como os aerogeradores são conectados entre si e com as subestações, tudo isso de modo a ter um mínimo custo (englobando o custo com cabos e subestações e suas respectivas manutenções) e respeitando os critérios técnicos. O algoritmo do SIA foi introduzido para evitar um problema característico do AG, que é a perda de genes que possuem uma boa informação genética e, conseqüentemente, a sua não propagação para outras gerações. Desta forma, os melhores genes do cromossomo são extraídos e apenas depois que ocorre a ação dos operadores genéticos de *crossover* e mutação é que eles são injetados novamente. Os autores destacaram que, geralmente, a forma mais comum de determinação do arranjo do sistema elétrico de distribuição é por meio de comparação entre esquemas viáveis. Primeiramente os profissionais elaboram esquemas de acordo com suas experiências. Logo após, é feita uma análise econômica e do atendimento às restrições que irá ajudar na escolha do melhor esquema dentre aqueles planejados. No entanto, para parques eólicos de grandes dimensões é muito difícil que através desse processo de escolha seja encontrada a solução ótima. Desta forma, se torna interessante a utilização de técnicas inteligentes para o auxílio na resolução deste tipo de problema. Li, He e Shu (2008) fizeram uma comparação entre as propostas obtidas via utilização do algoritmo híbrido desenvolvido e via análise manual dos projetos pelos planejadores. Os resultados demonstraram a viabilidade da técnica proposta, tendo em vista que uma configuração com menor custo, menores perdas joule e menor comprimento de cabos foi encontrada.

Nandingam e Dhali (2008) propuseram um método de otimização, baseado na utilização de programação geométrica, capaz de realizar a otimização do leiaute e da configuração de parques eólicos *offshore*. A função objetivo visava minimizar os custos associados à obtenção de cabos e transformadores, os custos com as perdas elétricas em tais componentes e os custos com possíveis falhas na entrega de energia pelo parque eólico. Para tal, um modelo que estima as perdas em tais elementos e calcula a

confiabilidade foi desenvolvido. Os autores destacaram a importância e, ao mesmo tempo, a dificuldade de obtenção de dados de custo que traduzam com fidelidade a realidade.

Lingling, Yang e Xiaoming (2009) frisaram que o aumento do interesse no aproveitamento da energia eólica em parques *offshore* acentua a necessidade de maior atenção com as questões econômicas do sistema elétrico. Foi baseado nas análises de esquemas existentes de parques eólicos *offshore* e no custo de investimento dos componentes elétricos que o modelo de otimização foi proposto. Os autores destacaram que para a otimização do esquema de conexão do sistema elétrico é necessária a otimização de um grupo de fatores, tais como: nível de tensão do sistema de distribuição, nível de tensão da subestação transformadora, número de subestações, localização das subestações, topologia de conexão entre as subestações e entre os aerogeradores. Foi a partir destas constatações que o cromossomo foi codificado. Os genes que o constituem determinavam o nível de tensão dos sistemas de distribuição (10 ou 35 kV) e de transmissão (110 ou 220 kV), o número de subestações e a forma como estas estão conectadas (anel ou estrela) e o número de aerogeradores presentes em cada alimentador. A função aptidão objetivava minimizar os custos com os transformadores conectados na base de cada aerogerador, subestações transformadoras e cabos submarinos utilizados nos sistemas de distribuição e transmissão. O algoritmo foi testado em um sistema hipotético contendo 580 aerogeradores e os resultados comprovaram a eficácia do método.

Zhao, Chen e Blaabjerg (2009) desenvolveram uma plataforma baseada em AG denominada *Optimize the Electrical System for Offshore Wind Farms* (OES-OWF). A otimização levava em consideração tanto os custos de produção (investimento inicial, perdas elétricas e manutenção) quanto à confiabilidade do sistema. Este último termo é acrescentado na função aptidão e quanto menor for o índice de confiabilidade do sistema, maior a penalização. O objetivo do trabalho era achar uma configuração ótima para o sistema elétrico de um parque eólico *offshore*. Para isso, as seguintes variáveis foram analisadas: topologia do sistema coletor de média tensão (radial, ramificado e com possibilidades de redundância), configuração do sistema de integração, nível de tensão, arranjo do sistema de transmissão e escolha dos equipamentos (existiam modelos distintos de aerogeradores e cabos). Cabe destacar que estudos preliminares foram realizados tendo como base a experiência e o conhecimento dos pesquisadores e subconfigurações foram pré-definidas na base de dados da plataforma. Desta forma, as

variáveis do problema assumiam valores discretos e a codificação binária pôde ser adotada. Algumas sugestões de melhorias no AG convencional propostas em Zhao, Chen e Hjerrild (2006) foram utilizadas neste trabalho como, por exemplo, a inicialização da população pelo método *diversity check*.

Braz, Melo e Souza (2011) propuseram um método para resolução do problema de planejamento da rede coletora de média tensão que compreendia a definição da topologia da rede e o dimensionamento das interligações. Para tal, foi desenvolvido um AG convencional e duas versões de AGs paralelos. A função objetivo visava minimizar as perdas ao longo de um horizonte de planejamento e o investimento na construção da rede elétrica (custo de cabos e cubículos). O dimensionamento dos condutores foi feito de maneira determinística (de acordo com a topologia da rede) o que contribuiu para a redução do espaço de busca das soluções e, conseqüentemente, para a minimização do tempo de execução do algoritmo. O modelo de genes adotado constava de apenas um cromossomo com representação inteira. A decodificação caracteriza-se por ser simples, no entanto, apresentava o inconveniente de possibilitar a existência de soluções infactíveis (configurações com aerogeradores desconectados ou que violavam as restrições do problema). Tal fato era tratado na função aptidão através da utilização de penalidades. A preferência por esta estratégia exige grande conhecimento do problema por parte dos responsáveis, já que a elaboração de penalidades inadequadas pode comprometer a eficiência do método. O método e os AGs implementados foram validados através de testes em um parque eólico fictício contendo 74 aerogeradores de 2,0 MW e uma subestação coletora de 34,5 kV e capacidade de 350 MW.

Huang et al. (2012) fizeram uso da Teoria dos Grafos e do algoritmo *Fuzzy c-means* (FCM) aprimorado para resolver o problema de otimização do sistema coletor de parques eólicos. O processo de otimização funcionava resumidamente da seguinte maneira: primeiramente o FCM era utilizado para o posicionamento das subestações no parque eólico e para a subdivisão do mesmo em subáreas (sendo cada uma sob a influência de uma subestação). Na próxima etapa era feita uma nova divisão, dentro de cada subárea, de modo que os aerogeradores eram separados em blocos menores a partir do qual se determinava o modo como eles seriam conectados entre si e com a respectiva subestação. Na terceira etapa eram geradas todas as possibilidades de conexão entre os aerogeradores e a Teoria dos Grafos era então utilizada para determinar o melhor caminho. Este método reduz a dimensão do problema e, desta forma, facilita sua resolução. Uma planta eólica *offshore* contendo 616 aerogeradores e capacidade de

924 MW foi utilizada para o teste. Simulações com diversas possibilidades de divisão do sistema total foram realizadas e a configuração contendo 5 subáreas foi a que resultou em menor custo de investimento.

González-Longatt et al. (2012) citaram alguns dos desafios existentes para a construção de parques eólicos *offshore*, no entanto, listaram algumas de suas vantagens que tem contribuído pra atrair a atenção de investidores e disseminar o número de empreendimentos ao redor do mundo, sobretudo nos países europeus banhados pelo Mar do Norte. Os autores destacaram que o investimento necessário para a construção do sistema de distribuição de média tensão de parques eólicos *offshore* é cerca de três vezes maior do que o necessário em usinas *onshore*. Desta forma, a otimização da topologia da rede elétrica oferece uma ótima oportunidade de redução dos custos do projeto que deve ser cuidadosamente especificado de modo a encontrar o balanço entre o desempenho técnico e os custos econômicos. Tendo em vista tudo isso, foi proposto neste trabalho um novo algoritmo de solução que faz um tratamento mais realístico dos custos de transformadores, subestações transformadoras e cabos, objetos de minimização na função aptidão. O cromossomo era formado por uma série de genes que representam: o modo como as subestações transformadoras eram conectadas (anel ou estrela) e as suas respectivas posições, a sequência de aerogeradores interconectados nos ramos ligados às subestações e os alelos de término de alimentador. Como forma de mostrar a capacidade de aplicação do método e do algoritmo elaborado, foram realizados diversos estudos de caso em sistemas hipotéticos contendo desde um reduzido número de aerogeradores até centenas deles. Os testes em parques eólicos com poucos aerogeradores comprovaram que a topologia ótima do sistema coletor de média tensão pode ser obtida usando como função aptidão tanto o "mínimo custo" quanto a "mínima distância". Comparações com o algoritmo desenvolvido por Li, He e Fu (2008) mostraram que o modelo proposto obteve resultados mais promissores.

Jenkins, Scutariu e Smith (2013) desenvolveram um estudo em que são empregadas duas técnicas de otimização: *Greedy Algorithm* e AG. O algoritmo permitia configurações radiais e ramificadas e sua função objetivo buscava a minimização dos seguintes termos: comprimento total dos cabos, custo dos cabos e perdas operacionais. Análises feitas com os dois sistemas, radial e ramificado, permitiram concluir que a segunda configuração é a que garante menores perdas e menores custos.

Em Gonzalez-Longatt (2013) a função aptidão visava minimizar apenas os custos dos cabos e dos transformadores presentes na saída de cada aerogerador. Os

genes do cromossomo representavam a ordem com que os aerogeradores estavam dispostos nos alimentadores. Neste estudo foi considerada a existência de apenas uma subestação transformadora e o número de aerogeradores por alimentador era um fator que dependia do número de turbinas presentes no parque eólico e do número de alimentadores que partiam da subestação transformadora. Um AG modificado foi elaborado para a resolução deste problema e baseou-se no problema de “Múltiplos Caixeiros Viajantes”. O autor destacou que técnicas inteligentes como o AG são indicadas para lidar com problemas que envolvem não linearidades, objetivos conflitantes e cujo espaço de solução caracteriza-se por ser muito grande (cresce de maneira combinatória em função do número de aerogeradores), apresentando inúmeros pontos subótimos.

Dahmani et al. (2013) também utilizaram AG para resolver o problema de otimização da rede coletora de média tensão. Foi destacado que as principais vantagens do método desenvolvido era permitir inicialmente que todas as topologias de conexão de aerogeradores fossem consideradas (radial, árvore, estrela e anel) e proibir cruzamentos entre os cabos submarinos. Uma matriz de arquitetura física era definida e a partir dela era possível saber como os aerogeradores estavam dispostos no parque eólico. Era considerado que cada aerogerador possuía no mínimo um vizinho e no máximo oito, através dos quais ele podia se conectar. De acordo com essa premissa, outra matriz binária denominada "Matriz de Adjacências" era definida. Essa matriz indicava como os aerogeradores e as subestações estavam conectados. A função aptidão visava minimizar os custos com os cabos de média tensão da rede coletora e as seguintes considerações eram assumidas: as posições dos aerogeradores e das subestações eram fixas, assim como o número de subestações e dos alimentadores que delas partem. Um fluxo de potência era rodado para cada configuração gerada pelos cromossomos a fim de verificar se o limite de potência que passa por cada trecho de cabo não era extrapolado. Caso essa condição não fosse satisfeita uma penalização na função aptidão era aplicada. Para calcular o fluxo de potência era considerado que, inicialmente, todos os parâmetros dos cabos eram fixos e idênticos para todos os trechos dos alimentadores. No entanto, as seções de cabos obtidas ao fim do processo de otimização permitiam a correção dos parâmetros dos cabos para maior precisão no cálculo do fluxo de potência. A geração da população inicial era randômica e permitia que cromossomos com soluções impraticáveis fossem gerados. Neste caso, foi adotada a correção dos indivíduos que possuíam um grupo de nós/aerogeradores isolados ao invés

de simplesmente apagá-los. O método proposto obteve resultados mais positivos do que o modelo apresentado por Gonzalez-Longatt et al. (2012). A topologia radial foi a que proporcionou melhor solução e os autores destacaram que este é o melhor arranjo em termos de investimento.

No trabalho publicado por Moon et al. (2014) foi proposto um método de otimização que abrangia não apenas a topologia do sistema de distribuição de parques eólicos *offshore* mas também a localização da subestação transformadora. Os autores destacaram que embora vários métodos de otimização já tenham sido desenvolvidos, todos eles ignoravam estudos referentes à localização ideal da subestação. O que ocorre na maioria dos casos é o posicionamento fixo da subestação ou sua determinação após a finalização dos estudos de otimização da rede de distribuição. Porém, se o custo dos cabos, que dependem da localização da subestação, é considerado para efeito de minimização na função aptidão, a otimização do arranjo da rede elétrica de média tensão de parques eólicos considerando a localização da subestação é fundamental para a redução dos custos totais. Os autores dividiram os cabos de média tensão em cabos intermediários e terminais. Os cabos intermediários eram responsáveis pela interconexão dos aerogeradores e os terminais conectavam a turbina terminal de cada alimentador à subestação. Os cabos de alta tensão utilizados para a transmissão da energia produzida no parque eram chamados de cabos de exportação. Desta forma, é considerado que a otimização do arranjo da rede de distribuição pode ser dividida em dois aspectos: o primeiro está associado à otimização da configuração do sistema coletor (que envolve a configuração dos cabos intermediários) e o segundo a determinação da localização da subestação (que envolve diretamente a configuração dos cabos terminais e de exportação). Portanto, a função aptidão utilizada neste trabalho consistia em minimizar os custos dos cabos intermediários utilizados no sistema coletor e os cabos terminais de exportação. Estes custos envolviam uma série de fatores, tais como: investimento, perdas de energia elétrica, interrupção de energia e reparos. Os genes do cromossomo foram divididos em três partes: genes destinados a indicar a configuração da conexão entre os aerogeradores, genes que indicavam o alelo do último aerogerador do alimentador e genes que mostravam quais eram os aerogeradores terminais, que conectavam o alimentador à subestação. O método de *crossover* escolhido foi o de dois pontos e durante a mutação eram permitidas alterações nos genes de modo que os aerogeradores terminais e o número de aerogeradores em cada alimentador podiam ser alterados. Desta forma, uma nova informação genética era

introduzida. O método foi validado através da realização de dois estudos de caso em um parque eólico contendo 20 aerogeradores de 5 MW cada e uma subestação. Os resultados comprovam a eficácia do algoritmo desenvolvido para a resolução deste tipo de problema.

Diferentemente dos trabalhos até então mencionados e da maioria das publicações na comunidade científica, Wu et al. (2014) propuseram um novo procedimento para otimizar não somente a topologia de conexão do sistema coletor de média tensão, mas também a localização de cada unidade geradora de parques eólicos *offshore*. Para tal, os pesquisadores utilizam o Algoritmo de Colônia de Formigas e o AG, sendo o primeiro para otimizar a localização dos aerogeradores de acordo com as condições ambientais, e o segundo para determinar a melhor topologia radial de conexão do sistema de distribuição, de modo a maximizar a receita líquida (receita com a geração de energia subtraída dos custos com os cabos). Foram realizados alguns estudos de caso e os resultados obtidos via método proposto foram comparados com os obtidos manualmente, baseados na experiência e no conhecimento dos profissionais da área. Com o advento da construção de parques eólicos *offshore* de elevadas dimensões (com dezenas e até centenas de aerogeradores) a utilização de algoritmos inteligentes pode ter fundamental importância para o planejamento de parques eólicos mais eficientes e com menores custos.

1.4 Objetivos do Trabalho

O principal objetivo deste trabalho é o desenvolvimento de um método para otimização do leiaute da rede coletora de média tensão de parques eólicos *onshore* ou *offshore*. Sua aplicação se restringe ao planejamento da rede coletora de média tensão, compreendendo a topologia da rede e o dimensionamento das interligações.

Desta forma, propõe-se um novo método baseado na utilização de um Algoritmo Genético Modificado que objetiva obter a melhor configuração da rede, ou seja, aquela que atenda às restrições do problema e obtenha os menores custos com as perdas de energia ao longo de um horizonte de planejamento e com a construção da rede elétrica (aquisição de cabos de média tensão e de cubículos). O método deve permitir ramificações no arranjo e não fixar o número de alimentadores que saem da subestação principal.

O AG proposto é denominado de "modificado", pois apresenta algumas variações em relação ao AG convencional, a destacar: optou-se pela adoção de uma representação cromossomial numérica; os indivíduos considerados inválidos são corrigidos, de modo que apenas cromossomos tidos como aptos são considerados no processo evolutivo; a etapa reprodutora é feita através do *crossover* uniforme dos indivíduos previamente selecionados; as taxas de *crossover* e mutação variam ao longo das gerações segundo uma função linear; o AG garante a presença do melhor cromossomo da geração n na geração $n+1$ apenas se este já não o estiver presente na mesma, entre outras.

O método de otimização é implementado computacionalmente e objetiva-se o desenvolvimento de uma ferramenta robusta e flexível, que seja capaz de analisar diversos tipos de sistemas.

1.5 Publicações Relacionadas ao Trabalho

Ao longo da elaboração desta dissertação foi publicado o seguinte trabalho:

- OLIVEIRA, K. L. M., FILHO, N. A., ARAUJO, D. R. R. P. e ARAUJO, L. R. **Otimização da Topologia da Rede Elétrica de Distribuição de Parques Eólicos Utilizando um Algoritmo Genético Modificado**, *XI Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE*, São José dos Campos (São Paulo), 08-11 de Novembro, 2015.

1.6 Estrutura do Trabalho

Este trabalho é composto de cinco capítulos, incluindo este de introdução.

No CAPÍTULO 2 são apresentados conceitos importantes envolvendo parques eólicos. A composição básica do sistema elétrico de parques eólicos é explicitada e um destaque maior é dado ao sistema coletor de média tensão. As características dos dois principais arranjos utilizados em parques eólicos são também descritas. Outro tema abordado e que tem importância fundamental para a realização do presente trabalho diz respeito aos principais métodos utilizados para estimar a energia anual perdida no sistema de distribuição de média tensão de parques eólicos.

O CAPÍTULO 3 dedica-se à formulação do problema e à apresentação do método de otimização escolhido para tentar resolvê-lo. O problema de otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos é modelado matematicamente através da elaboração da função objetivo e das restrições. As ferramentas utilizadas no desenvolvimento do trabalho são também tema de discussão. As etapas envolvidas no processo de elaboração do Algoritmo Genético Modificado e os principais conceitos envolvidos em sua formulação são expostos com detalhe.

No CAPÍTULO 4 são apresentados os resultados das simulações em parques eólicos hipotéticos e as principais discussões.

O CAPÍTULO 5 é destinado às principais conclusões do trabalho e sugestões de desenvolvimentos futuros.

O ANEXO A é composto pelas coordenadas geográficas das turbinas e da subestação de cada parque eólico simulado.

CAPÍTULO 2. ASPECTOS BÁSICOS DE PARQUES EÓLICOS

2.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados alguns dos principais componentes que fazem parte do sistema elétrico de um parque eólico, destacando as principais diferenças entre os parques eólicos *onshore* e *offshore* e listando alguns dos elementos que tem contribuído para o crescimento deste último no cenário mundial, mesmo possuindo maiores custos agregados do que as usinas *onshore*. Um destaque maior é dado aos dois arranjos físicos mais empregados na rede coletora de média tensão: radial simples e ramificado. As principais características de cada um desses leiautes são analisadas.

Por fim, são descritos alguns métodos utilizados para estimar a energia anual perdida em parques eólicos, sendo necessário para tal o conhecimento do comportamento do vento na região e a curva de potência dos aerogeradores empregados no parque eólico.

Os tópicos apresentados neste capítulo servem de base para o entendimento e desenvolvimento da ferramenta de solução do problema tratado neste trabalho.

2.2 Composição Básica do Sistema Elétrico de Parques Eólicos

Nesta seção são apresentados esquemas básicos da composição do sistema elétrico de parques eólicos *offshore* e *onshore*. Para realizar o estudo da otimização do leiaute do sistema de distribuição de média tensão é de fundamental importância o conhecimento de alguns dos equipamentos que compõem esse sistema e os principais arranjos físicos utilizados para se fazer a conexão entre as turbinas e entre essas e a subestação.

Devido à sua característica de pouquíssima rugosidade e ventos com alta velocidade, o mar tem sido o destino de alguns parques eólicos. Essas instalações, chamadas *offshore*, possuem um conjunto de vantagens em relação aos parques eólicos localizados nas costas, chamados *onshore*, destacando-se (GONZALEZ-LONGATT et al., 2012):

- Não ocupam valiosos recursos terrestres;
- Produzem impactos visuais e sonoros reduzidos;
- Os ventos não sofrem influências de florestas, edificações e outras estruturas e são caracterizados por serem mais fortes e constantes, proporcionando um maior desempenho às turbinas;
- Projetos de aerogeradores *offshore* com maior capacidade de geração do que as turbinas *onshore* estão disponíveis. Esse fato, somado com a maior eficiência das turbinas, dada a pouca rugosidade da superfície do mar, tende a proporcionar aos empreendimentos *offshore* maiores economias em escala.

Destaca-se, no entanto, que as tecnologias em parques eólicos *offshore* não se encontram no mesmo patamar de desenvolvimento se comparadas aos parques *onshore*. A construção de empreendimentos destinados à geração de energia eólica em ambientes marinhos é um desafio devido aos seguintes motivos (GONZALEZ-LONGATT et al., 2012):

1. Parques eólicos *offshore* se localizam, no mínimo, a uma distância de 10 ou 20 km da costa, onde a profundidade das águas atinge entre 10 e 20 m.
2. Grandes parques eólicos *offshore* requerem a existência de subestações *offshore* para recolher toda a energia produzida pelos aerogeradores e transmiti-las para o sistema elétrico *onshore*.
3. Os parques eólicos *offshore* requerem equipamentos especializados tanto para a sua construção quanto para a realização de sua manutenção e isto aumenta drasticamente o custo, comparativamente com os parques eólicos *onshore* de potência equivalente.

A profundidade média da água dos parques eólicos *offshore* instalados na Europa em 2014 foi de 22,4 m e a distância média da costa para esses parques foi de 32,9 km. O gráfico da Figura 2.1 correlaciona essas variáveis, profundidade da água e distância até a costa, dos empreendimentos construídos em 2014.

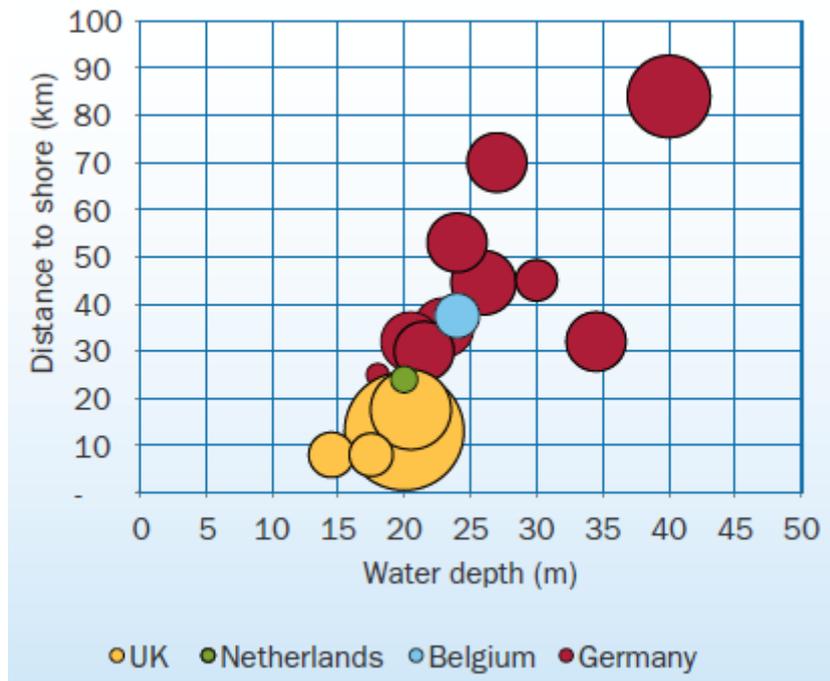


Figura 2.1 - Profundidade da água, distância até a costa e tamanho dos parques eólicos offshore construídos na Europa durante 2014 (EWEA, 2015).

Lingling, Yang e Xiaoming (2009) destacaram que o investimento total de um parque eólico *offshore* é tipicamente de 30 a 60% maior que de um parque eólico *onshore* de mesma potência instalada. O maior custo capital dos empreendimentos *offshore* é explicado pelas enormes estruturas e a complexa logística de instalação das torres. Os custos com a fundação, construção, instalação e conexão com a rede elétrica são significativamente maiores do que os gastos em parques eólicos *onshore*. Em (EWEA, 2015) é destacado que turbinas *offshore* normalmente são 20% mais caras que *onshore*, da mesma forma que o custo com as torres e fundações é aproximadamente 2,5 vezes maior do que em projetos *onshore* similares.

Parques eólicos de grande porte podem conter centenas de turbinas eólicas. Tais máquinas são conectadas à rede coletora de média tensão através de transformadores elevadores presentes na base dessas torres. Este equipamento é o responsável por elevar a tensão de saída das turbinas eólicas (normalmente igual a 690 V) para a média tensão utilizada no sistema de distribuição (tipicamente na faixa de 13,8 a 40 kV).

A composição típica do sistema elétrico de parques eólicos *offshore* pode ser visualizada na Figura 2.2.

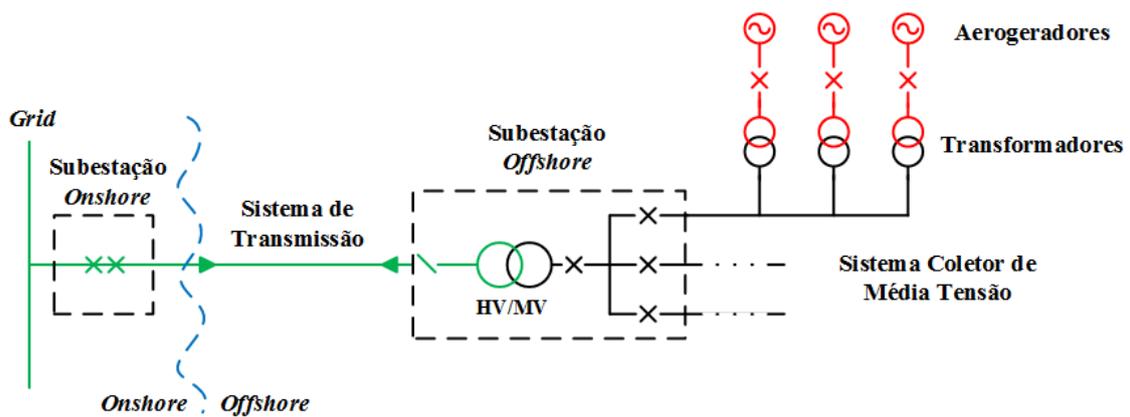


Figura 2.2 - Topologia básica do sistema elétrico de um parque eólico *offshore*.

A composição do sistema elétrico dos parques eólicos *onshore* tende a ser mais simples do que a dos parques *offshore*, como pode ser visualizado na Figura 2.3.

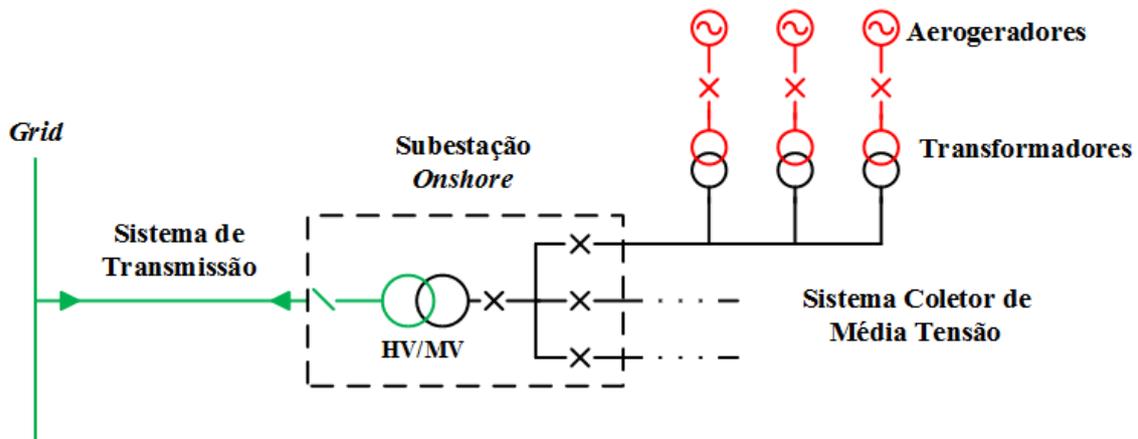


Figura 2.3 - Topologia básica do sistema elétrico de um parque eólico *onshore*.

A Figura 2.4 ilustra um exemplo de um aerogerador de eixo horizontal, classe mais utilizada em parques eólicos, e alguns de seus elementos típicos, tais como (PAVINATTO, 2005):

- **Nacele:** pode-se dizer que a nacele constitui na carcaça montada sobre a torre onde são comportados diversos equipamentos, tais como: gerador, caixa de engrenagens (quando existente), sistema de controle e medição do vento, motores para rotação do sistema para o melhor posicionamento em relação ao vento, entre outros.

- **Pás, cubos e eixos:** as pás são componentes ociosos feitos de materiais como fibras de carbono ou vidro e têm a função da captação da energia do vento. São dispostas em outra estrutura denominada cubo. O conjunto (pás, cubo e eixo) é o responsável direto pela transformação da energia cinética em mecânica.
- **Transmissão e caixa multiplicadora:** a finalidade desses dispositivos é transmitir energia mecânica até o gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens de transmissão e acoplamento, responsáveis pela entrega da energia mecânica ao gerador na rotação e torque corretos.
- **Gerador:** responsável por transformar a energia mecânica rotacional em energia elétrica.
- **Torre de sustentação:** é uma estrutura de elevado porte e custo cuja função primordial é promover a sustentação da nacela. No entanto, ela também é responsável pelo posicionamento do rotor a uma altura conveniente onde seja possível desfrutar de ventos com maior velocidade.

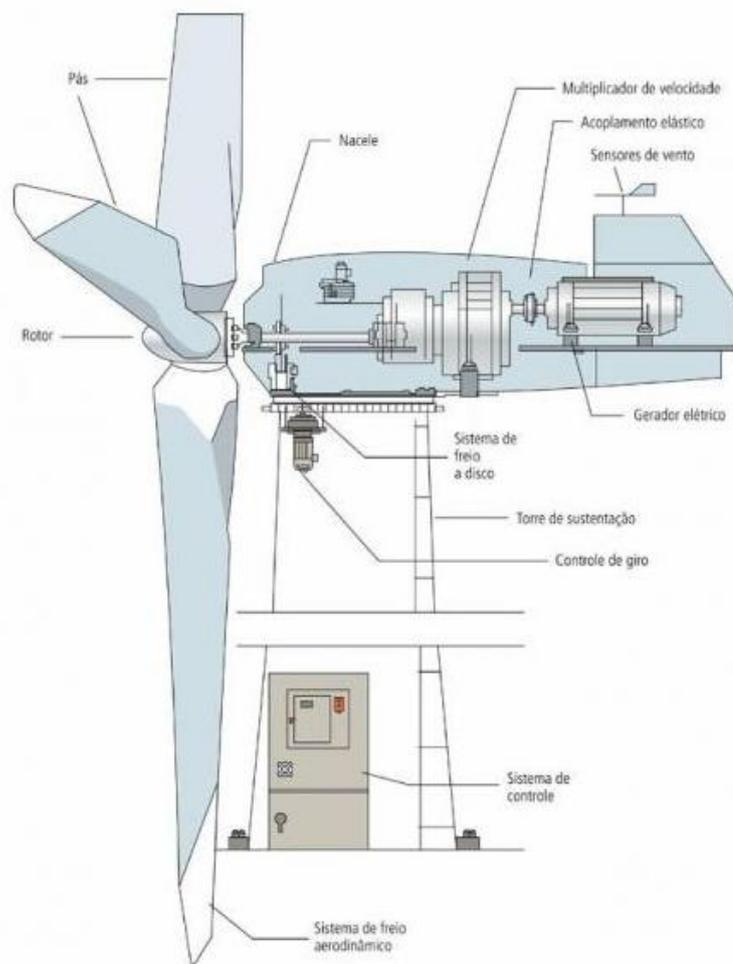


Figura 2.4 - Exemplo de um aerogerador de eixo horizontal e alguns de seus componentes (ANEEL, 2005).

Nos estudos envolvendo o posicionamento das unidades geradoras no parque eólico, o comportamento do vento no local escolhido e a natureza da superfície do terreno são alguns dos fatores que devem ser observados criteriosamente a fim de garantir a viabilidade econômica do projeto. Um dos elementos que mais impactam no posicionamento dos aerogeradores no parque eólico, e na consequente geração de energia, é a presença de obstáculos. Os obstáculos causam efeitos indesejáveis, tais como: redução na velocidade do vento, mudança de direção do vento e aumento da turbulência. Estas implicações produzem o fenômeno conhecido como "Efeito Esteira" ou "Efeito de Sombreamento" (Figura 2.5) que, além de prejudicar a geração de energia, pode comprometer a integridade física dos aerogeradores localizados à jusante.



Figura 2.5 - Efeito de sombreamento observado em um aerogerador (LEITE, 2005).

É devido às características citadas que os aerogeradores devem ser instalados na região em questão respeitando certo distanciamento, dependendo da dimensão do rotor da turbina e da direção do vento. Esse distanciamento varia normalmente na faixa compreendida entre 1,5 e 3 diâmetros de rotor ($1,5 a 3D$) na direção predominante do vento e entre 8 e 10 diâmetros de rotor ($8 a 10D$) perpendicularmente à direção predominante do vento, como exemplifica a Figura 2.6.

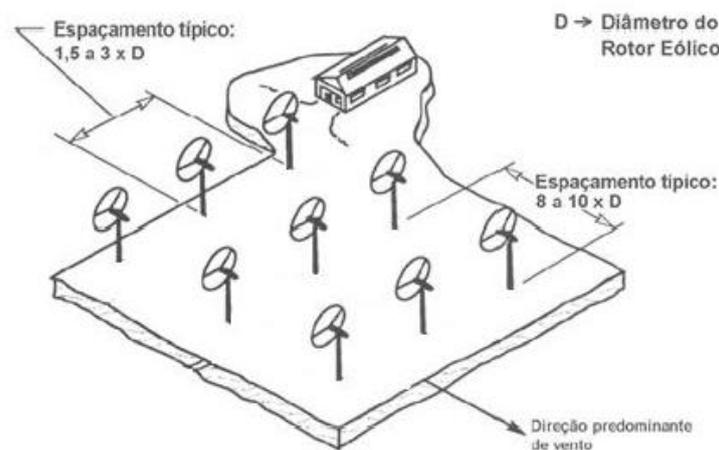


Figura 2.6 – Distanciamento típico a ser respeitado entre as unidades geradoras.

Como o foco do trabalho é o planejamento da rede coletora de média tensão de parques eólicos, a seção 2.2.1 dá um destaque maior para os principais equipamentos que compõem tal sistema e para os arranjos mais utilizados atualmente.

2.2.1 Rede Coletora de Média Tensão - Composição e Principais

Arranjos

O sistema de distribuição de média tensão pode ser composto por um ou mais alimentadores e estes estão conectados à subestação de transformação, seja ela *onshore* ou *offshore*.

Os cabos de média tensão empregados para interconectar os aerogeradores e ligá-los à subestação são na maioria das vezes subterrâneos, em parques eólicos *onshore*, ou submarinos (parques eólicos *offshore*), no entanto, arranjos com cabos aéreos ou mistos podem ser também utilizados. A maneira como os cabos de média tensão interligam os aerogeradores forma os arranjos da rede coletora de média tensão. Existem vários arranjos físicos empregados em parques eólicos, no entanto, os dois utilizados com maior frequência são: sistema radial simples e ramificado.

2.2.1.1 Radial Simples

O arranjo mais comum empregado na rede coletora de média tensão de parques eólicos é o radial simples, ilustrado na Figura 2.7. Neste esquema cada conjunto de aerogeradores é enfileirado e interconectado através de um único cabo alimentador. O número máximo de turbinas em cada alimentador depende da potência nominal dos aerogeradores, do nível de tensão do sistema de distribuição, da topologia da rede e da capacidade de condução de corrente dos cabos utilizados para transportar a energia. A principal desvantagem deste arranjo é a sua baixa confiabilidade.

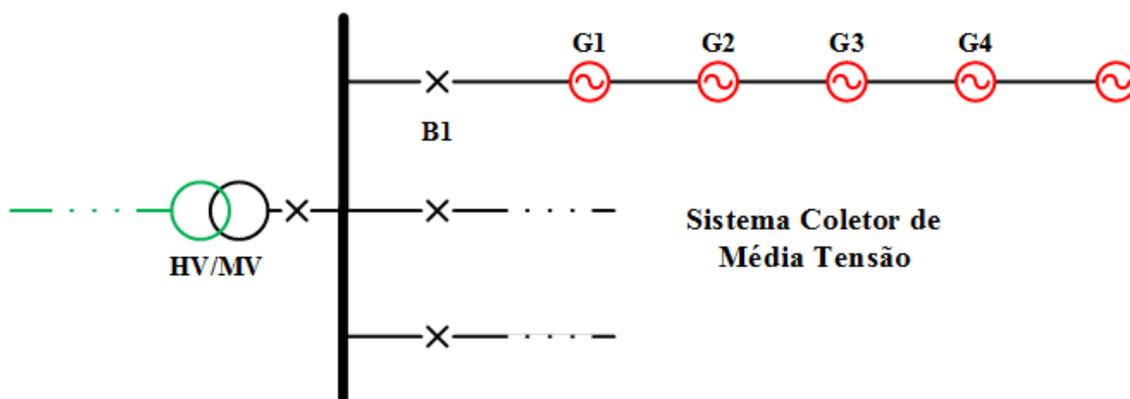


Figura 2.7 - Exemplo de um arranjo radial simples do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.

Para exemplificar, esta topologia está presente nos parques eólicos *offshore* de Horns Rev 1 (160 MW) e Horns Rev 2 (210 MW), ambos localizado no Mar do Norte, e foi proposta em muitos outros parques eólicos na fase de planejamento (QUINONEZ-VARELA et al., 2007). A Figura 2.8 mostra a utilização do arranjo radial simples na rede coletora de média tensão do parque eólico de Horns Rev 2, composto por noventa e um aerogeradores e uma subestação *offshore*.

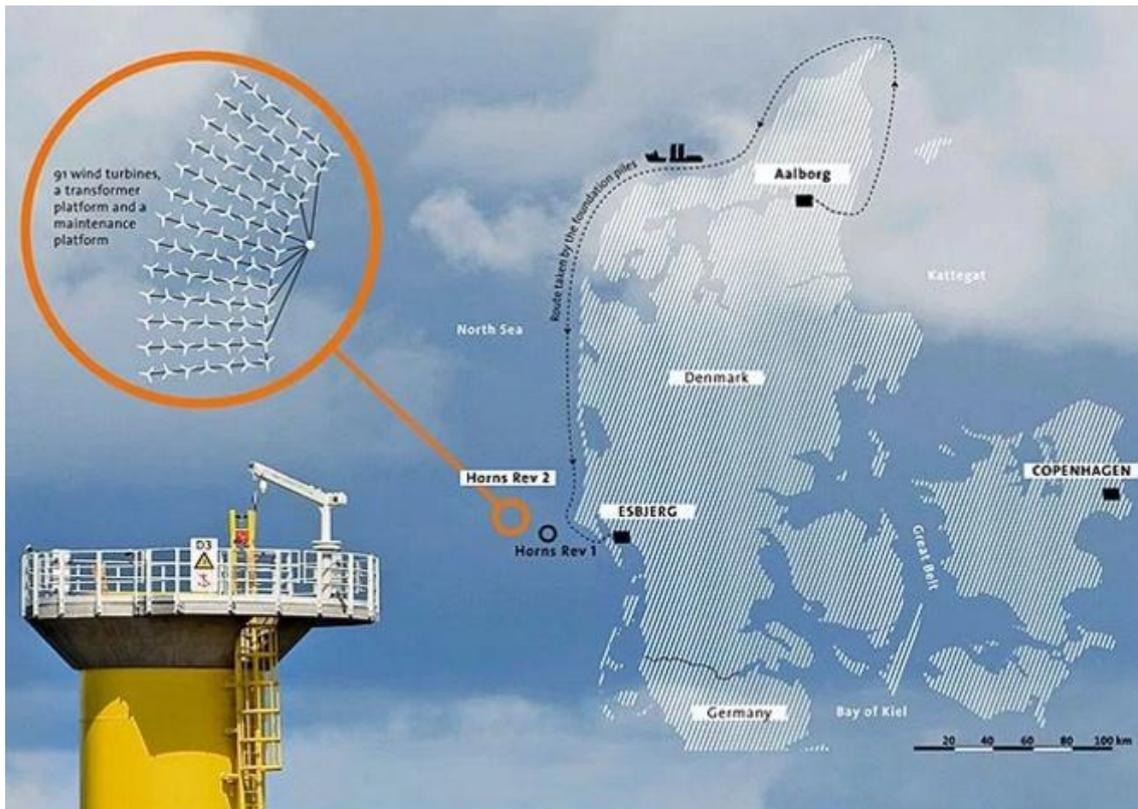


Figura 2.8 - Arranjo radial simples utilizado para conectar os aerogeradores e a subestação no parque eólico de Horns Rev 2 (CONBOTASSUCIAS, 2013).

2.2.1.2 *Ramificado*

A configuração ramificada caracteriza-se por permitir derivações no alimentador primário/principal, como pode ser observado na Figura 2.9. O número de aerogeradores presentes nos alimentadores secundários (terciários, etc. caso houver) é variável, devendo respeitar, no entanto, o limite de condução de corrente dos cabos.

Se comparada ao sistema radial simples, esta topologia além de possibilitar maior confiabilidade ao sistema elétrico pode proporcionar economia tanto com a

aquisição de condutores, dada a possibilidade dos alimentadores contarem com cabos de seções menores, como também proporcionar menores perdas de energia. Devido a tal constatação, o problema da otimização do sistema coletor de média tensão de parques eólicos tratado neste trabalho é realizado utilizando-se o arranjo ramificado.

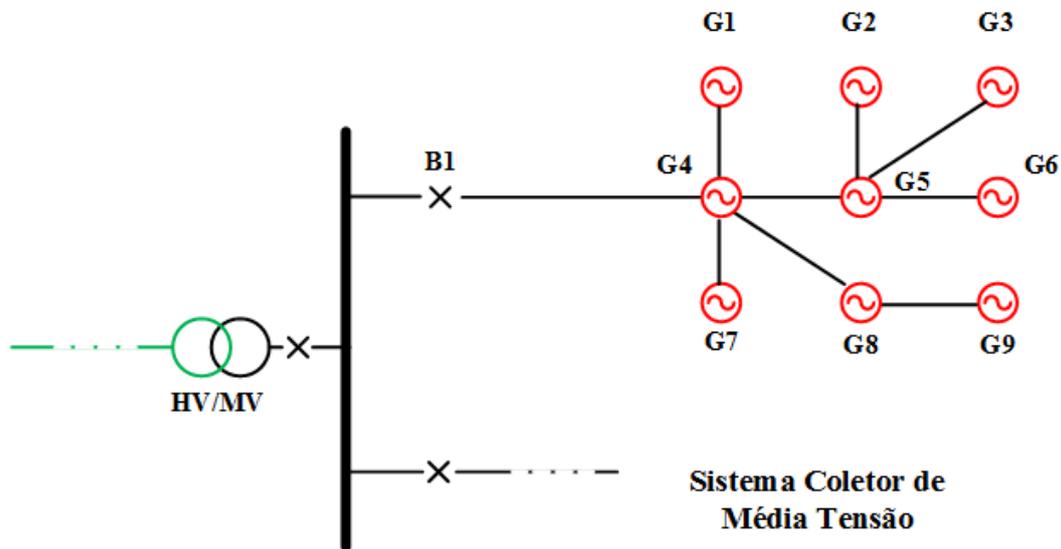


Figura 2.9 - Exemplo de um arranjo ramificado do sistema coletor de média tensão de um parque eólico.

Nesta seção procurou apresentar os aspectos principais sobre características básicas do sistema elétrico de parques eólicos, sobretudo a rede coletora de média tensão.

Cabe destacar que o método proposto neste trabalho é genérico e pode ser utilizado para resolver o problema de otimização da rede coletora de média tensão tanto de parques eólicos *onshore*, quanto de *offshore*. Porém, como os dados dos condutores de média tensão utilizados nas simulações são de cabos utilizados para instalações *onshore*, os parques eólicos utilizados como sistemas testes no presente trabalho são considerados como sendo parques *onshore*.

2.3 Estimativa da Energia Anual Perdida na Rede Coletora de Média Tensão de Parques Eólicos

Esta seção objetiva mostrar os principais procedimentos utilizados para o cálculo da Energia Anual Perdida (EAP) na rede coletora de média tensão de parques eólicos. Para tal, é importante o conhecimento do comportamento do vento na região escolhida para construção do parque eólico e as características de geração das turbinas que irão compor a usina, especificamente a "Curva de Potência". É neste sentido que as próximas seções abordam tais temas detalhadamente.

2.3.1.1 Tratamento Estatístico dos Dados do Vento

O conhecimento do comportamento da velocidade do vento é importante tanto para os fabricantes de turbinas eólicas, que utilizam tal informação para otimizar as turbinas e minimizar os custos de fabricação, quanto para as empresas que pretendem construir parques eólicos e que, desta forma, devem escolher locais adequados que propiciam rendimentos satisfatórios.

Desta forma, uma extensa coleta de dados sobre a velocidade do vento em determinada região é primordial para que as Séries Temporais de Vento sejam construídas, como é exemplificado na Figura 2.10. Estas séries, construídas através de um conjunto de observações realizadas em momentos diferentes de tempo e estando sujeitas a variações aleatórias, objetivam explicar o comportamento aleatório do vento.

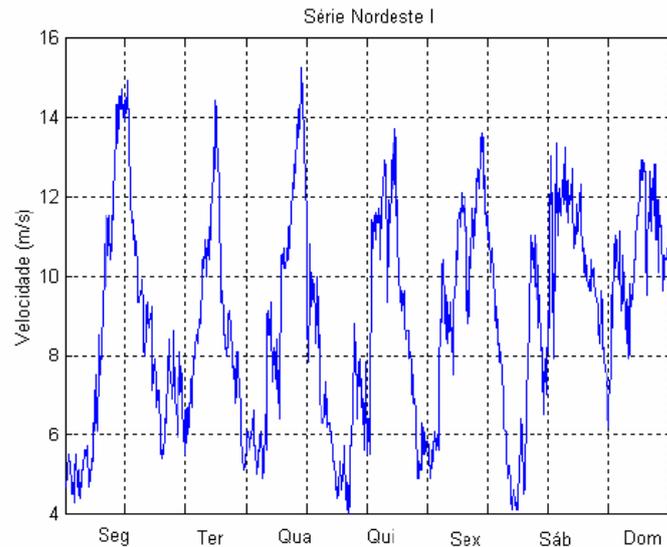


Figura 2.10 - Série temporal de velocidade de vento - semana de 04 a 11/09/2002 - Sítio Nordeste I (LEITE, 2005).

Para grandes conjuntos de medidas é comum o agrupamento dos dados em intervalos, de modo que a frequência de ocorrência das medidas possa ser determinada e facilmente visualizada. Desta forma, o regime de vento de qualquer sítio pode ser representado por um Histograma de Velocidade do Vento, como ilustra a Figura 2.11. O histograma representa graficamente a frequência de cada estado de velocidade, tendo como base os dados amostrais colhidos.

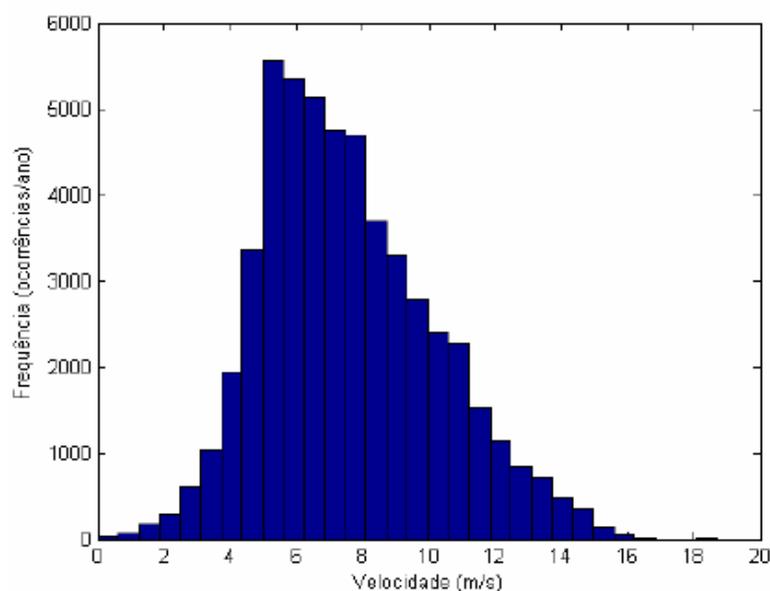


Figura 2.11 - Histograma de velocidade de vento do Sítio Nordeste I (LEITE, 2005).

Entretanto, algumas vezes é conveniente a modelagem da distribuição da velocidade através de uma função contínua. Considerando então a velocidade de vento como uma variável aleatória contínua, a distribuição de probabilidade torna-se uma função densidade de probabilidade $f(v)$, onde a área embaixo da curva tem valor unitário.

Existem diversas funções de densidade de probabilidade que podem representar esse comportamento aleatório do vento, porém a que apresenta melhores resultados é a Função de *Weibull*, definida através da equação (2.1) (LEITE, 2005):

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

Onde:

$v \rightarrow$ Velocidade para qual se deseja calcular a probabilidade [m/s];

$c \rightarrow$ Parâmetro de escala;

$k \rightarrow$ Parâmetro de forma.

Dependendo dos dados disponíveis e da precisão desejada, os parâmetros c e k podem ser determinados de diversas formas. Por exemplo, através do método da Velocidade Média (\bar{v}) e Desvio Padrão (σ) tais parâmetros são calculados conforme as equações (2.2) e (2.3):

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} \quad (2.2)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{\left(\frac{1}{k}\right)} dx} \quad (2.3)$$

A Figura 2.12 ilustra diferentes formas assumidas pela Função de *Weibull* para diferentes valores de k e $c = 1$.

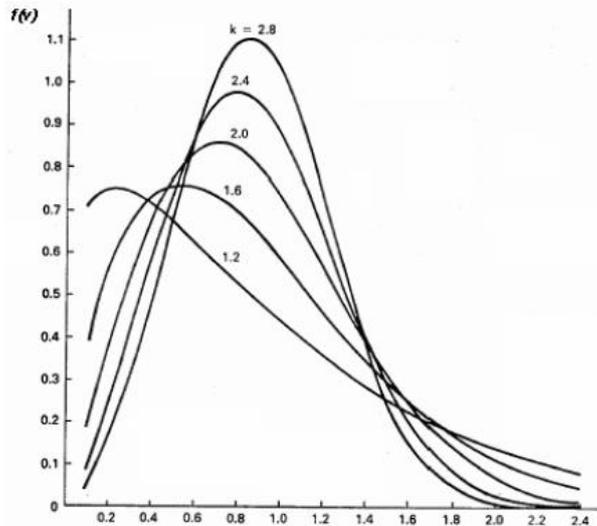


Figura 2.12 - Formas que a Função de Weibull pode assumir para valores distintos de k e c=1 (LEITE, 2005).

2.3.1.2 Curva de Potência de Aerogeradores

Para o melhor entendimento de como as curvas de potência dos aerogeradores são construídas, primeiramente foi feita uma análise da energia e da potência disponível no vento.

Sabendo-se a velocidade do vento em um determinado instante, é possível calcular a energia disponível nesse mesmo instante de acordo com a equação (2.4):

$$E = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (2.4)$$

Onde:

E → Energia cinética [J];

m → Massa do ar [kg];

v → Velocidade do vento [m/s].

A partir da relação mostrada anteriormente, calcula-se a correspondente potência máxima disponível (equação (2.5)):

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.5)$$

Onde:

P_{disp} → Potência disponível no vento [W];

ρ → Massa específica do ar [kg/m³];

A → Área da seção transversal ($\pi D^2/4$), em que D é o diâmetro do rotor [m²];

v → Velocidade do vento [m/s].

No entanto, as limitações existentes no sistema mecânico das turbinas fazem com que apenas parte da potência disponível no vento seja de fato extraída pelo aerogerador. Portanto, um fator chamado de "Coeficiente de Aproveitamento Aerodinâmico" ou "Coeficiente de Potência" (C_p) é introduzido (LEITE, 2005).

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{disp}} \quad (2.6)$$

Portanto, associando as duas últimas equações, chega-se à seguinte relação da potência da turbina eólica, conforme ilustrado pela equação (2.7):

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (2.7)$$

A curva que relaciona o Coeficiente de Aproveitamento Aerodinâmico e a velocidade do vento é chamada de "Curva de Rendimento", enquanto que a Curva de Potência estabelece a relação $P \times V$ do aerogerador. A Figura 2.13 e a Figura 2.14 ilustram o comportamento de tais curvas para o aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014), considerando a massa específica do ar igual a 1,225 kg/m³ e a área varrida pelas pás da turbina igual a 5281 m².

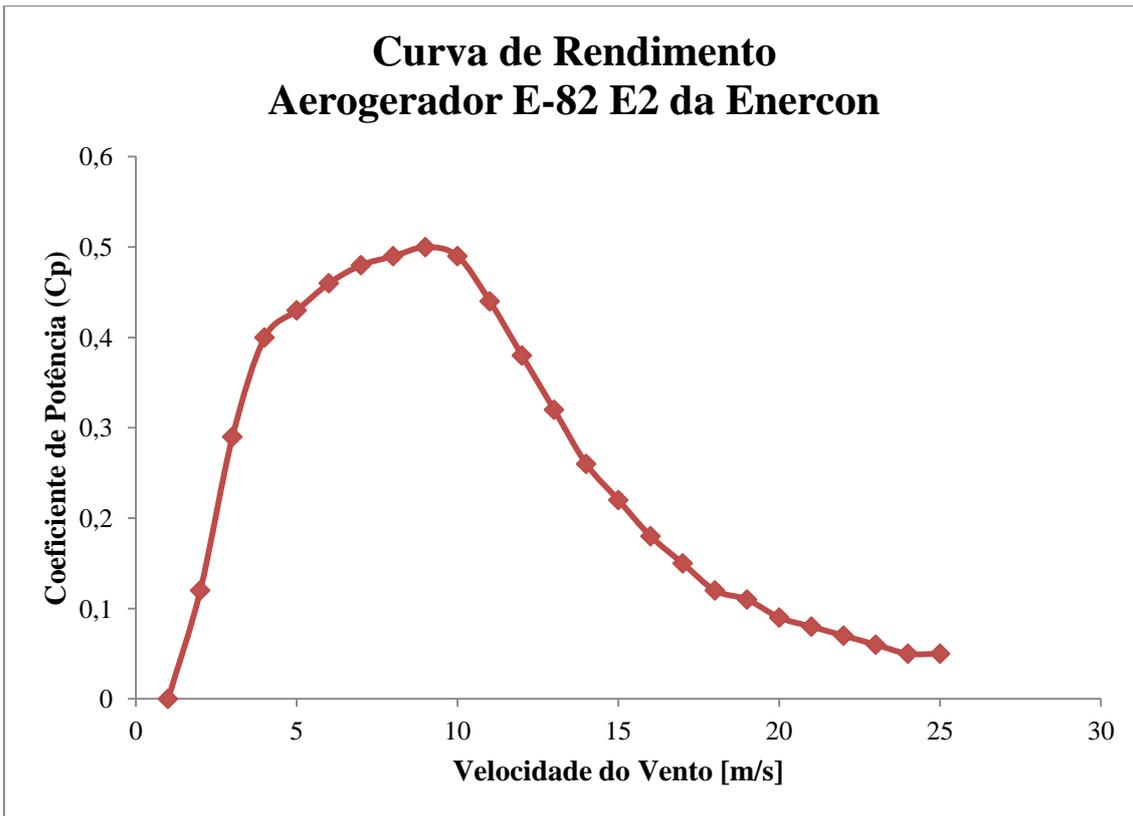


Figura 2.13 - Curva de rendimento do aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014).

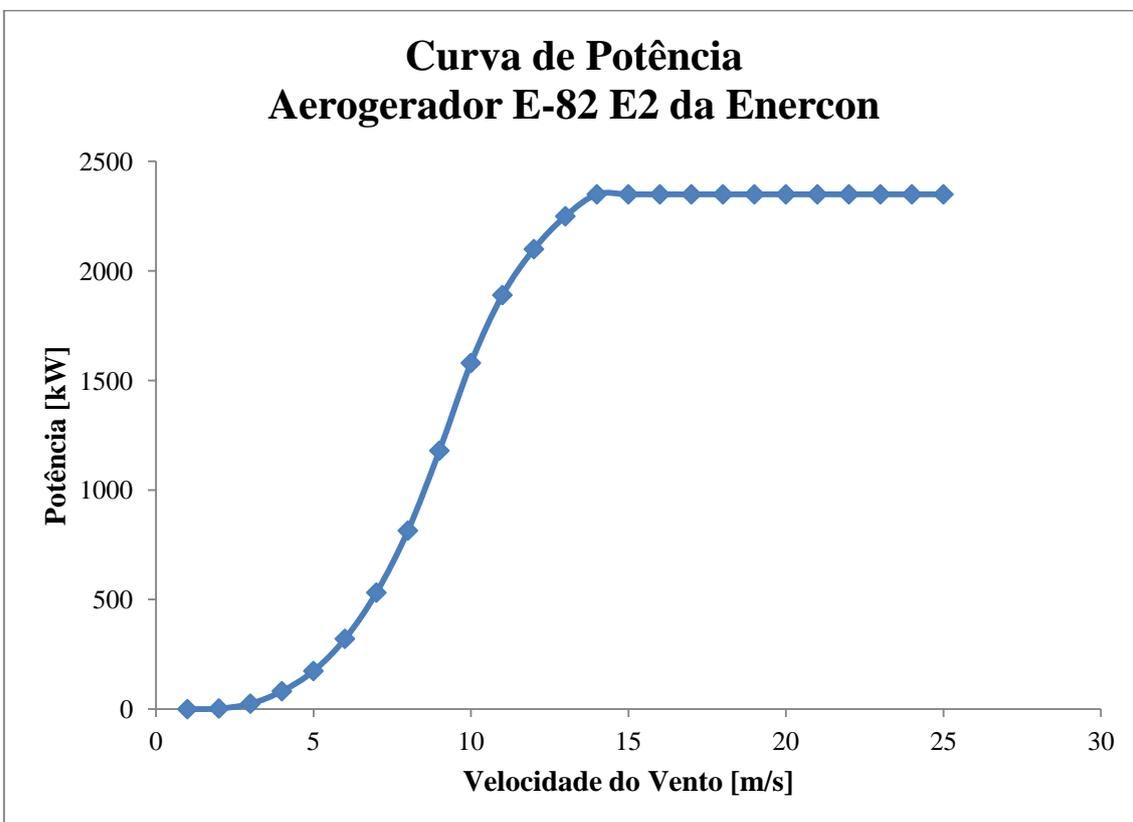


Figura 2.14 - Curva de Potência do aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014).

Três importantes definições são encontradas quando se faz uma análise da Curva de Potência:

- **Velocidade de acionamento (*cut in*):** velocidade do vento em que a turbina eólica inicia a geração de energia.
- **Velocidade nominal:** velocidade do vento a partir da qual a turbina gera sua potência nominal.
- **Velocidade de corte (*cut out*):** velocidade limite acima da qual o aerogerador é retirado de operação, a fim de prevenir possíveis acidentes e danos à máquina.

Como pôde ser observado na Figura 2.14, a potência do aerogerador se mantém constante no valor nominal mesmo para as velocidades de vento acima da nominal. Os mecanismos de controle de potência ativa presentes nas turbinas são os responsáveis por tal comportamento das turbinas (DUTRA, 2008). Os principais tipos de controle são: Estol (*Stall*) e Passo (*Pitch*).

2.3.1.3 Métodos para Cálculo da Energia Anual Perdida na Rede Coletora de Média Tensão

Possuindo as informações relativas ao comportamento do vento no local de implantação do parque eólico (Histograma de Velocidade do Vento), a Curva de Potência dos aerogeradores utilizados na usina, a topologia do sistema coletor de média tensão, o nível de tensão utilizado no sistema de distribuição e os dados dos condutores empregados em cada ramo é possível estimar a EAP na rede coletora de média tensão de um parque eólico.

Um método simples e frequentemente utilizado para calcular a EAP consiste em utilizar apenas a velocidade média do vento do local. Desta maneira, verifica-se na curva de potência do aerogerador qual a correspondente geração da turbina para a velocidade média. Na sequência roda-se o fluxo de potência para o sistema elétrico em questão e multiplica-se a potência perdida pelo tempo em que a turbina permaneceu em funcionamento ao longo do ano.

Existem outras possibilidades para o cálculo das perdas, por exemplo, Nandigam e Dhali (2008) modelaram as perdas de energia nos transformadores e nos cabos de média tensão e as utilizam para estimar as perdas de energia no sistema de distribuição.

Braz, Melo e Souza (2011) estimaram a EAP no sistema de distribuição de parques eólicos utilizando outro método. Os autores calcularam as perdas de energia considerando que todos os aerogeradores continuamente geram suas potências nominais. Ao montante de perdas obtido era aplicado um fator de perdas, que modela as variações diárias e sazonais do vento na região do empreendimento. Os autores propuseram que o cálculo do fator de perdas (f_p) fosse realizado através da equação (2.8):

$$f_p = K \cdot F_c^2 + (1 - K) \cdot F_c \quad (2.8)$$

Onde:

K → Fator que depende basicamente da fonte de energia primária;

F_c → Fator de Capacidade estimado para a região.

O Fator de Capacidade de um parque eólico pode ser definido como a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a capacidade máxima neste mesmo período.

No trabalho citado os seguintes valores foram adotados para tais parâmetros:

$$\begin{cases} K = 0,792 \\ F_c = 0,40 \end{cases} \rightarrow f_p = 0,21$$

O método mais completo consiste em rodar um fluxo de potência para todos os estados de vento encontrados no sítio e presentes no Histograma de Velocidade do Vento. A potência perdida pelo sistema de distribuição para cada estado de vento simulado é então multiplicada pelo número de horas em que o vento permaneceu nesta velocidade. Ao fazer o somatório de tais valores obtém-se a EAP. A equação (2.9) mostra matematicamente como é feito esse cálculo. Destaca-se que este método não foi empregado em nenhum dos trabalhos pesquisados.

$$EAP = \sum_{i=1}^{N_{ventos}} [p_{perdida}(v_i) \cdot f(v_i)] \cdot 8760 \quad (2.9)$$

Onde:

N_{ventos} → Número de estados de ventos a ser considerado;

v_i → Velocidade do vento [m/s] do estado de vento i

$f(v_i)$ → Frequência de ocorrência do estado de vento i [h/ano];

$p_{perdida}(v_i)$ → Potência perdida pelo sistema de distribuição do parque eólico para a velocidade do vento v do estado de vento i [kW].

A não linearidade da relação $P \times v$ faz com que resultados bem distintos sejam esperados quando comparamos este método com o que utiliza a velocidade média ou a velocidade nominal associado a um fator de perdas, caso o valor adotado não seja adequado ao comportamento do vento na região. O método que utiliza todos os estados de vento caracteriza-se por ser mais realista e, desta forma, sempre que possível deve ser utilizado.

Um estudo comparativo entre alguns métodos utilizados para o cálculo da EAP é feito na seção 4.3.3.

No presente trabalho, o fluxo de potência é utilizado todas as vezes que se deseja avaliar uma solução, devido à utilização de algoritmos genéticos. Desta forma, caso fosse necessário calcular o fluxo de potência na rede tantos fossem os estados de vento presentes no histograma de velocidade do local, o problema ficaria computacionalmente inviável. Em função dessa dificuldade, é proposto neste trabalho um método alternativo, não tão completo como o método que considera todos os estados de vento, porém mais realista do que os outros discutidos. Ao invés de analisar todos os estados de vento é utilizado um novo e reduzido conjunto de valores capazes de representar as características do vento de maneira razoável. Esse procedimento é feito através da adoção de técnicas de agrupamento.

Neste trabalho não era objetivo o desenvolvimento de um algoritmo que realizasse o agrupamento estatístico das velocidades do vento de um parque eólico. Em Leite (2005) foi feito um estudo a cerca do comportamento do vento no Sítio Nordeste I e esse procedimento foi realizado. Dessa forma, no presente trabalho o cálculo da EAP será realizado tendo em vista os resultados obtidos por Leite (2005) para um

agrupamento em três estados de velocidade do vento. Tais resultados podem ser observados na seção 3.2.1 deste documento.

2.4 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados alguns conceitos técnicos importantes envolvendo parques eólicos. Foram destacadas as principais vantagens dos parques eólicos *offshore* em relação aos parques eólicos *onshore* e os diversos desafios enfrentados pela instalação de parques eólicos *offshore*.

O sistema coletor de média tensão constitui parcela considerável dos custos totais. Foram apresentados alguns dos equipamentos que integram o sistema elétrico de média tensão e os principais arranjos utilizados: radial simples e ramificado.

Teve-se também como objetivo neste capítulo mostrar a importância de se realizar um tratamento estatístico dos dados do vento, pois impactam, por exemplo, na estimativa da energia produzida e perdida no sistema coletor de parques eólicos.

Por fim, foram expostos alguns métodos utilizados para estimar a energia anual perdida em um parque eólico. Foi proposta neste trabalho a utilização de um método que, até então, não tinha sido observado em nenhum dos trabalhos revisados que tratam de definição de redes de média tensão em parques eólicos, indicando prováveis bons resultados de sua utilização neste tipo de planejamento.

CAPÍTULO 3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA E MÉTODO DE OTIMIZAÇÃO

3.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar como o problema em estudo foi modelado e descrever detalhadamente a técnica desenvolvida para resolvê-lo.

Neste trabalho, a função objetivo a ser minimizada é composta por duas parcelas: (1) custo de investimento com a aquisição de componentes que, neste estudo, são: cabos de média tensão e cubículos e (2) custos operacionais com as perdas de energia no sistema de distribuição ao longo do horizonte de planejamento da usina eólica. Objetiva-se, desta forma, encontrar uma topologia da rede que minimize os custos totais e respeite as restrições impostas pelo problema.

O fluxo de potência foi a ferramenta utilizada para analisar as perdas de energia no sistema de distribuição e para verificar se houve violação da tensão nas barras e da capacidade de condução de corrente nos ramos. O AG foi a técnica escolhida neste trabalho para proceder à busca por soluções de boa qualidade. Um AG modificado foi desenvolvido especialmente para resolver este problema e as particularidades de cada uma das etapas que o compõe são descritas neste capítulo. Por fim é apresentada uma visão geral do funcionamento do programa desenvolvido é apresentada.

3.2 Modelagem do Problema

A modelagem do problema de otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos realizada neste trabalho é apresentada de forma compacta na equação (3.1).

$$\begin{aligned} \min f(\mathbf{z}) \\ s. a. \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$\begin{aligned}
\mathbf{I}_{\text{Re}}(\mathbf{z}) &= 0 \\
\mathbf{I}_{\text{Im}}(\mathbf{z}) &= 0 \\
\mathbf{g}(\mathbf{z}) &= 0 \\
\mathbf{h}(\mathbf{z}) &\leq 0 \\
z_{\min} &\leq \mathbf{z} \leq z_{\max}
\end{aligned}$$

Onde:

$f(\mathbf{z})$ é a função objetivo que deve ser otimizada; $\mathbf{I}_{\text{Re}}(\mathbf{z}) = 0$ e $\mathbf{I}_{\text{Im}}(\mathbf{z}) = 0$ correspondem ao somatório das correntes injetadas em cada nó do sistema; $\mathbf{g}(\mathbf{z}) = 0$ representam as restrições de radialidade e conectividade; $\mathbf{h}(\mathbf{z}) \leq 0$ representam as restrições de desigualdade (limite de condução de corrente nos ramos e variação da tensão nas barras); \mathbf{z} são as variáveis envolvidas no problema de otimização: impedância (seção dos condutores), encaminhamento dos circuitos, tensões nodais e corrente nos ramos.

Nas próximas seções a função objetivo e cada uma das restrições serão descritas de forma detalhada.

3.2.1 Função Objetivo - $f(\mathbf{z})$

O problema do planejamento da rede coletora de média tensão de um parque eólico é tratado neste trabalho da seguinte maneira: objetiva-se encontrar uma configuração radial ótima que conecte um conjunto de aerogeradores à subestação de modo que as perdas de energia no parque eólico ao longo de um horizonte de planejamento somado ao investimento na sua construção (cabos e cubículos de saída de alimentador) sejam minimizadas. Além disto, sabe-se que a potência fornecida pela turbina eólica é função da velocidade cúbica do vento, logo este fato deve ser contabilizado nas perdas dos parques eólicos.

Matematicamente o problema pode ser descrito pela equação (3.2):

$$Custo_{Total} = f_{investimento} + f_{perdas} \quad (3.2)$$

A função custo de investimento ($f_{investimento}$) é apresentada com maiores detalhes na equação (3.3). Ela representa os custos relativos a aspectos construtivos da rede coletora.

$$f_{investimento} = N_{ali} \cdot \$_{cubiculo} + \sum_{j=1}^{N_{ramos}} l_j \cdot \$_{C(j)} \quad (3.3)$$

Onde:

N_{ali} → Número de alimentadores;

$\$_{cubiculo}$ → Custo por cubículo de saída de alimentador [R\$];

N_{ramos} → Número de ramos da rede coletora;

l_j → Comprimento do ramo j [km];

$\$_{C(j)}$ → Custo por km do condutor a ser usado no ramo j [R\$/km], considerando obras civis para instalação.

Outros elementos, como o custo necessário para a aquisição dos aerogeradores, transformadores, barramentos e subestação poderiam ser incluídos na função objetivo, no entanto, como os seus custos não variam de acordo com o arranjo adotado para o sistema coletor de média tensão, não impactam na busca pela melhor topologia e, por tal motivo, não foram incluídos na função objetivo.

No presente trabalho uma variável a ser otimizada é o número de alimentadores que partem da subestação principal. Adotou-se a premissa da existência de um cubículo na saída de cada um dos alimentadores que partem da subestação, apesar de outras configurações serem possíveis. Desta forma, o custo com os cubículos (custo esse que varia proporcionalmente de acordo com o número de alimentadores) impactará diretamente a escolha de tal variável. Nos testes realizados considerou-se um custo de R\$ 100.000,00 por cubículo ($\$_{cubiculo}$) (BRAZ, MELO e SOUZA, 2011). A Figura 3.1 ilustra uma possível disposição dos aerogeradores e da subestação em um parque eólico, assim como os cubículos localizados na saída de cada um dos alimentadores principais que partem da subestação.

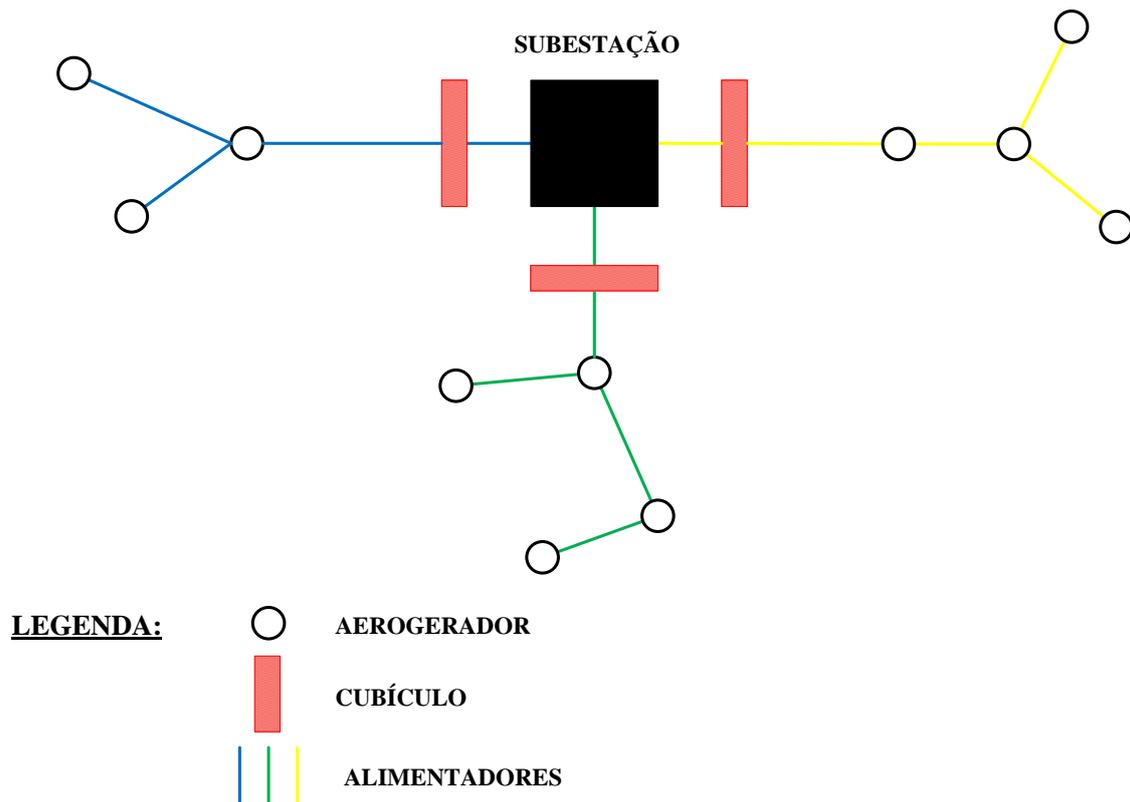


Figura 3.1 - Ilustração da disposição de alguns dos elementos que compõem o sistema de distribuição de um parque eólico.

Outro fator que também é abordado na função de investimento é o custo com os condutores de média tensão utilizados para interconectar os aerogeradores e a subestação. No entanto, para proceder ao seu cálculo é necessário primeiramente realizar o dimensionamento de todas as interligações do sistema de distribuição do parque eólico para cada uma das possíveis soluções do problema que posteriormente serão testadas/avaliadas pelo AG, tema da seção 3.3. Para realizar o dimensionamento dos condutores (determinação da seção dos cabos utilizados em cada um dos ramos) um algoritmo foi desenvolvido neste trabalho. De acordo com as características do sistema elétrico (potência nominal dos aerogeradores e nível de tensão adotado no sistema de distribuição) e com a topologia da rede da solução em análise, o algoritmo fornece o cabo selecionado (seção) para ser empregado em cada um dos ramos da rede coletora de média tensão.

O funcionamento básico do algoritmo desenvolvido para fazer o dimensionamento dos condutores está ilustrado no fluxograma da Figura 3.2.

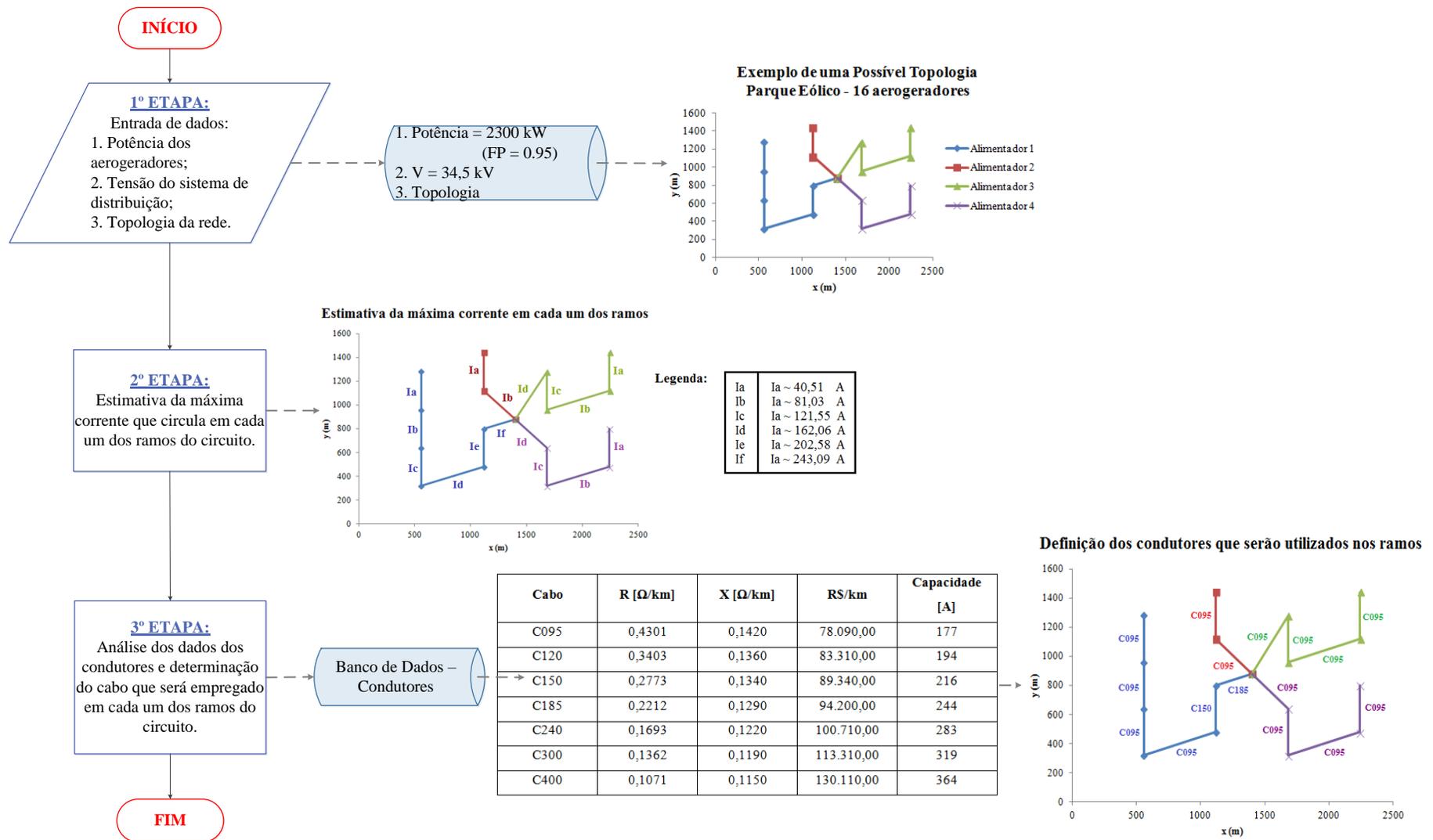


Figura 3.2 - Fluxograma do processo de determinação dos condutores que serão empregados em cada ramo do parque eólico.

Na **ETAPA 1** o programa informa a topologia da rede de distribuição de média tensão do parque eólico que será analisada. Essa topologia representa os dados de um candidato a solução do problema. Dada a configuração das conexões dos aerogeradores e da subestação, os dados relativos à geração de tais turbinas e o nível de tensão a ser empregado no sistema de distribuição, na **ETAPA 2** é estimada a máxima corrente que poderia circular por todos os ramos do parque eólico. Esse cálculo é realizado desprezando as perdas joule nos componentes do sistema e considerando que todos os aerogeradores estão gerando suas potências nominais. A equação (3.4) mostra como se estimou a máxima corrente que circula em um determinado ramo do circuito:

$$I_{Máxj} = \sum_{i=1}^N \frac{Pot_{Nom_i}}{FP_i \cdot \sqrt{3} \cdot V} \quad (3.4)$$

Onde:

$I_{Máxj}$ → Corrente máxima que pode circular no ramo j [A];

N → Número de aerogeradores localizados à jusante do ramo analisado;

Pot_{Nom_i} → Potência nominal do aerogerador i localizado à jusante do ramo analisado [kW];

FP_i → Fator de potência do aerogerador i ;

V → Tensão do sistema de distribuição [kV].

De posse de tais dados, na **ETAPA 3** é realizada uma análise dos dados dos cabos (Tabela 3.1) e, por fim, é determinado qual condutor deve ser empregado em cada ramo a fim de evitar possíveis sobrecargas.

Tabela 3.1 - Dados associados aos condutores para uma tensão de 34,5 kV (BRAZ, MELO e SOUZA, 2011).

Cabo	R [Ω/km]	X [Ω/km]	R\$/km	Capacidade [A]
C095	0,4301	0,1420	78.090,00	177
C120	0,3403	0,1360	83.310,00	194
C150	0,2773	0,1340	89.340,00	216
C185	0,2212	0,1290	94.200,00	244
C240	0,1693	0,1220	100.710,00	283
C300	0,1362	0,1190	113.310,00	319
C400	0,1071	0,1150	130.110,00	364

De posse da relação dos condutores empregados em cada um dos ramos do circuito procede-se ao cálculo do investimento necessário para a aquisição dos cabos de média tensão: para cada um dos ramos do circuito o comprimento do cabo empregado (l_j) é multiplicado pelo seu respectivo valor ($\$_{C(j)}$), presente na Tabela 3.1.

A segunda parcela da função objetivo, definida através da equação (3.5), modela os custos com as perdas de energia (f_{perdas}) ocorridas no sistema de distribuição do parque eólico e contabilizadas ao longo do horizonte de planejamento.

$$f_{perdas} = \Delta E \cdot \$_{MWh} \cdot FVP \quad (3.5)$$

Onde:

ΔE → Perdas de energia na rede coletora [MWh/ano];

$\$_{MWh}$ → Custo da energia [R\$/MWh];

FVP → Fator de Valor Presente de uma Série Uniforme.

Dado um fluxo uniforme de caixa, tal como neste caso em que é considerado que as perdas de energia constatadas em um ano se repetirão durante todo o horizonte de planejamento, o FVP é dado através da seguinte equação (3.6):

$$FVP = \left[\frac{(1+i)^H - 1}{(1+i)^H \cdot i} \right] \quad (3.6)$$

Onde:

$i \rightarrow$ Taxa de correção ao ano estimada [%];

$H \rightarrow$ Horizonte de planejamento [anos].

Em todos os sistemas testes adotou-se um custo de R\$177,47 por MWh de energia gerada ($\$_{MWh}$). Este valor é referente ao preço de venda da energia produzida pelas usinas eólicas no LFA realizado pela ANEEL em abril de 2015 (EPE, 2015).

Foi considerada uma taxa (i) de 11% de correção anual e um horizonte de planejamento (H) de 20 anos (BRAZ, MELO e SOUZA, 2011).

O fluxo de potência nos ramos, as perdas de energia e as quedas de tensão no sistema de distribuição de média tensão são calculadas utilizando-se um fluxo de potência. Resumidamente, o fluxo de potência pode ser assim descrito: inicialmente as variáveis são inicializadas. Logo após, as equações de injeções de corrente para todos os nós do sistema são construídas em coordenadas retangulares, formando um sistema de equações não lineares representado por $f(\mathbf{z})$, tal que \mathbf{z} são as variáveis de estado e f são as equações de injeções de correntes. Feito isso verifica-se a convergência do problema. Caso os resíduos encontrados sejam menores que a tolerância, o processo termina. Caso contrário, monta-se a matriz Jacobiana $J(\mathbf{z})$. O próximo passo corresponde à resolução de um conjunto de equações linearizadas através do método de Newton-Raphson. Determinado o vetor de incremento das variáveis de estado, as mesmas são atualizadas e o algoritmo retorna para a segunda etapa, correspondente à montagem das equações de injeção de corrente.

O fluxograma da Figura 3.3 ilustra as principais etapas que compõem o processo de resolução do fluxo de potência através do método de injeção de correntes (PENIDO et al., 2010).

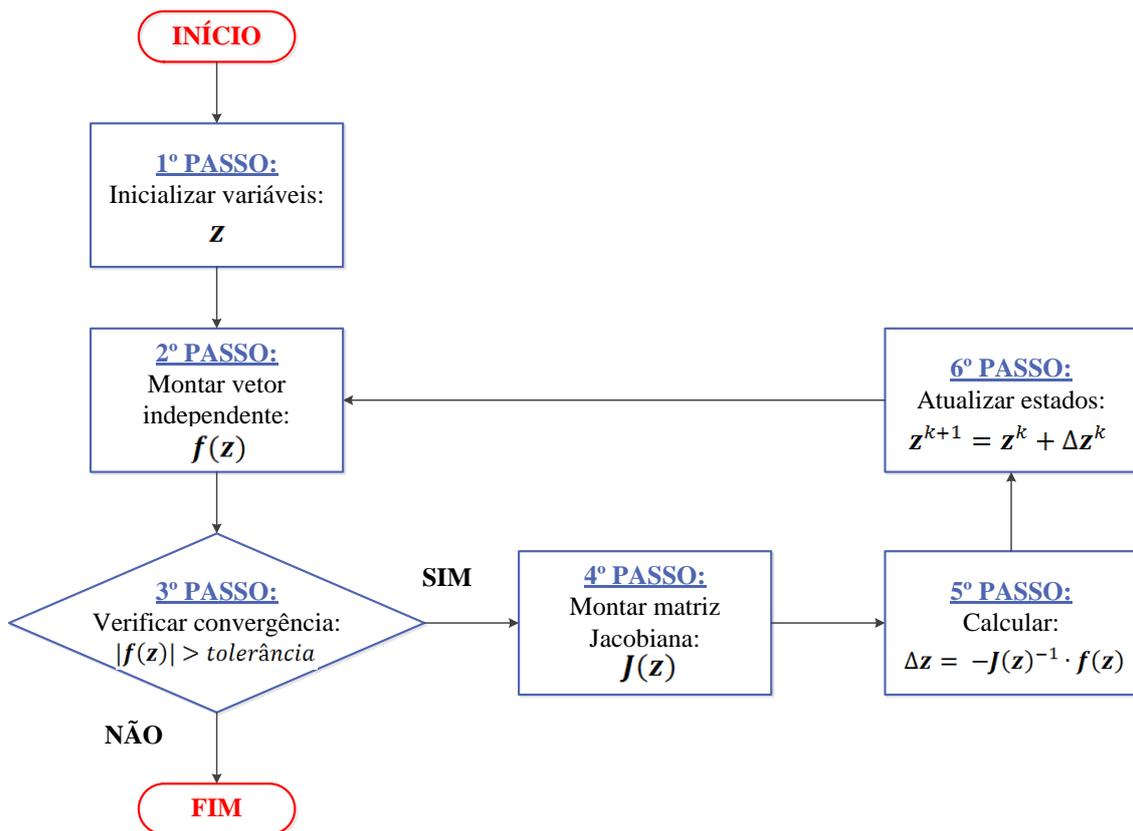


Figura 3.3 - Principais etapas que compõem o fluxo de potência através do método de injeção de corrente.

O cálculo da energia anual perdida no sistema de distribuição de parques eólicos foi realizado, para fins de exemplificação, considerando o comportamento do vento no Sítio Nordeste I. Esta região apresentou uma velocidade média de 7,58 m/s e os 165 estados de velocidade do vento foram agrupados por Leite (2005) em três estados de velocidade do vento, conforme mostra a Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Agrupamento da série temporal da região de Nordeste I em três estados de velocidade do vento (LEITE, 2005).

Estados de Velocidade do Vento [m/s]	Probabilidade [%]	Duração [dias/ano]
5,08	0,3830	139,81
7,89	0,4033	147,20
11,45	0,2137	77,99

Para o cálculo das perdas, dentre outras variáveis, é necessária a definição da geração. E como mencionado, as perdas de energias calculadas através dos métodos que utilizam a velocidade média do vento ou a potência nominal das turbinas associada a um fator de perdas, quando este não for convenientemente definido de acordo com as condições de vento na região, tendem a fornecer uma estimativa que foge aos valores que de fato são obtidos quando se faz uma análise mais completa. De modo a comprovar tais observações, algumas comparações entre os métodos são realizadas na seção 4.3.3.

Todos os testes neste trabalho foram realizados considerando o aerogerador E-82 E2 da ENERCON (ENERCON, 2014), cujos dados técnicos estão resumidos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Resumo dos dados técnicos do aerogerador E-82 E2 da ENERCON.

AEROGERADOR E-82 E2 (ENERCON)	
Potência Nominal	2300 kW
Tensão Nominal de Saída	690 V
Diâmetro do Rotor	82,0 m
Área Varrida pelas Pás	5281 m ²
Velocidade de Acionamento	2,0 m/s
Velocidade Nominal	14,0 m/s
Velocidade de Corte	25,0 m/s

De posse da curva de potência do aerogerador (Figura 2.14) foi possível estimar a geração do aerogerador para cada um dos estados de velocidade do vento. A Tabela 3.4 mostra tais dados.

Tabela 3.4 - Estimativas de geração do aerogerador E-82 E2 para as velocidades de vento utilizadas no trabalho.

Velocidade do Vento [m/s]	Geração [kW]
7,58*	696,2
5,08	185,8
7,89	784,0

11,45	1985,0
-------	--------

* Velocidade nominal.

Considera-se que o cálculo das perdas de energia fica mais aprimorado com as considerações realizadas que tendem a definir melhor uma possível configuração de geração.

3.2.2 Restrições do Problema

O problema de otimização está sujeito às seguintes restrições:

a) Lei de Kirchhoff das Correntes

Estabelece que o somatório das correntes reais e imaginárias injetadas em cada nó (barra) do sistema deve ser nulo.

$$\begin{aligned} I_{Re}(\mathbf{z}) &= 0 \\ I_{Im}(\mathbf{z}) &= 0 \end{aligned} \tag{3.7}$$

Onde:

$I_{Re}(\mathbf{z})$ → Parte real da corrente I ;

$I_{Im}(\mathbf{z})$ → Parte imaginária da corrente I ;

b) Radialidade e Conectividade - $g(\mathbf{z}) = 0$

Estas restrições garantem a radialidade e a conectividade do sistema, ou seja, todos os aerogeradores devem estar conectados à subestação e para tal, devem constituir um arranjo sem formação de anéis.

O fluxograma da Figura 3.8 ilustra o processo de correção dos cromossomos inválidos que violam pelo menos uma dessas duas restrições.

c) Restrições de Desigualdade - $h(\mathbf{z}) \leq 0$

São duas as restrições de desigualdade consideradas neste problema:

○ *Sobrecarga nos Ramos*

A corrente que passa por um determinado ramo j (I_j) não deve ultrapassar o limite de sobrecarga térmica ($I_{m\acute{a}x}$) do condutor utilizado nesta seção (c_j), ou seja:

$$I_j \leq I_{m\acute{a}x}(c_j) \quad (3.8)$$

○ *Varição da Tensão nos Barramentos*

A tensão de uma barra i do sistema (V_i) não deve ser inferior a 98% do seu valor nominal (V_{nom}) e atingir valores que extrapolam em 6% V_{nom} . Desta forma:

$$0.98 \cdot V_{nom} \leq V_i \leq 1.06 \cdot V_{nom} \quad (3.9)$$

3.2.3 Formulação do Problema

A partir da descrição da função objetivo e das restrições que compõem o problema este é formulado como:

$$\text{Min} \left[N_{ali} \cdot \$_{cub\acute{i}culo} + \sum_{j=1}^{N_{ramos}} l_j \cdot \$_{C(j)} + \Delta E \cdot \$_{MWh} \cdot \left[\frac{(1+i)^H - 1}{(1+i)^H \cdot i} \right] \right]$$

Sujeito a:

$$I_{Re}(\mathbf{Z}) = 0$$

$$I_{Im}(\mathbf{Z}) = 0$$

Radialidade e conectividade

$$I_j \leq I_{m\acute{a}x}(c_j)$$

$$0.98 \cdot V_{nom} \leq V_i \leq 1.06 \cdot V_{nom}$$

Maiores detalhes da implementação e do método de solução são vistos na seção 3.3.

3.3 Algoritmo Genético - Considerações Iniciais

O AG é um método de otimização que usa técnicas inspiradas na Teoria da Evolução das Espécies para resolver problemas. O AG caracteriza-se por ser uma técnica de busca conhecida como “Aleatória-Guiada”, ou seja, o algoritmo não trabalha com caminhadas totalmente aleatórias pelo espaço de soluções, pois explora informações históricas para encontrar novos pontos de busca onde são esperados bons desempenhos. Esta exploração é feita através do uso da função de avaliação, ou função aptidão, como guia na escolha dos pais que participarão do processo de reprodução (LINDEN, 2012). A função de avaliação é a ferramenta utilizada pelo AG para determinar a qualidade de um indivíduo como solução do problema em estudo.

A escolha da representação cromossomial e da função de avaliação constituem peças chave, pois são os principais elos entre o AG e o problema a ser resolvido.

O processo de seleção dos cromossomos que participarão da etapa reprodutora (*crossover*) e que, desta forma, terão seus genes (informações genéticas) propagados para os filhos é a maneira utilizada pelo AG para simular o mecanismo de seleção natural. Ou seja, de maneira semelhante ao que ocorre na natureza, os melhores indivíduos (mais fortes ou mais bem adaptados às condições ambientais) possuem uma probabilidade maior de ser selecionados do que aqueles com avaliações não tão boas, de forma que as boas características dos indivíduos mais bem adaptados passem a predominar dentro da nova população de soluções.

A preferência pelos indivíduos com melhor avaliação se baseia na maior possibilidade deles terem características genéticas favoráveis à criação de um indivíduo que seja a melhor solução para o problema. No entanto, tal fato não descarta a possibilidade de indivíduos com péssima avaliação também terem informações positivas ausentes em outros cromossomos mais bem avaliados, motivo pelo qual eles não são

excluídos do processo de seleção dos pais. Essa característica é responsável por gerar diversidade na população e, conseqüentemente, evitar a convergência genética prematura em pontos de ótimo local.

Existe uma etapa nos algoritmos genéticos que simula a ocorrência de mutação. O operador de mutação opera de forma menos frequente do que o operador de *crossover* e é um dos principais responsáveis por criar diversidade genética na população, através de mudanças aleatórias nos genes dos indivíduos.

Apesar de ser considerada uma técnica de busca global, o AG trata-se de uma heurística que não assegura a obtenção do melhor resultado. Devido à existência de fatores probabilísticos é totalmente plausível que soluções diferentes possam ser encontradas cada vez que o programa é executado, mesmo fazendo uso de uma mesma população inicial e de um mesmo conjunto de parâmetros.

A eficácia e a eficiência do AG estão diretamente ligadas à quantidade e qualidade de informações a cerca do problema a ser tratado que são embutidas no algoritmo. Todas as informações importantes e peculiaridades do problema devem estar corretamente contidas em sua formulação.

O AG é o método de otimização escolhido neste trabalho, devido à sua comprovada eficácia na resolução de problemas não lineares, com grande espaço de solução, presença de múltiplas variáveis e restrições (DAHMANI et al., 2013) (ZHAO et al., 2006), características observadas no problema a ser resolvido no presente trabalho.

3.4 Visão Geral do Algoritmo de Solução do Método Proposto

O fluxograma da Figura 3.4 apresenta uma visão geral das principais etapas que compõem o algoritmo de solução do método proposto, denominado de "Algoritmo de Solução 1".

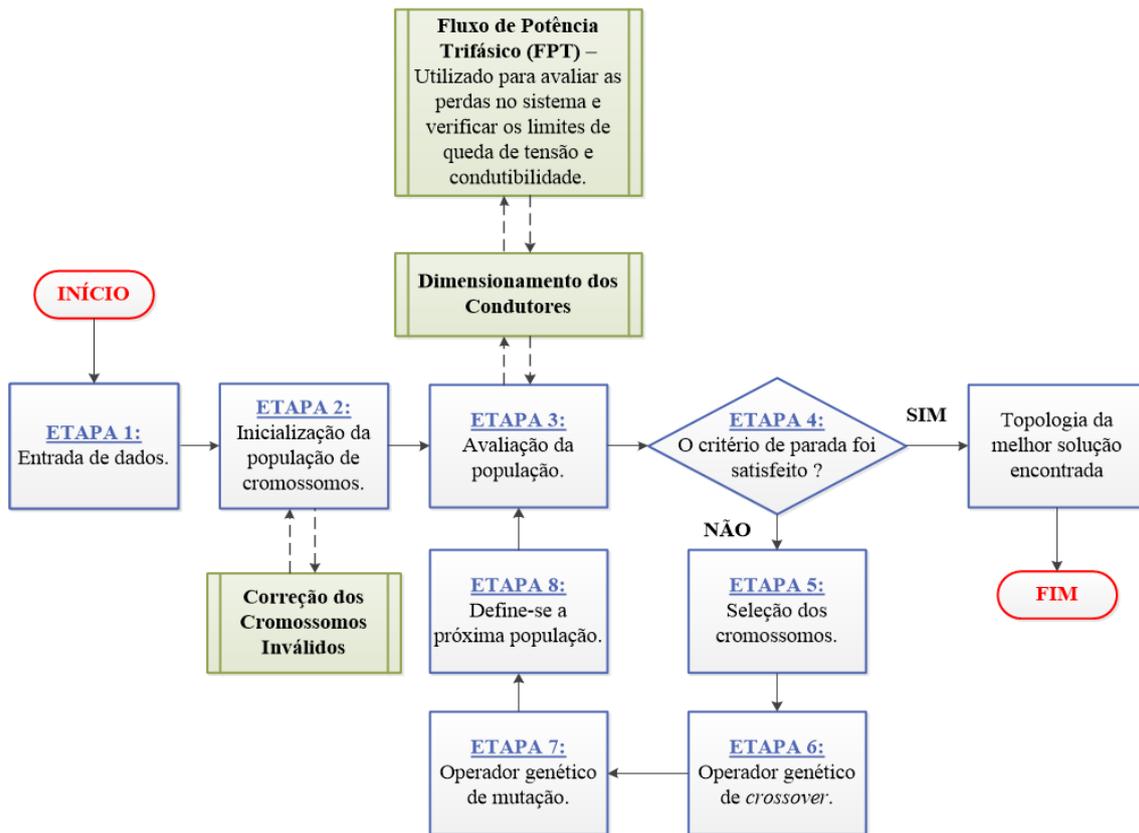


Figura 3.4 - Principais etapas do "Algoritmo de Solução 1" do método proposto.

Nas próximas seções cada uma das etapas que constituem o algoritmo de solução elaborado para resolver o problema da otimização do leiaute do sistema de distribuição de parques eólicos são descritas com detalhe. Nelas é possível observar os valores adotados para os parâmetros do AG.

Na seção 4.3.5 é feita uma análise do comportamento do AG elaborado no presente trabalho.

3.4.1 Representação Cromossomial

O modelo genético empregado neste trabalho adota um único cromossomo com representação numérica e tamanho igual ao número de aerogeradores (Num_{aer}) do parque eólico. Cada gene caracteriza-se por estabelecer a conexão de um ramo à rede coletora.

A Figura 3.5 ilustra o posicionamento dos aerogeradores e da subestação para um parque eólico fictício, enquanto que a Figura 3.6 exemplifica um modo factível de conexão entre os aerogeradores e entre esses e a subestação para o sistema hipotético.

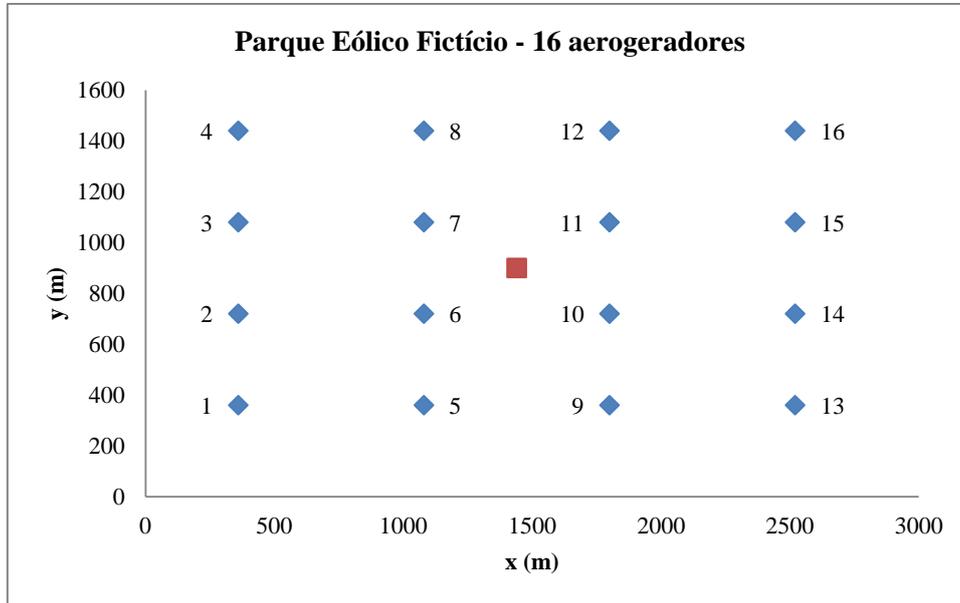


Figura 3.5 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação de um parque eólico hipotético.

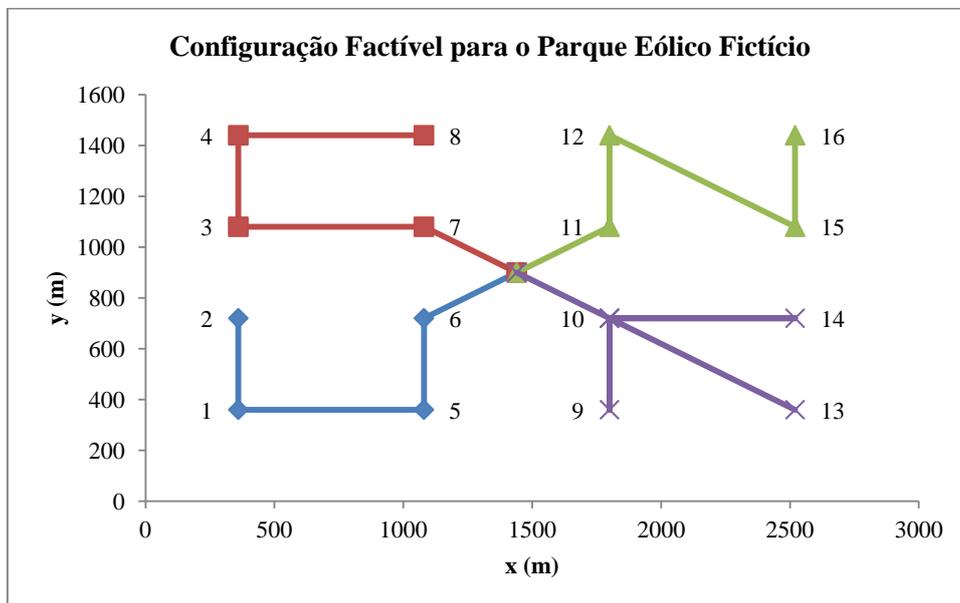


Figura 3.6 - Exemplificação de uma configuração factível para o sistema hipotético.

O cromossomo ilustrado na Figura 3.7 é a codificação da topologia exemplificada na Figura 3.6.

CROMOSSOMO =

5	1	7	3	6	0	0	4	10	0	0	11	10	10	12	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Figura 3.7 - Representação cromossomial para a configuração exemplificada na Figura 3.6.

Observe que abaixo do cromossomo foram colocados apenas os identificadores dos aerogeradores. A subestação é representada pelo número 0 (zero).

A leitura ou decodificação do cromossomo é simples e de fácil compreensão. Por exemplo: considere o primeiro elemento do cromossomo - o alelo 5 na posição 1 conduz a adição de um ramo ligando os aerogeradores 1 e 5. A repetição de tal procedimento para todos os genes do cromossomo estabelece a topologia da rede.

Em relação ao parâmetro número de alimentadores (N_{ali}), adotou-se nesta dissertação uma estratégia diferente das verificadas nos trabalhos presentes na referência bibliográfica. Ao invés de fixar o número de alimentadores que saem da subestação principal do parque eólico, no presente trabalho este parâmetro também é objeto de otimização. Ou seja, permite-se que ele varie dentro de um intervalo pré-determinado pelo usuário [N_{aliMin} $N_{aliMáx}$]. A adoção dessa estratégia permite que o AG analise um número maior de soluções e, desta forma, tenha maior probabilidade de achar soluções que representem um menor custo para o sistema de distribuição.

Os intervalos foram definidos a partir de heurísticas. Tendo em vista que o nível de tensão escolhido para ser utilizado no sistema de distribuição foi de 34,5 kV e que o aerogerador utilizado possui uma potência nominal de 2300 kW e fator de potência igual a 0,95, estima-se que a corrente máxima que circula por um ramo contendo apenas uma turbina seja de aproximadamente 40,52 A, como ilustrado na equação (3.10):

$$I_{Máx_{AER}} = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} \cdot FP \cdot V} \quad (3.10)$$

$$I_{Máx_{AER}} = \frac{2300 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 34,5 \cdot 10^3} \sim 40,52 \text{ A}$$

Onde:

$I_{Máx_{AER}}$ → Corrente máxima que circula em um ramo de circuito contendo apenas uma

turbina [A];

P_{nom} → Potência nominal do aerogerador [kW];

FP → Fator de Potência do aerogerador;

V → Nível de tensão do sistema de distribuição [kV].

Ao analisar os dados dos condutores de média tensão, percebe-se que o cabo C400 é o que possui maior capacidade de condução de corrente (364 A). Dessa forma, para a condição crítica em que todos os aerogeradores gerassem potência nominal, estima-se que um alimentador não fosse capaz de suportar, sem que houvesse sobrecarga em algum ramo do circuito, mais do que nove aerogeradores aproximadamente.

$$Num_{Máx_{AER}} = \frac{I_{Máx_{cabo}}}{I_{Máx_{AER}}} \quad (3.11)$$

$$Num_{Máx_{AER}} = \frac{364}{40,52} \sim 8,98 \rightarrow 9 \text{ aerogeradores}$$

Onde:

$Num_{Máx_{AER}}$ → Número máximo de aerogeradores em um alimentador;

$I_{Máx_{cabo}}$ → Corrente máxima suportada pelo cabo de maior capacidade de condução de corrente [A].

Dessa forma, o número máximo de aerogeradores em um alimentador foi utilizado para estimar o intervalo de variação do número de alimentadores dos parques eólicos utilizados nos testes. Ao dividir o número de aerogeradores (N_{aer}) do parque eólico pelo $Num_{Máx_{AER}}$ é obtido um valor que representa o número mínimo de alimentadores que o parque deve possuir ($Num_{Mín_{ALI}}$) para que em nenhum deles exista a possibilidade de sobrecarga, levando em consideração a condição crítica de máxima geração de todas as turbinas. A equação (3.12) exemplifica o que foi falado:

$$Num_{Mín_{ALI}} = \frac{N_{aer}}{Num_{Máx_{AER}}} \quad (3.12)$$

$$Num_{Min_{ALI}} = \frac{N_{aer}}{9}$$

O intervalo de variação do número de alimentadores do parque eólico é então definido tendo como base o $Num_{Min_{ALI}}$ calculado, já que foi percebido que o número de alimentadores que as melhores soluções apresentavam girava em torno desse valor. Cabe ressaltar que um número de alimentadores inferior ao valor obtido através da equação (3.12) foi permitido, tendo em vista que a otimização realizada neste trabalho é feita levando em consideração as condições de vento observadas em certa região. Ou seja, caso não estejam previstos ventos com velocidade igual ou acima da nominal (capazes de gerar a potência nominal das turbinas) o algoritmo buscará soluções que atendam a essas condições e não à condição crítica de máxima potência gerada por todas as turbinas. Desta forma, topologias que apresentam um número de aerogeradores por alimentador maior do que o limite máximo estipulado podem ser obtidas, tendo em vista que a corrente produzida por cada aerogerador, nessas condições, será menor.

A Tabela 3.5 mostra o intervalo de variação permitido ao número de alimentadores para cada um dos sistemas teste.

Tabela 3.5 - Intervalo de variação do número de alimentadores adotado no AG de acordo com os testes realizados.

Testes	N_{aer}	$\frac{N_{aer}}{Num_{Máx_{AER}}}$	Intervalo: [$N_{ali_{Min}}$ $N_{ali_{Máx}}$]
I	9	1	[1 3]
II	16	1,78	[2 4]
III	25	2,78	[3 5]
IV	36	4	[3 5]
V	49	5,44	[5 7]
VI	64	7,11	[7 9]
VII	11	1,22	[1 3]
VIII	23	2,56	[3 5]
IX	37	4,11	[4 6]
X	41	4,55	[5 7]
XI	55	6,11	[6 8]

XII	77	8,55	[9 11]
-----	----	------	--------

3.4.2 Inicialização e Tamanho da População

A inicialização da população é feita de forma aleatória, porém, deve respeitar a seguinte condição: um aerogerador só pode se conectar a outro caso este se localize em sua vizinhança. Define-se vizinhança como o grupo dos seis aerogeradores mais próximos de um determinado aerogerador a qual se deseja estabelecer conexão. Esta foi uma premissa adotada no desenvolvimento deste trabalho após uma série de testes com outros valores.

Cabe ressaltar que além de configurações radiais conexas, factíveis ao processo de otimização, inúmeras soluções infactíveis podem ser geradas no processo de inicialização da população. Tendo em vista tal constatação, optou-se nesse trabalho pela correção dos cromossomos gerados que não traduzem uma informação válida, ao invés de analisá-los durante o processo de otimização e penalizá-los posteriormente na função aptidão.

O processo de correção dos cromossomos inválidos ocorre basicamente em duas etapas, como ilustra o fluxograma da Figura 3.8.

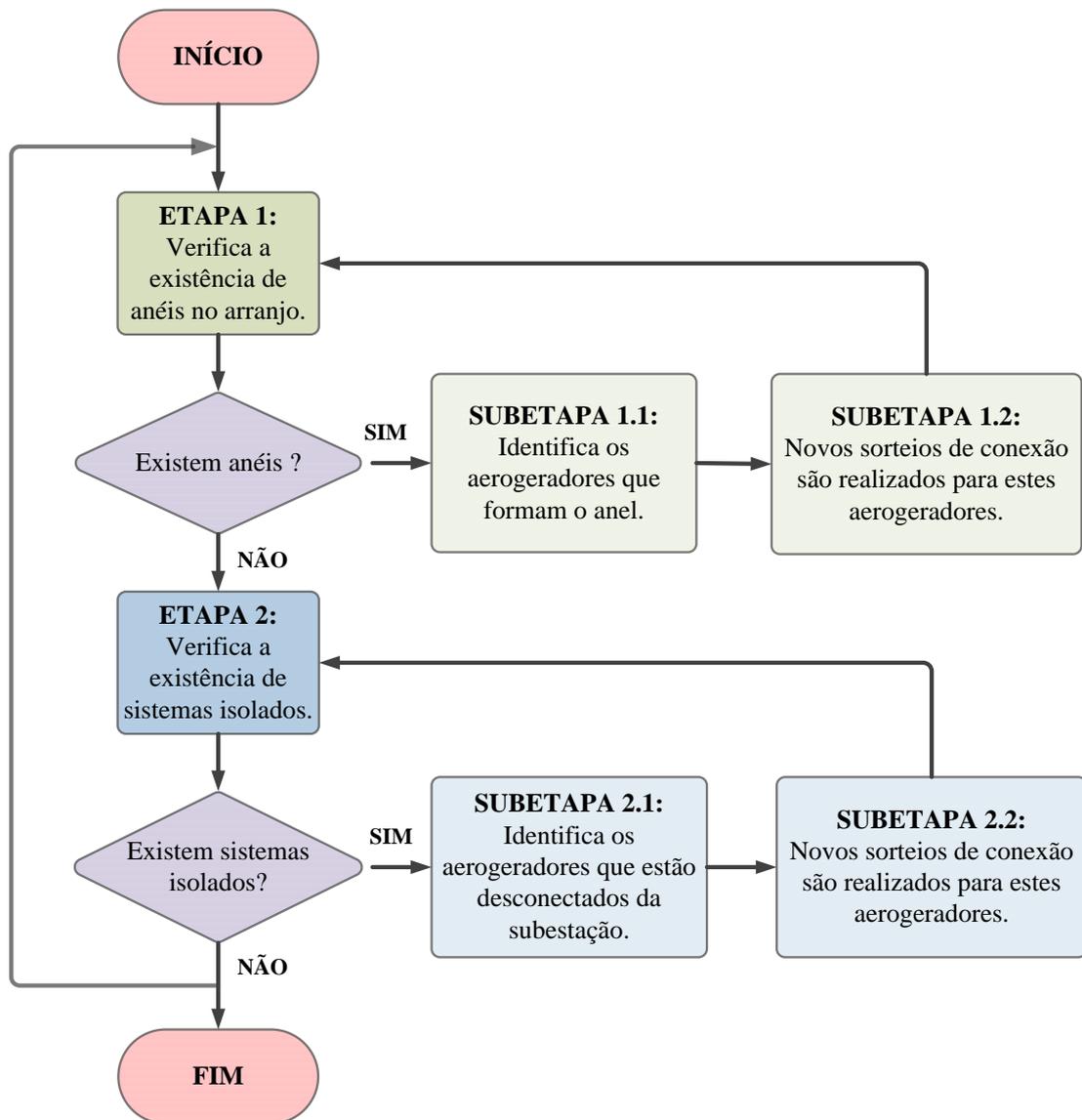


Figura 3.8 - Fluxograma do processo de correção dos cromossomos inválidos.

Primeiramente verifica-se a existência de anéis no arranjo indicado pelos cromossomos. Caso existam, inicia-se o procedimento de identificação dos aerogeradores que formam o *looping* e novos sorteios de conexões são realizados para tais aerogeradores. Este processo iterativo ocorre até que nenhum anel seja identificado. Inicia-se então a segunda etapa cujo objetivo é detectar a existência de sistemas isolados. Caso haja aerogeradores desconectados da subestação estes são então identificados e sorteios de novas conexões são então realizados. Essa etapa iterativa finda quando não existir nenhum aerogerador isolado da subestação. Feito isso, o algoritmo checa novamente a possível existência de anéis (criados em decorrência dos novos sorteios ocorridos na etapa de detecção de sistemas isolados) e de novos sistemas

isolados. O processo é finalizado quando o cromossomo em análise representar uma solução válida para o problema.

O tamanho da população (Tam_{pop}) varia de acordo com o número de aerogeradores e subestações presentes no parque eólico. Esta estratégia foi proposta nos trabalhos (GONZALEZ-LONGATT et al., 2012) e (GONZALEZ-LONGATT, 2013). O valor adotado neste trabalho pode ser visualizado na equação (3.13):

$$Tam_{pop} = 100 \cdot \sqrt{N_{aer} + N_{SE}} \quad (3.13)$$

Onde:

N_{aer} → Número de aerogeradores do parque eólico;

N_{SE} → Número de subestações do parque eólico.

3.4.3 Função Aptidão

No presente trabalho a função a ser minimizada é o custo total, que considera as perdas ao longo do horizonte de planejamento do parque eólico e os custos com a aquisição dos condutores de média tensão e cubículos.

Como já mencionado, optou-se neste trabalho por corrigir os cromossomos que não respeitam as restrições de radialidade e conectividade. Dessa forma, apenas cromossomos válidos são analisados na função aptidão. No entanto, quando o fluxo de potência é executado, para que as perdas de energia sejam mensuradas, é possível que algumas soluções/cromossomos representem topologias que violem a restrição de máxima condução de corrente em alguns ramos e/ou que apresentem barras cujo nível de tensão não pertença ao intervalo de variação permitido pelo problema. Dessa forma, adotou-se no presente trabalho a mesma estratégia utilizada por Braz, Melo e Souza (2011). O número de ramos em que houve sobrecarga e o número de barras em que os limites de variação da tensão foram violados foi contabilizado através dos parâmetros N_{ramos} e N_{barras} , respectivamente. A partir de tais parâmetros são calculados os fatores k_C e k_T que representam penalizações para essas soluções que infringiram tais restrições do problema.

Desta forma, a função aptidão adotada pode ser visualizada na equação (3.14) (BRAZ, MELO e SOUZA, 2011):

$$F_{\text{aptidão}} = \frac{1}{k_C \cdot k_T \cdot \text{Custo}_{\text{total}}} \quad (3.14)$$

Onde:

$$k_C = \left(1 + \frac{N_{\text{ramos}}}{10}\right) \quad (3.15)$$

$$k_T = \left(1 + \frac{N_{\text{barras}}}{10}\right) \quad (3.16)$$

N_{ramos} → Número de ramos em que houve sobrecarga;

N_{barras} → Número de barras em que a tensão violou os limites de variação estabelecidos.

Percebe-se que o objetivo dos fatores de penalização (k_C e k_T) é reduzir o valor da função aptidão dos cromossomos que violaram pelo menos uma dessas restrições impostas ao problema. Caso a topologia indicada por algum cromossomo não apresente ramos com sobrecarga ou barras que violem os limites de variação da tensão, esses fatores assumem valor unitário e, dessa forma, não impactam negativamente a avaliação dessa solução/cromossomo.

Outras estratégias como, por exemplo, a eliminação do cromossomo que transgredir as restrições citadas ou a sua correção poderiam ser adotadas. A primeira causaria o inconveniente de o algoritmo ter que gerar novas soluções para o problema até que a totalidade da população fosse constituída de cromossomos que não transgrediam nenhuma restrição do problema. Por outro lado, a correção do cromossomo também não seria uma tarefa fácil, pois o algoritmo teria que identificar aqueles pontos problemáticos, ramos com sobrecarga ou barras com violação de tensão, e propor alterações nas conexões dos aerogeradores até que todas as restrições fossem atendidas. Ambas as estratégias causariam muita lentidão ao algoritmo.

Destaca-se que nesta etapa do algoritmo é garantido que os cromossomos que estão sendo avaliados representam soluções radiais e conexas, pois a correção dos

cromossomos inválidos já foi realizada. Ou seja, apesar de algumas soluções representarem topologias que infringem as restrições de sobrecarga nos ramos e/ou variação do limite de tensão permitido às barras do sistema, elas já possuem potencial para se tornarem boas soluções para o problema, motivo pelo qual adotou-se a estratégia de penalização ao invés das duas outras mencionadas. Espera-se que com o passar das gerações o próprio mecanismo do AG promova as alterações genéticas na população, através dos processos de *crossover* e mutação, e conduza à formação de cromossomos que além de terem baixo custo, respeitem todas as restrições do problema.

Neste momento faz-se válida a seguinte observação: na etapa de inicialização da população optou-se pela correção dos cromossomos inválidos, que apresentavam arranjos em anéis ou aerogeradores desconectados da subestação. Fez-se isso a fim de que o algoritmo apenas avaliasse soluções que, de fato apresentavam topologias válidas para o problema. Pelo fato da etapa de avaliação representar a etapa mais demorada do algoritmo, já que vários fluxos de potência têm que ser executados a fim de que a EAP seja computada e custeada, preferiu-se que apenas cromossomos que representavam configurações factíveis para o problema tivessem suas aptidões calculadas nesta etapa.

3.4.4 Seleção dos Pais

Os métodos de seleção analisados ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram: Método da Roleta e Método do Torneio com Três Indivíduos (LINDEN, 2012).

Os testes realizados no AG desenvolvido com os dois métodos de seleção indicaram maior eficiência do primeiro método sendo, por tal motivo, o escolhido para compor esta etapa do processo de desenvolvimento do AG.

3.4.5 Operadores Genéticos de *Crossover* e Mutação

O *crossover* uniforme (LINDEN, 2012) foi a técnica escolhida para compor esta etapa do AG. Seu funcionamento pode ser assim descrito: para cada gene que compõe o cromossomo é sorteado um número, 0 ou 1. Caso o valor sorteado para um determinado gene seja unitário, o primeiro filho recebe o valor contido no respectivo gene presente no primeiro pai e o segundo filho o gene corrente do segundo pai. Por outro lado, se o valor sorteado for zero, as atribuições se invertem e o primeiro filho recebe o respectivo

gene do segundo pai e o segundo filho recebe o gene corrente do primeiro pai. A Figura 3.9 exemplifica o processo de *crossover* uniforme.

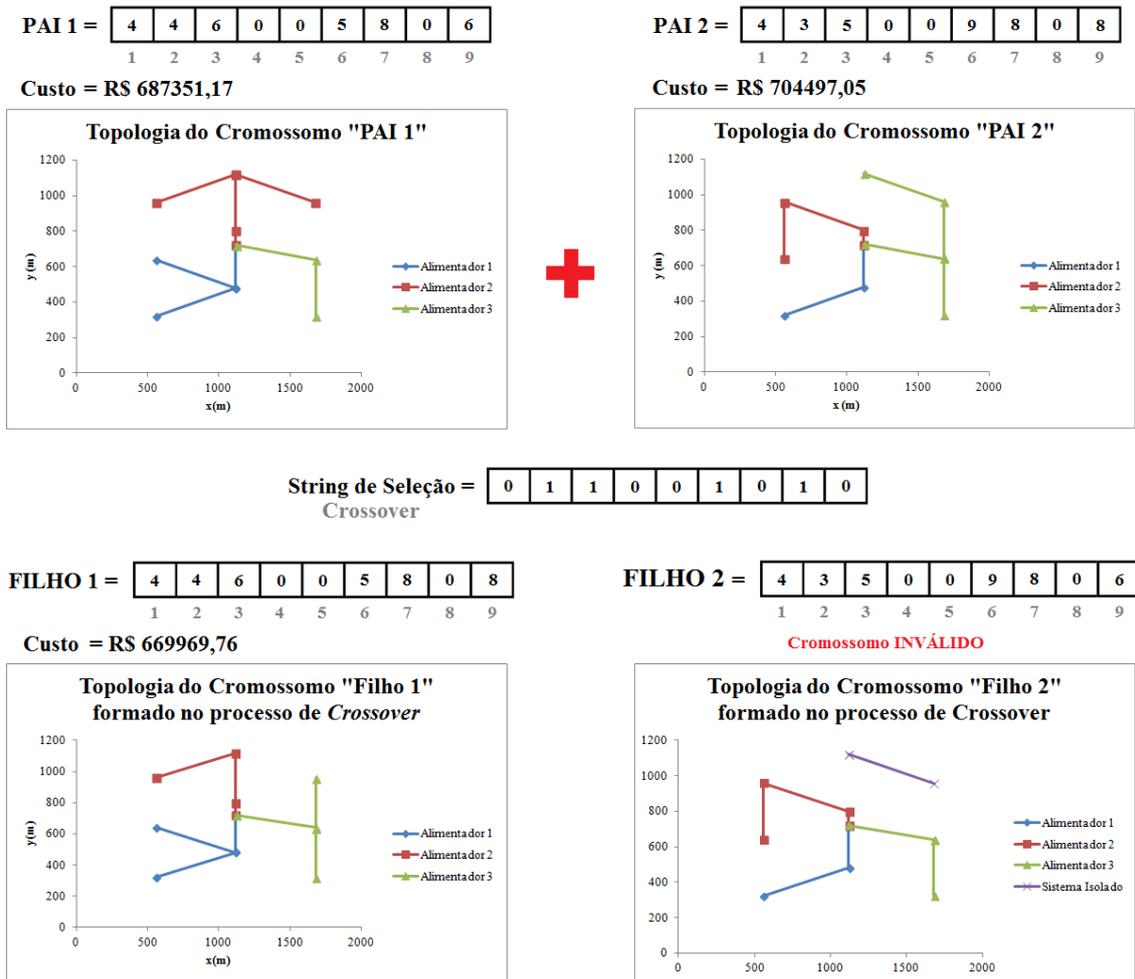


Figura 3.9 - Ilustração do processo de *crossover*.

Percebe-se que a atuação do operador genético de *crossover* pode provocar a formação de cromossomos filhos inválidos para o processo de solução, como o cromossomo "FILHO 2" ilustrado na Figura 3.9. Desta forma, após a etapa reprodutora é feita uma verificação na população e caso existam cromossomos que não representam configurações factíveis estes são então corrigidos, da mesma forma como ocorre na inicialização da população.

Após a formação dos filhos, estes ficam sujeitos à atuação do operador de mutação. Seu funcionamento no AG proposto ocorre da seguinte maneira: para cada gene é sorteado um número entre 0 e 1. Caso o valor seja menor que a taxa de mutação pré-determinada, então o operador atua sobre o gene em questão, alterando-lhe o valor

aleatoriamente dentro daqueles que compõem a sua vizinhança. Este processo ocorre até que todos os genes dos filhos sejam percorridos. A Figura 3.10 ilustra a atuação do operador de mutação do cromossomo "FILHO 1" gerado após a etapa de *crossover*. Destaca-se que a *string* de seleção apenas informa quais genes sofrerão alterações em sua composição genética. No exemplo em questão apenas o terceiro gene (*string* de seleção igual a "1") sofrerá uma mutação.

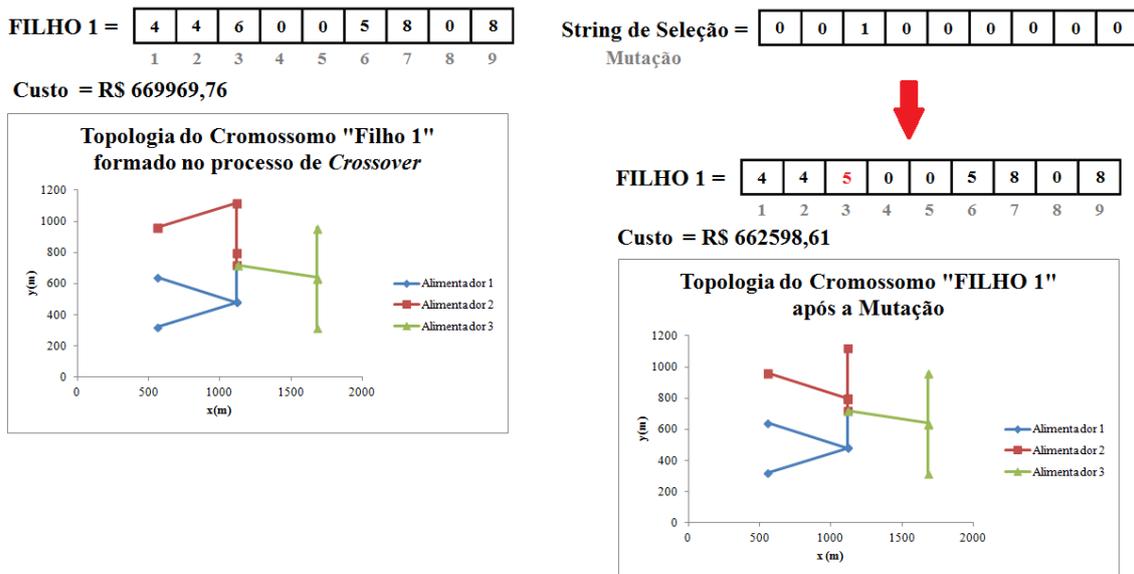


Figura 3.10 - Exemplo ilustrativo da atuação do operador genético de mutação.

Da mesma forma como ocorre na etapa de *crossover*, se cromossomos inválidos forem criados ao fim do processo de mutação, eles são corrigidos a fim de que representem soluções factíveis.

A escolha adequada das probabilidades de mutação e *crossover* caracteriza-se por ser uma difícil missão. Quando o AG é iniciado, normalmente têm-se uma grande diversidade genética e, desta forma, é desejável que ocorram muitas recombinações gênicas entre os indivíduos da população (alta taxa de *crossover*). Com o passar das gerações ocorre a convergência genética e passa a ser interessante a escolha mais frequente do operador de mutação visando a reinserção de diversidade genética na população (LINDEN, 2012). Foi devido a tal observação que no presente trabalho optou-se por utilizar operadores com probabilidades variáveis. Desta forma, as probabilidades de mutação e *crossover* ao invés de serem parâmetros fixos ao longo da execução do algoritmo genético, passam a ter seu comportamento associado a uma

função. Destaca-se que esta estratégia não foi observada em nenhum dos trabalhos estudados sobre otimização de redes.

As equações (3.17) e (3.18) mostram as variações assumidas pelas taxas de *crossover* ($Prob_{crossover}$) e mutação ($Prob_{mutação}$) com o decorrer das gerações. Como pode ser constatado, neste trabalho tais taxas variam linearmente ao longo das gerações de acordo com os valores inicial e final de probabilidade escolhidos.

$$\begin{aligned}
 & Prob_{crossover} \\
 & = \frac{(prob_{crosfim} - prob_{crosini}) * N_{ger} + prob_{crosini} * N_{gerMÁX} - prob_{crosfim}}{(N_{gerMÁX} - 1)} \quad (3.17)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & Prob_{mutação} \\
 & = \frac{(prob_{mutfim} - prob_{mutini}) * N_{ger} + prob_{mutini} * N_{gerMÁX} - prob_{mutfim}}{(N_{gerMÁX} - 1)} \quad (3.18)
 \end{aligned}$$

Onde:

$[prob_{crosini} \quad prob_{crosfim}] \rightarrow$ Probabilidades de *crossover* inicial e final;

$[prob_{mutini} \quad prob_{mutfim}] \rightarrow$ Probabilidades de mutação inicial e final;

$N_{ger} \rightarrow$ Contador do número de gerações do AG;

$N_{gerMÁX} \rightarrow$ Número máximo de gerações do AG.

Devido à dificuldade de mensurar tais parâmetros, foram realizados vários testes no AG com diferentes funções que representam a variação das taxas de *crossover* e mutação. Os melhores resultados foram obtidos com os valores presentes na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Probabilidades inicial e final dos processos de *crossover* e mutação.

	<i>Probabilidade Inicial</i>	<i>Probabilidade Final</i>
<i>Crossover</i>	85%	80%
<i>Mutação</i>	1%	2%

O gráfico da Figura 3.11 ilustra a variação das taxas de *crossover* e mutação, segundo as equações (3.17) e (3.18), para um parque eólico contendo nove aerogeradores e uma subestação.

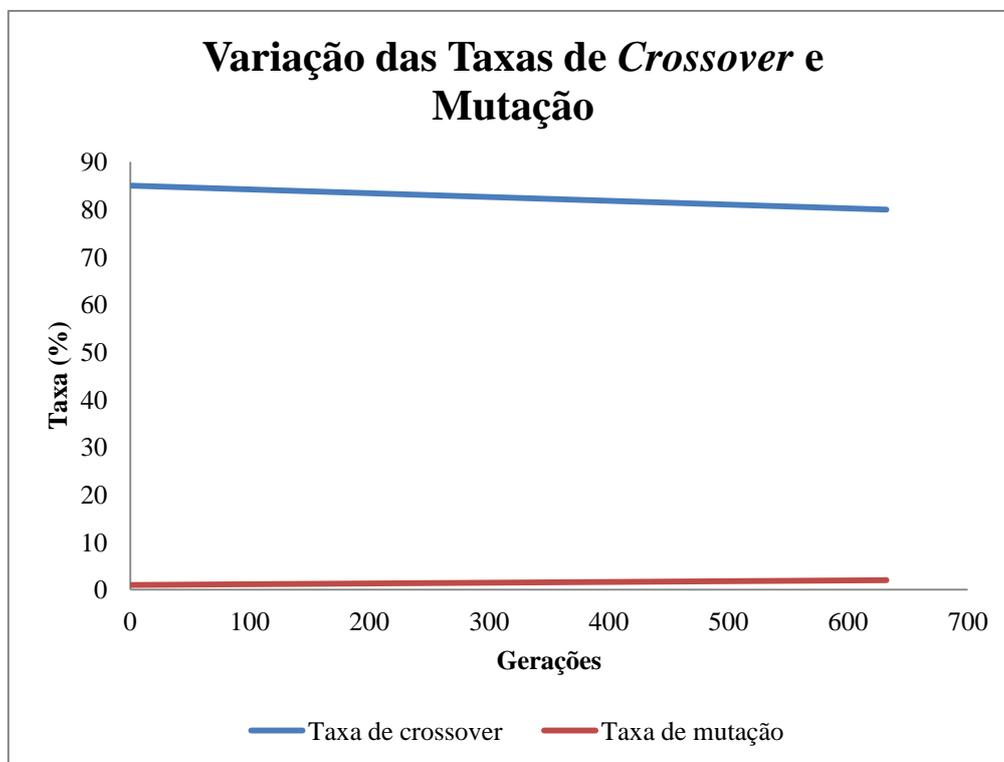


Figura 3.11 - Variação das taxas de *crossover* e mutação para um parque eólico contendo 9 aerogeradores e 1 subestação.

3.4.6 Módulo da População

O módulo da população é o operador responsável por controlar o seu tamanho. No presente trabalho adotou-se uma população de tamanho constante. Além do mais, de modo a aproveitar melhor as qualidades da população atual, a seguinte estratégia foi utilizada: seleciona-se o melhor indivíduo da geração atual e verifica-se se ele está presente na geração seguinte. Caso a resposta seja negativa, ele substituirá o cromossomo com pior avaliação. Esta tática se assemelha ao Elitismo (LINDEN, 2012) e garante que o desempenho do AG sempre cresça com o decorrer das gerações.

3.4.7 Critério de Parada

No presente estudo adotou-se como critério de parada o número máximo de gerações decorridas ($N_{ger_{MÁX}}$). Assim como ocorre com o parâmetro "tamanho da população" o número máximo de gerações decorridas varia de acordo com o tamanho do parque eólico em análise (número de aerogeradores e subestação) segundo a equação (3.19) (GONZALEZ-LONGATT, 2013) (GONZALEZ-LONGATT et al., 2012):

$$N_{ger_{MÁX}} = 200 \cdot \sqrt{N_{aer} + N_{SE}} \quad (3.19)$$

3.5 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foi apresentado o método proposto para otimização da rede coletora de média tensão de parques eólicos. A modelagem matemática foi exposta detalhadamente. Foi possível observar que a função objetivo proposta neste trabalho é composta por duas parcelas: a primeira é referente ao investimento necessário para a aquisição de alguns equipamentos (cabos de média tensão e cubículos) e a segunda parcela refere-se aos custos com as perdas de energia ocorridas no sistema de distribuição do parque eólico.

O investimento necessário para a aquisição dos cubículos depende diretamente do número de alimentadores que partem da subestação do parque eólico. A otimização do número de alimentadores, portanto, oferece uma oportunidade de minimizar os custos totais, motivo pelo qual essa estratégia foi empregada neste trabalho. Para avaliar os custos com os cabos de média tensão foi necessário realizar, primeiramente, o dimensionamento dos condutores e para tal um algoritmo foi desenvolvido.

Um fluxo de potência foi utilizado para calcular as perdas de energia no sistema de distribuição e avaliar se as seguintes restrições foram violadas: sobrecarga nos ramos e variação das tensões nas barras. Foi destacado também que o método proposto impõe outras duas restrições: radialidade e conectividade.

O AG modificado desenvolvido para resolver o problema modelado foi apresentado, assim como todas as peculiaridades envolvidas em cada uma de suas etapas. Destaca-se que a ferramenta proposta foi desenvolvida especialmente para

resolver o problema em estudo e, desta forma, espera-se que ela seja eficaz e capaz de otimizar a rede coletora de média tensão e analisar parques eólicos de variados tamanhos.

CAPÍTULO 4. ESTUDOS DE CASO E RESULTADOS

4.1 Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos ao utilizar a ferramenta desenvolvida neste trabalho para otimizar a rede coletora de média tensão de parques eólicos e realizar algumas análises. Para tal foram feitos diversos testes em sistemas de variados tamanhos visando verificar as potencialidades do método proposto.

4.2 Resumo dos Parâmetros Utilizados no Trabalho

O objetivo desta seção é mostrar de forma resumida os parâmetros adotados no AG e os dados de custo que foram empregados na função objetivo do presente trabalho. Estes dados, apresentados ao longo do CAPÍTULO 3, podem ser visualizados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1 - Resumo dos parâmetros adotados no algoritmo genético.

Tamanho da população	$Tam_{pop} = 100 \cdot \sqrt{N_{aer} + N_{SE}}$
Número máximo de gerações	$N_{ger_{MÁX}} = 200 \cdot \sqrt{N_{aer} + N_{SE}}$
Probabilidade de <i>crossover</i>	$[prob_{cros_{ini}} \quad prob_{cros_{fim}}] \rightarrow [85\% \quad 80\%]$
Probabilidade de mutação	$[prob_{mut_{ini}} \quad prob_{mut_{fim}}] \rightarrow [1\% \quad 2\%]$

Tabela 4.2 - Resumo dos parâmetros de custos utilizados na função objetivo.

Energia Gerada ($\\$_{MWh}$)	R\$177,47 por MWh
Cubículo ($\\$_{cubículo}$)	R\$ 100.000,00
Taxa de correção anual (i)	11%
Horizonte de Planejamento (H)	20 anos

4.3 Estudos de Caso e Resultados

Nesta seção são apresentados alguns estudos, sendo que primeiramente é feita uma comparação entre a ferramenta elaborada por Gonzalez-Longatt (2013) e a desenvolvida no presente trabalho. Buscando comprovar as melhorias que as estratégias propostas no presente trabalho oferecem ao problema de otimização da rede coletora de média tensão (redução dos custos totais), os testes iniciais são realizados nos sistemas utilizados no trabalho citado. Outros sistemas testes foram elaborados visando comprovar a flexibilidade e a eficácia do método desenvolvido. As seções a seguir mostram os resultados dos testes realizados e as principais conclusões obtidas.

4.3.1 Sistemas Propostos por Gonzalez-Longatt (2013)

Gonzalez-Longatt (2013) propôs um método visando à obtenção da topologia ótima do sistema coletor de média tensão de parques eólicos que minimizasse os custos com cabos de média tensão e transformadores presentes na base de cada torre.

Como o custo com os transformadores varia de acordo com a quantidade de aerogeradores presentes no parque eólico, pode-se dizer que tais gastos não impactam na função objetivo, tendo em vista que para todas as configurações possíveis de arranjos em um parque eólico este valor se manterá constante. Desta forma, têm-se que apenas os custos com os cabos impactam de maneira decisiva na otimização do leiaute. Como tais custos são diretamente proporcionais ao comprimento dos cabos utilizados para interconectar aerogeradores e a subestação, de forma indireta, pode-se dizer que esta é a variável a ser minimizada. Apesar de desconsiderar as perdas de energia na função objetivo, o fato do autor admitir em seu estudo apenas arranjos radiais simples (sem ramificações) permite que se conclua que o método utilizado, por si só, é capaz de buscar configurações que também minimizem os custos com as perdas de energia, já que quanto menor o distanciamento entre as unidades geradoras e entre essas e a subestação, menores tendem ser as perdas de energia.

Tendo em vista essas constatações, os primeiros testes realizados objetivaram comparar o método proposto neste trabalho com o desenvolvido por Gonzalez-Longatt (2013). Salienta-se que o método desenvolvido por este autor somente permite soluções com arranjos radiais simples, enquanto que o método proposto neste trabalho

permite sistemas ramificados. Dessa forma, além de buscar validar o método proposto, pretende-se verificar a viabilidade econômica de topologias que empregam arranjos ramificados.

Para estes testes foram utilizados seis parques eólicos hipotéticos de diferentes dimensões, que são os sistemas testes desta seção.

Por simplicidade, os aerogeradores dos parques eólicos possuem o seguinte espaçamento: 4 diâmetros de rotor ($4D$) perpendicularmente a direção de vento predominante e 7 diâmetros de rotor ($7D$) na direção de vento predominante, como pode ser observado na Figura 4.1. Como já mencionado em capítulo anterior, o modelo de aerogerador utilizado nos testes possui 80 m de diâmetro de rotor e uma potência nominal de 2300 kW.

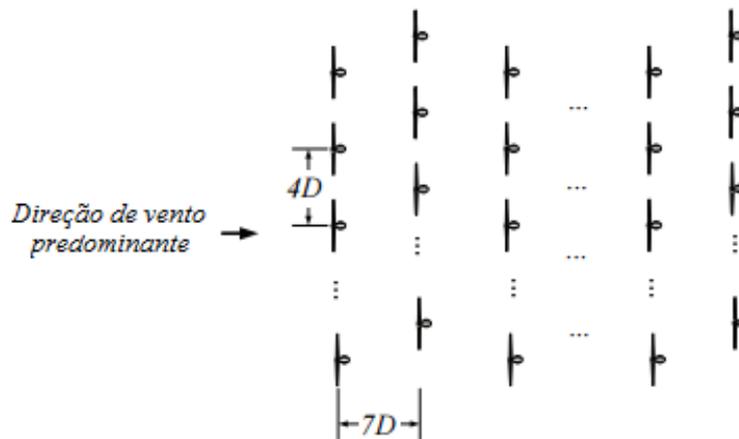


Figura 4.1 - Exemplificação do posicionamento das turbinas no parque eólico (GONZALEZ-LONGATT, 2013).

O posicionamento dos aerogeradores e da subestação dos parques eólicos utilizados nos testes podem ser visualizados nas Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 e 4.7. Maiores detalhes das coordenadas dos aerogeradores e da subestação de cada um dos parques eólicos podem ser observados no ANEXO A.

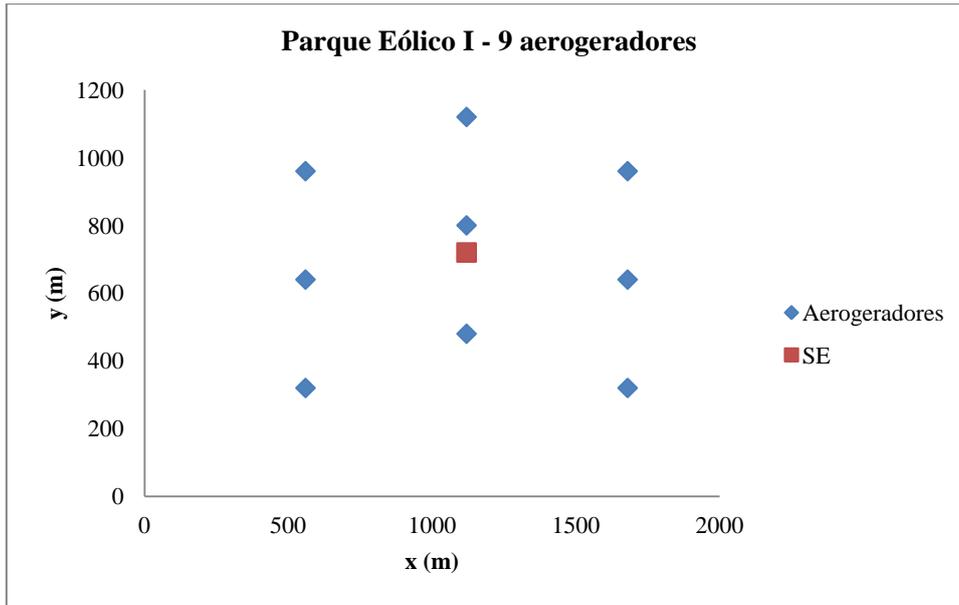


Figura 4.2 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico I.

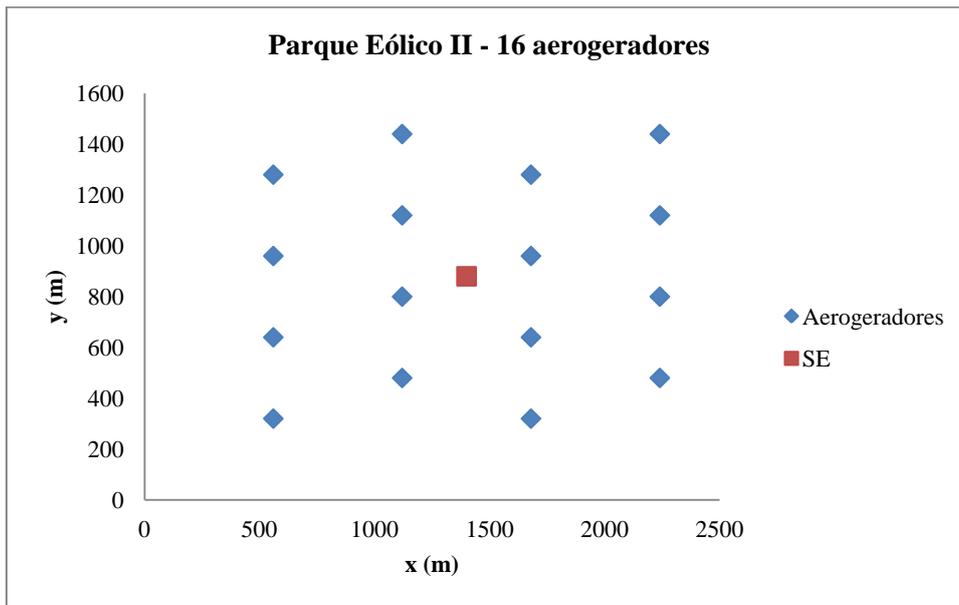


Figura 4.3 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico II.

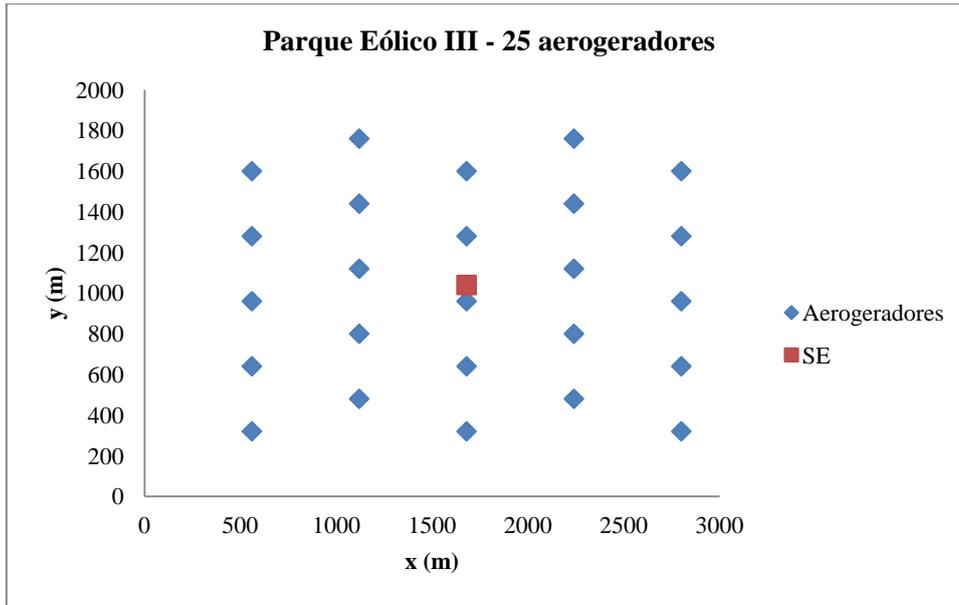


Figura 4.4 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico III.

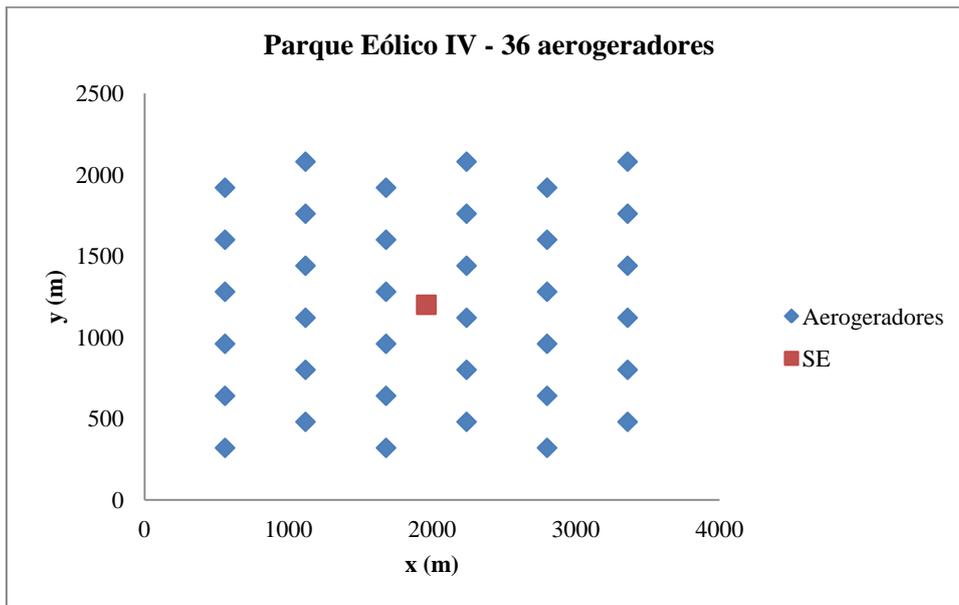


Figura 4.5 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico IV.

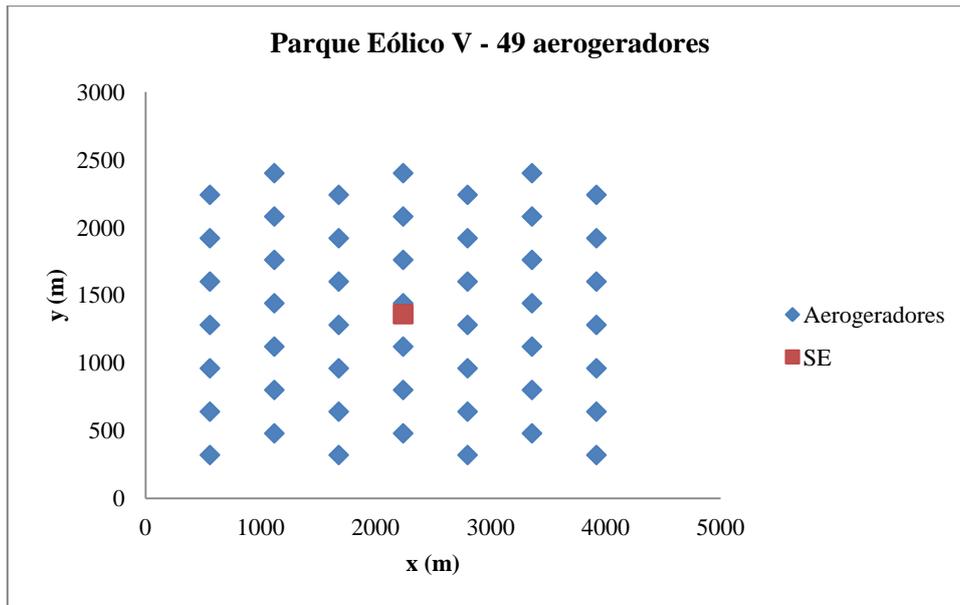


Figura 4.6 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico V.

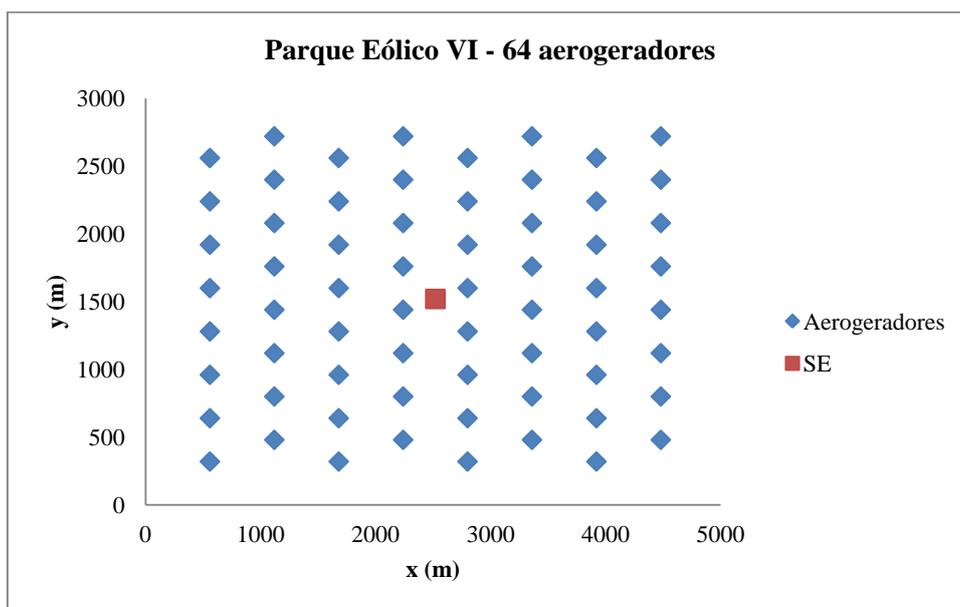


Figura 4.7 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação no Parque Eólico VI.

Gonzalez-Longatt (2013) utilizou a ferramenta por ele desenvolvida e realizou a otimização da rede coletora (interna) de média tensão dos parques eólicos utilizados nos testes. As Figuras 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12 e 4.13 ilustram as topologias obtidas pelo autor.

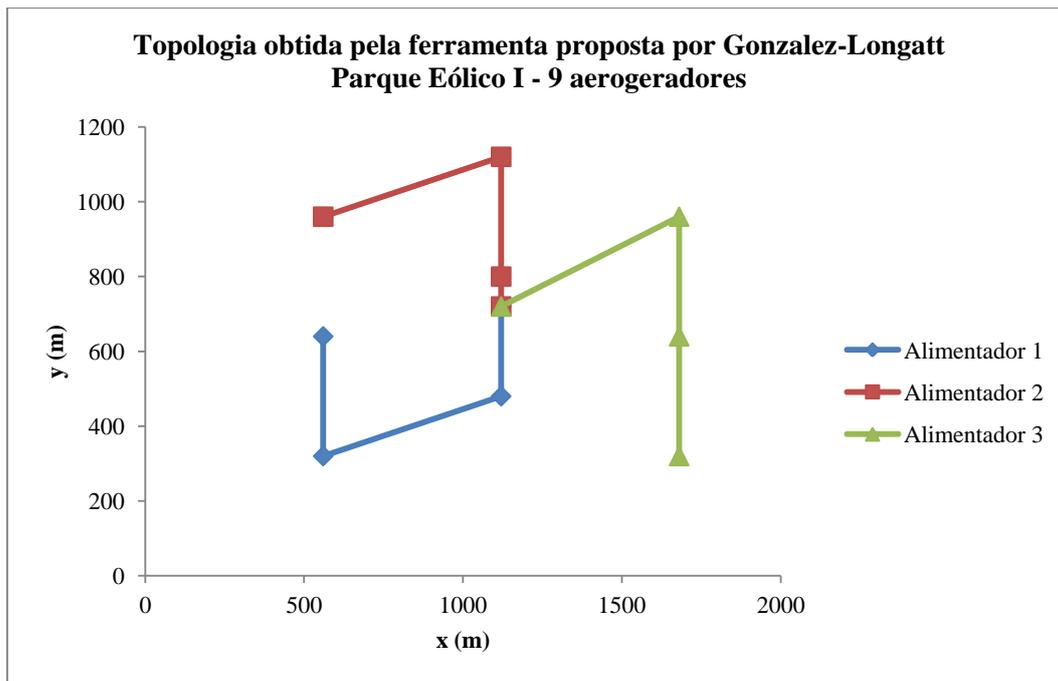


Figura 4.8 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico I.

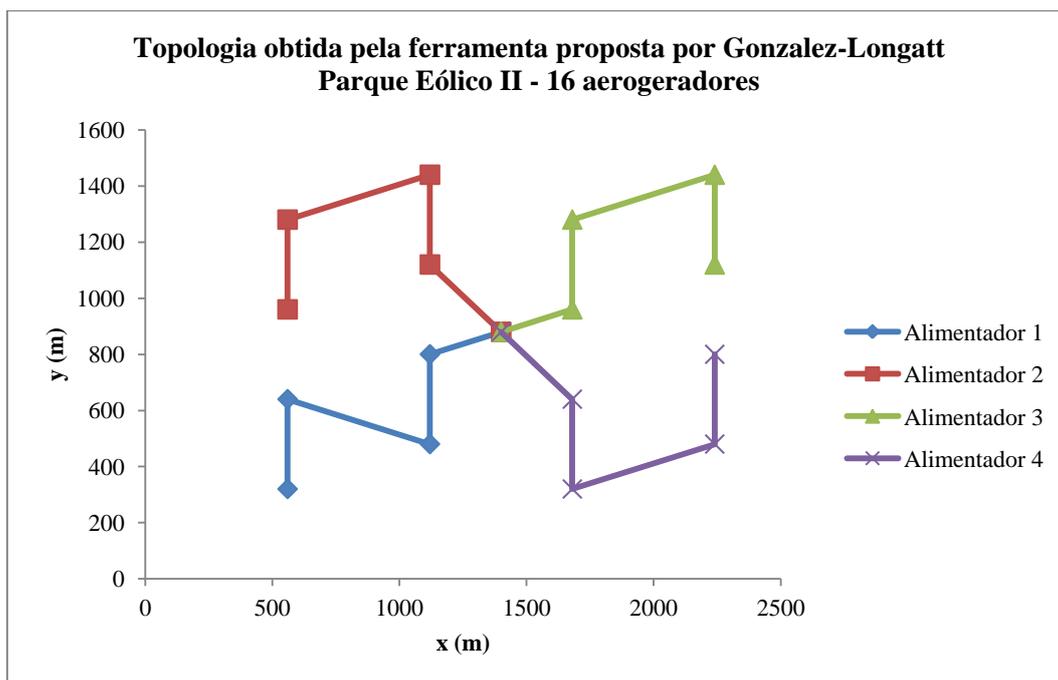


Figura 4.9 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico II.

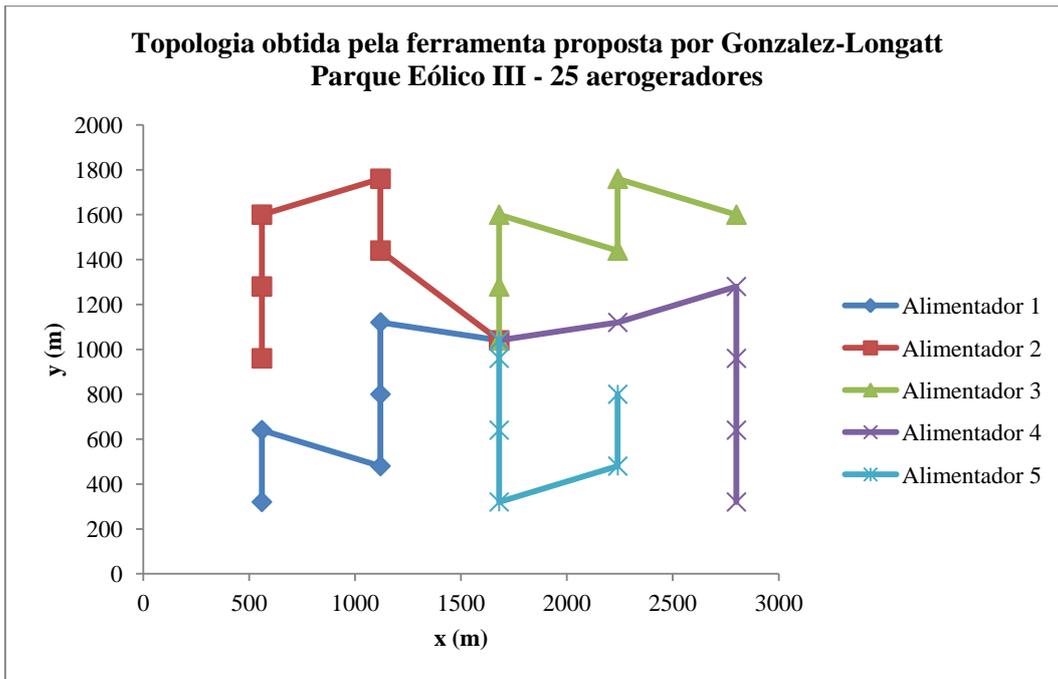


Figura 4.10 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico III.

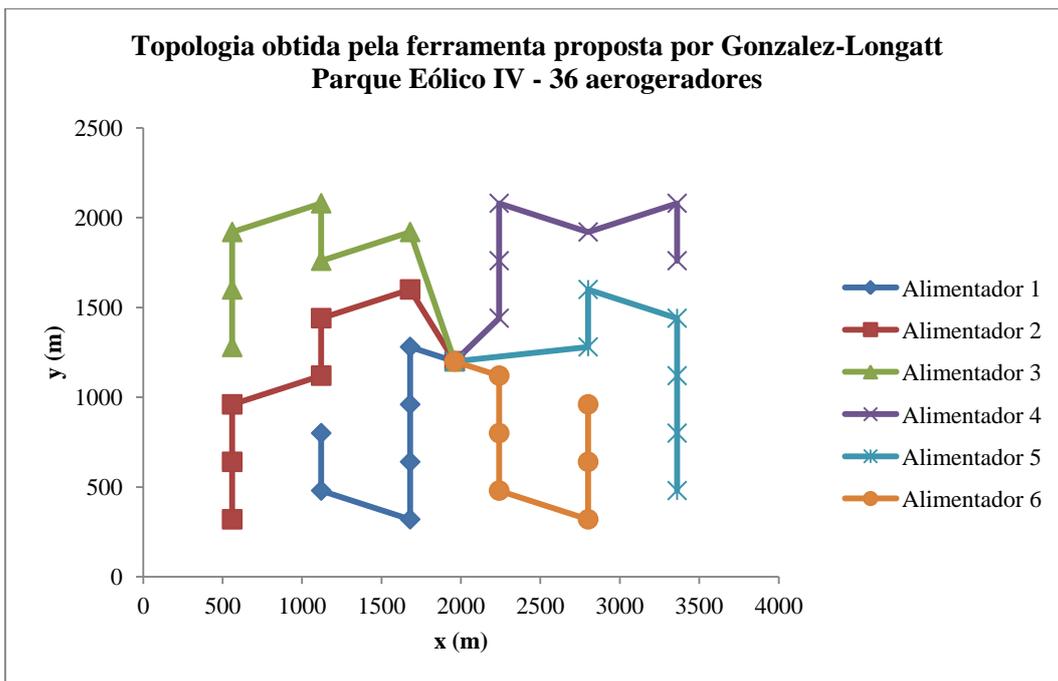


Figura 4.11 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico IV.

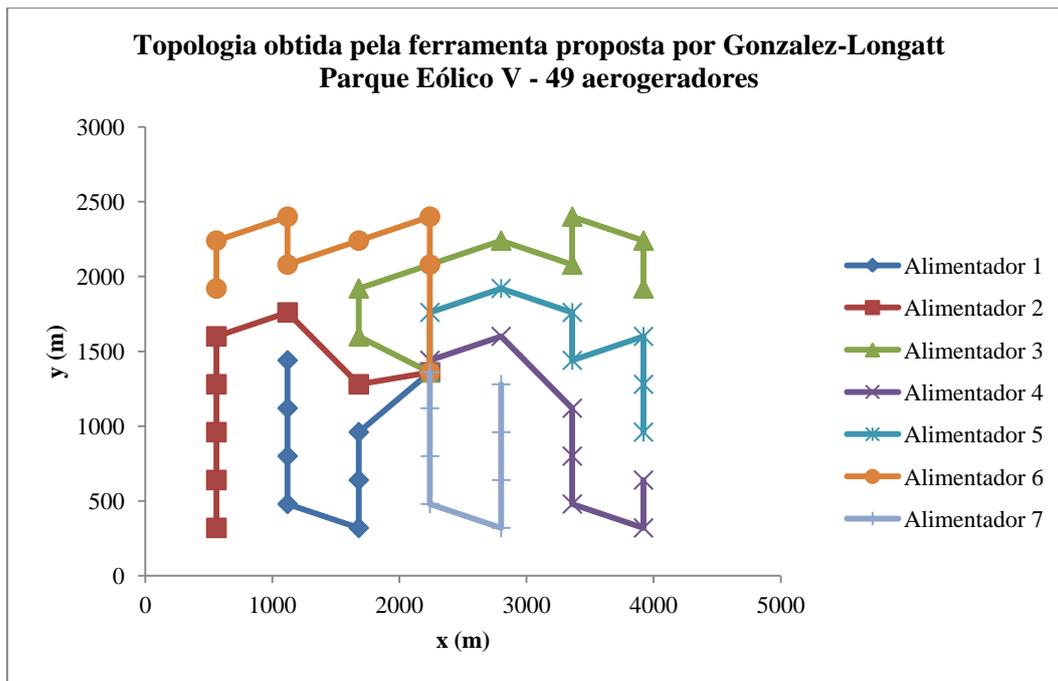


Figura 4.12 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico V.

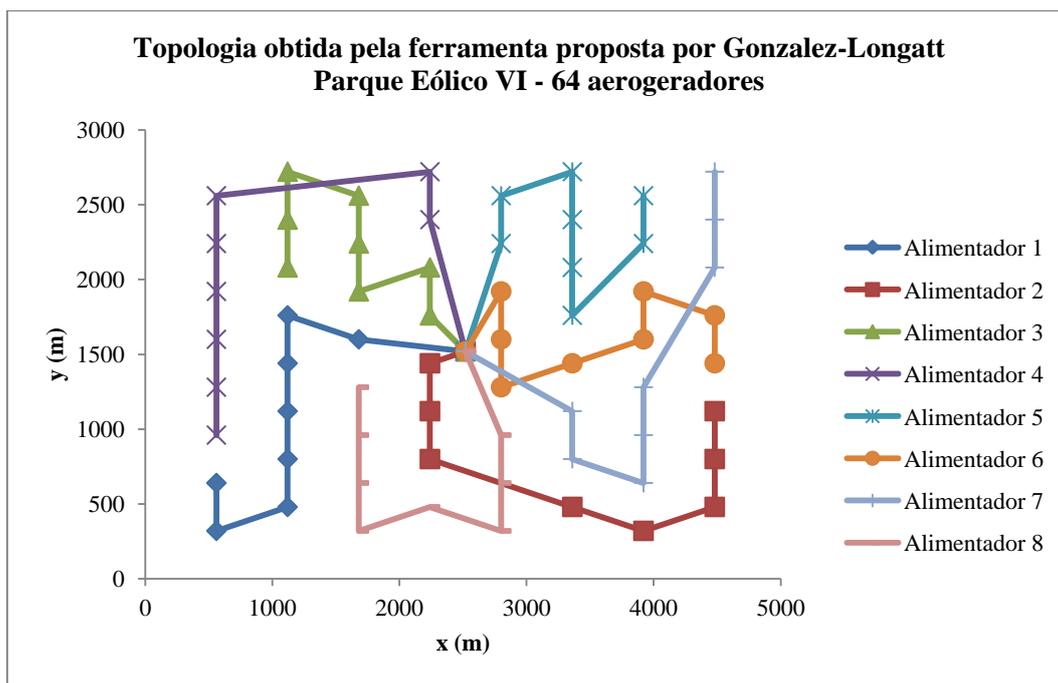


Figura 4.13 - Topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013) para o Parque Eólico VI.

De posse das topologias obtidas por Gonzalez-Longatt (2013) para os parques eólicos utilizados nos testes, verificou-se os custos que esses arranjos assumiriam na função objetivo proposta no presente trabalho (função de custo total, equação (3.2)). Dessa forma, após utilizar a ferramenta proposta neste trabalho para otimizar a rede

coletora de média tensão dos sistemas testes, será possível comparar os resultados dos dois métodos e verificar se as topologias obtidas ao utilizar a ferramenta desenvolvida neste trabalho foram mais econômicas do que as obtidas por Gonzalez-Longatt (2013). A Tabela 4.3 resume os resultados que as topologias obtidas por Gonzalez-Longatt (2013) assumiram na função objetivo proposta neste trabalho.

Tabela 4.3 - Resumo dos resultados obtidos por Gonzalez-Longatt (2013).

Parque Eólico	Num_{aer}	Num_{ali}	$f_{investimento}$ [R\$]	f_{perdas} [R\$]	$Custo_{Total}$ [R\$]
I	9	3	563.481,86	111.145,64	674.627,50
II	16	4	884.908,25	331.689,21	1.216.597,46
III	25	5	1.313.873,02	748.894,75	2.062.767,78
IV	36	6	1.849.446,39	1.418.495,46	3.267.941,84
V	49	7	2.620.910,29	2.393.035,85	5.013.946,14
VI	64	8	3.424.340,32	3.700.567,89	7.124.908,21

As duas primeiras colunas da Tabela 4.3 contêm, respectivamente, a identificação dos parques eólicos utilizados nos testes e o número de aerogeradores presente em cada uma dessas usinas eólicas. A terceira coluna mostra o número de alimentadores que as soluções obtidas por Gonzalez-Longatt (2013) apresentaram. Destaca-se que o autor define em seu trabalho que o número de alimentadores de um parque eólico é calculado de acordo com a raiz quadrada do número de aerogeradores ($Num_{ali} = \sqrt{Num_{aer}}$). As três últimas colunas ilustram, respectivamente, os gastos que as topologias obtiveram com a aquisição de equipamentos, com as perdas de energia no sistema de distribuição e, por fim, os custos totais.

Na sequência, a ferramenta desenvolvida no presente trabalho (algoritmo de otimização) foi utilizada para realizar a otimização do sistema coletor de média tensão dos seis parques eólicos utilizados nos testes. As Figuras 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18 e 4.19 ilustram as topologias mais econômicas obtidas pelo algoritmo proposto.

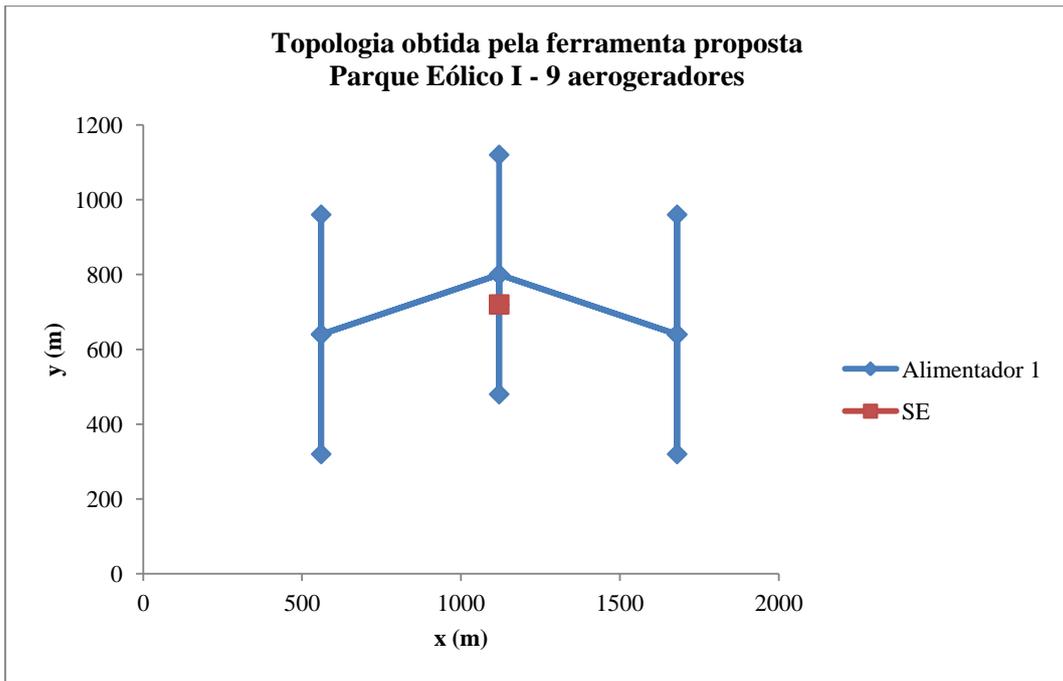


Figura 4.14 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico I.

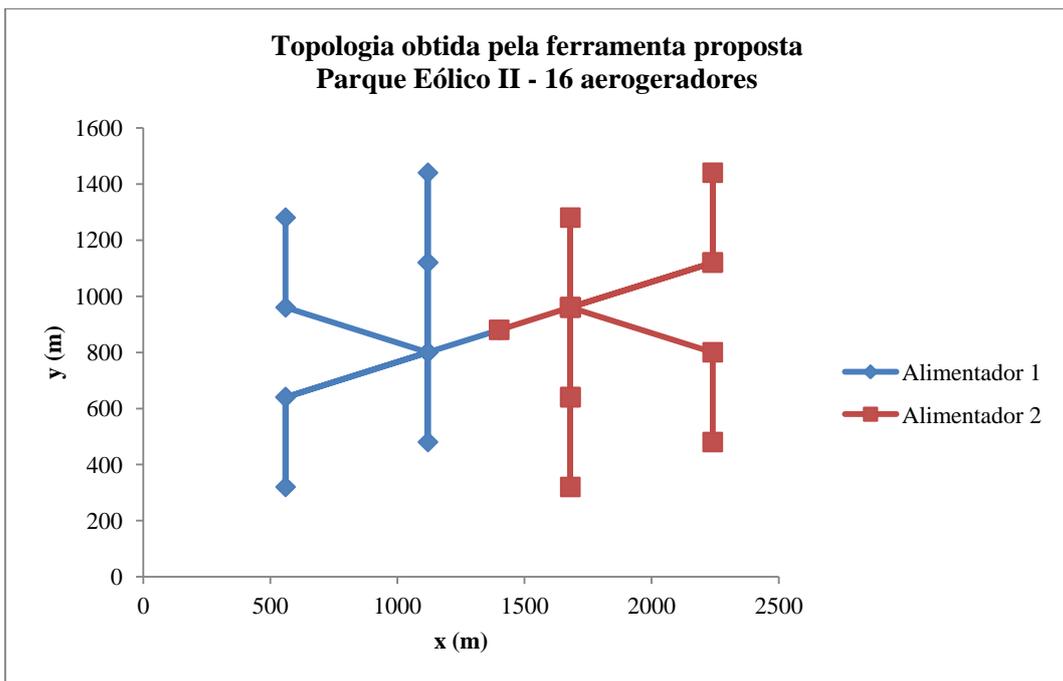


Figura 4.15 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico II.

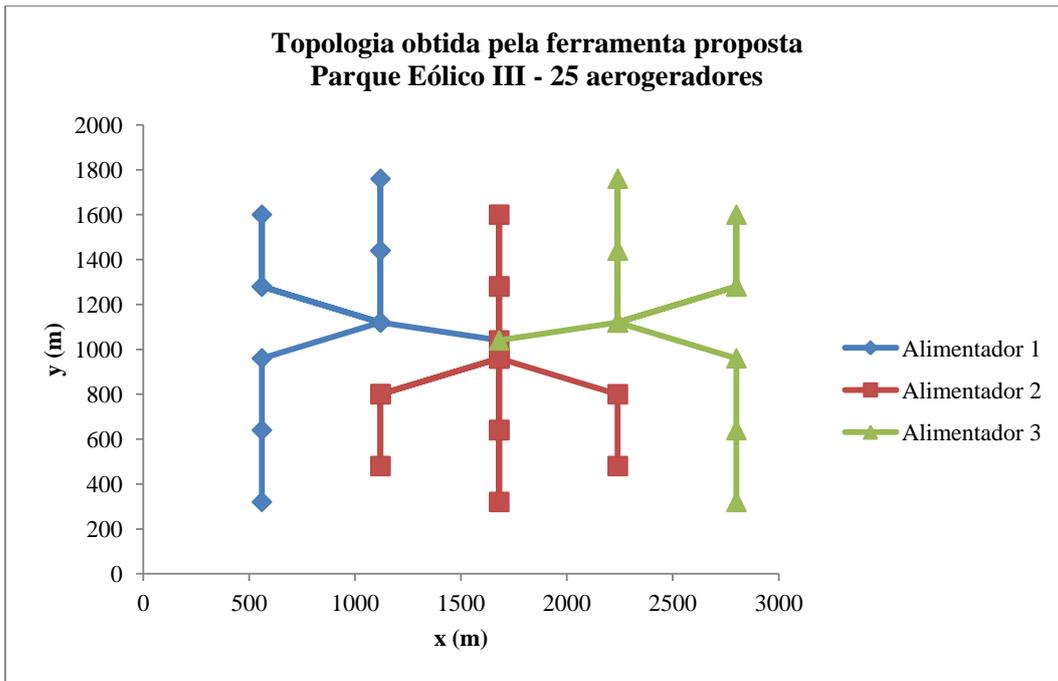


Figura 4.16 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico III.

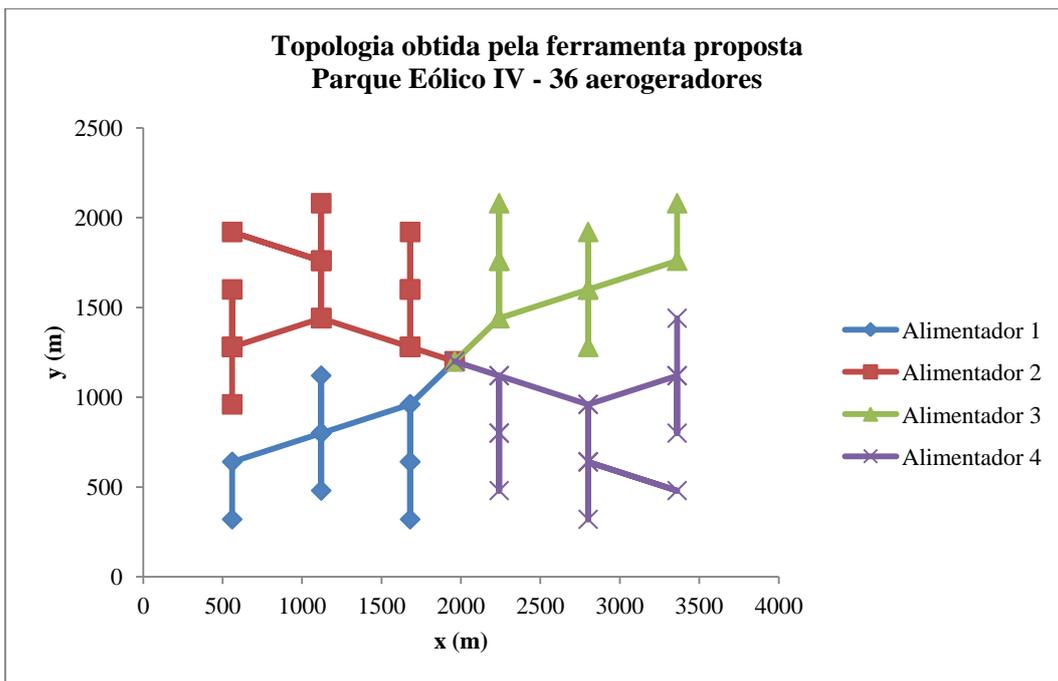


Figura 4.17 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico IV.

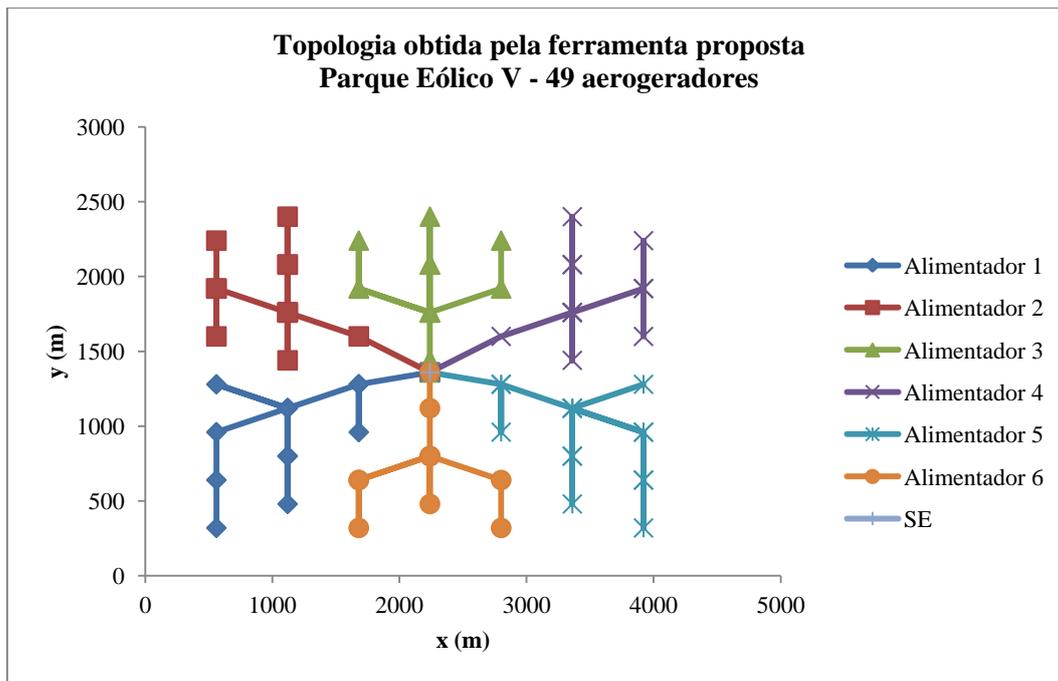


Figura 4.18 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico V.

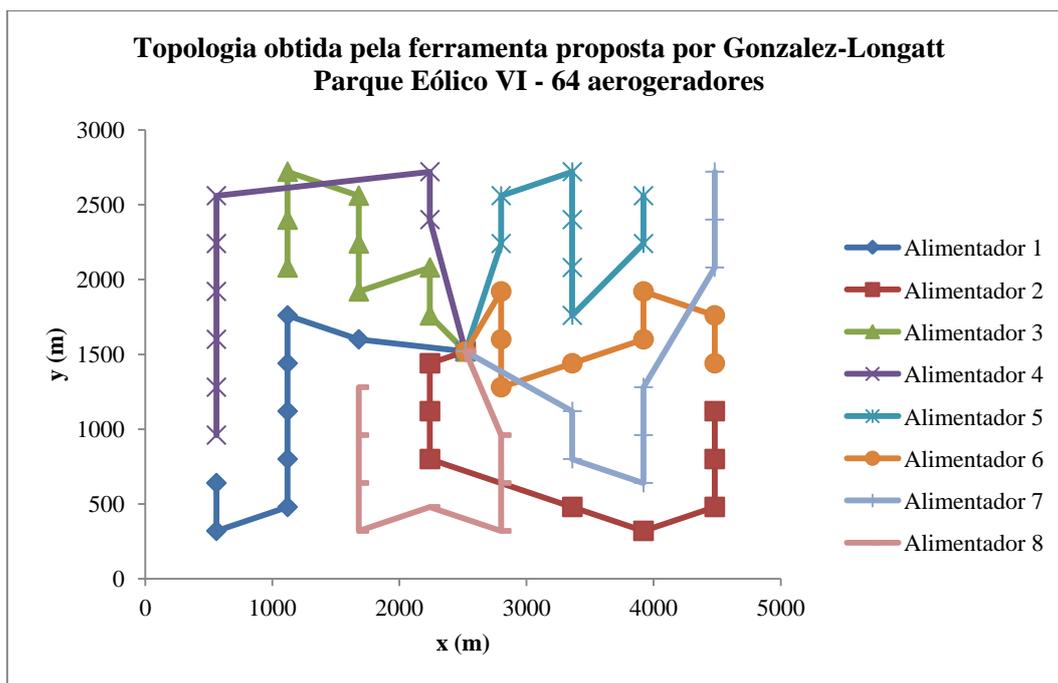


Figura 4.19 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VI.

O investimento necessário para adquirir os cabos de média tensão e os cubículos, os custos envolvidos com as perdas de energia e os custos totais de cada uma das topologias propostas, soluções obtidas com a ferramenta desenvolvida neste trabalho, estão resumidos na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Resumo dos resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida no presente trabalho para os parques eólicos de I a VI utilizados nos testes.

Parque Eólico	Num_{aer}	Num_{ali}	$f_{investimento}$ [R\$]	f_{perdas} [R\$]	$Custo_{Total}$ [R\$]
I	9	1	351.302,21	115.171,41	466.473,62
II	16	2	707.586,42	228.544,17	936.130,59
III	25	3	1.130.314,08	484.415,23	1.614.729,31
IV	36	4	1.680.404,90	934.687,41	2.615.092,31
V	49	6	2.403.222,76	1.482.722,11	3.885.944,88
VI	64	8	3.409.085,51	2.121.022,73	5.530.108,24

Ao comparar os resultados obtidos por ambos os métodos pode-se perceber que o algoritmo desenvolvido no presente trabalho proporcionou uma redução dos custos totais em todos os seis parques eólicos utilizados nos testes, comprovando sua eficácia.

A possibilidade de o parque eólico poder contar em seu sistema de distribuição com arranjos radiais simples e também os ramificados, além da estratégia de não fixar o número de alimentadores que saem da subestação, permitiu que o algoritmo proposto percorresse um espaço de soluções com uma gama maior de possibilidades para o leiaute do sistema coletor de média tensão e, desta forma, tivesse uma chance maior de encontrar soluções melhores, de menores custos.

Ao subtrair cada um dos custos (custo com a aquisição de equipamentos, custo com as perdas de energia e o custo total) decorrentes das topologias propostas pelo método de Gonzalez-Longatt (2013) pelos valores obtidos ao se utilizar o método desenvolvido no presente trabalho, foi possível analisar e determinar com mais convicção os fatores que mais impactaram na redução dos custos observada. A Tabela 4.5 resume os valores obtidos via procedimento descrito neste parágrafo.

Tabela 4.5 - Resumo dos valores encontrados ao subtrair os custos obtidos por Gonzalez-Longatt (2013) pelos custos obtidos pela ferramenta desenvolvida neste trabalho.

Parque Eólico	$f_{investimento}$ [R\$]			f_{perdas} [R\$]	$Custo_{Total}$ [R\$]
	Cabos	Cubículos	Total		
I	+12.179,65	+200.000,00	+212.179,65	-4.025,77	+208.153,88
II	-22.678,17	+200.000,00	+177.321,83	+103.145,04	+280.466,87
III	-16.441,06	+200.000,00	+183.558,94	+264.479,52	+448.038,46
IV	-30.958,51	+200.000,00	+169.041,49	+483.808,05	+652.849,54
V	+117.687,53	+100.000,00	+217.687,53	+910.313,74	+1.128.001,27
VI	+15.254,81	0	+15.254,81	+1.579.545,16	+1.594.799,97

Como se pode observar, a redução dos custos obtida para o Parque Eólico I se deu exclusivamente em razão do menor custo de investimento com a aquisição de equipamentos, que proporcionou uma economia de R\$ 212.179,65. A utilização de apenas um alimentador proporcionou uma redução de R\$ 200.000,00 ao projeto, quando comparada à topologia proposta pela ferramenta desenvolvida por Gonzalez-Longatt (2013), enquanto que o arranjo ramificado permitiu que uma economia de R\$ 12.179,65 pudesse ser obtida em função dos custos com a aquisição de cabos de média tensão. Neste caso específico, no entanto, percebe-se que os gastos com as perdas de energia da topologia proposta neste trabalho foram superiores aos de Gonzalez-Longatt (2013) em R\$ 4.025,77, porém não a ponto de inviabilizar economicamente o leiaute.

Para o Parque Eólico II, novamente a maior parcela da redução se deu em função do menor custo de investimento com a aquisição de equipamentos que representou uma economia de R\$ 177.321,83 ao projeto. Apesar do gasto com a compra de cabos ter sido maior do que o verificado para a topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013), a redução de dois alimentadores e, conseqüentemente, de dois cubículos, proporcionou uma diminuição dos custos totais de investimento com a compra de equipamentos. Somado a isso, diferentemente do que aconteceu com o sistema Teste I, destaca-se a expressiva redução dos custos com as perdas de energia, que proporcionaram uma economia de R\$ 103.145,04 ao projeto. Os custos com as perdas de energia da topologia obtida pela ferramenta proposta neste trabalho foram cerca de 30% menores do que os custos obtidos pela topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013).

A partir do Parque Eólico III, a parcela que representa os custos com as perdas de energia passou a ser responsável pela maior parte da economia dos projetos mostrando, dessa forma, a sua importância dentro da função objetivo. Nos testes realizados nos Parques Eólicos IV, V e VI, essa parcela foi responsável por 75%, 80% e 99%, respectivamente, da redução dos custos totais.

No Parque Eólico V pela primeira vez foi observada uma redução concomitante dos custos com a aquisição de cabos e cubículos e também com as perdas de energia.

O último sistema em análise (Parque Eólico VI) apresentou uma economia total de R\$ 1.594.799,97, o que corresponde a uma diminuição de 22,38% em relação aos custos da topologia obtida por Gonzalez-Longatt (2013).

Cabe ressaltar que todos os sistemas testes obtidos pela ferramenta proposta neste trabalho caracterizaram-se por respeitar as restrições técnicas impostas. Em nenhum dos ramos que compõem cada um dos parques eólicos foi verificada sobrecarga térmica e as tensões de todas as barras dos sistemas testes ficaram dentro dos limites pré-determinados.

Essa análise mais profunda realizada em cada um dos sistemas testes permitiu que alguns pontos importantes fossem identificados:

- I. Para os parques eólicos de menores dimensões, a estratégia de permitir que o algoritmo otimize o número de alimentadores que saem da subestação ao invés de mantê-lo fixo foi a principal responsável pela economia nos custos totais dos parques eólicos. Lembra-se que esta questão não é abordada em vários trabalhos sobre o tema.
- II. À medida que aerogeradores foram adicionados aos parques eólicos dos sistemas testes, a parcela dos custos com as perdas de energia se tornou a principal responsável pela economia obtida. A possibilidade do sistema coletor de média tensão poder contar com configurações ramificadas foi a principal responsável pela redução das perdas de energia e, dessa forma, foi uma estratégia muito positiva que impôs um ganho considerável ao método proposto se comparado aos trabalhos, como o de Gonzalez-Longatt (2013), que apenas permitem arranjos radiais simples.
- III. Os custos com as perdas de energia constituem parcela considerável dos custos totais, sobretudo à medida que a dimensão dos parques eólicos aumenta. Dessa forma, destaca-se a importância de considerar as perdas de energia no

planejamento da rede de distribuição já que arranjos diferentes podem ser obtidos quando as perdas de energia são omitidas da função objetivo.

Consideram-se estes pontos como importantes observações realizadas neste trabalho, que podem ser úteis para outras análises e também no desenvolvimento de outras ferramentas. Além de servirem para mostrar importantes potencialidades da ferramenta proposta na obtenção de soluções otimizadas.

4.3.2 Testes Realizados em Outros Sistemas

Para verificar a flexibilidade e a eficácia do método proposto em achar soluções viáveis técnica e economicamente, foram propostos novos sistemas testes (Parques Eólicos de VII a XII), os quais são apresentados nesta seção.

As Figuras 4.20, 4.21, 4.22, 4.23, 4.24 e 4.25 mostram o posicionamento das unidades geradoras e da subestação em cada um dos parques eólicos hipotéticos utilizados nesta seção.

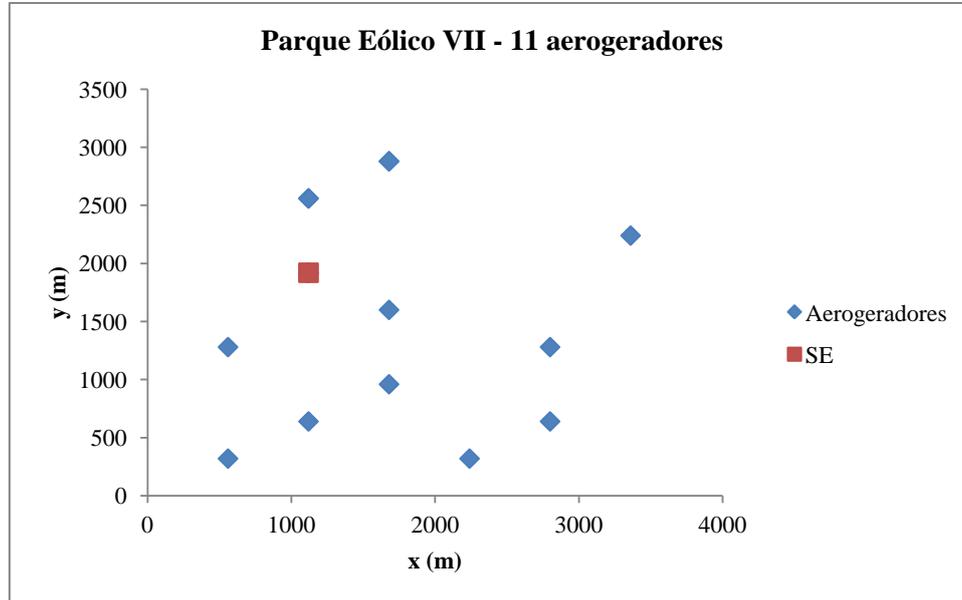


Figura 4.20 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico VII.

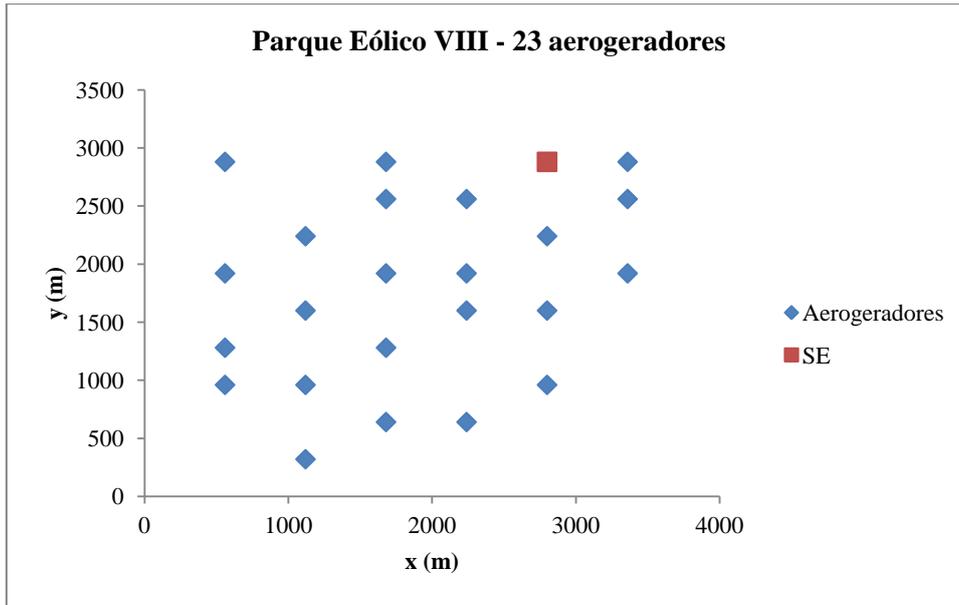


Figura 4.21 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico VIII.

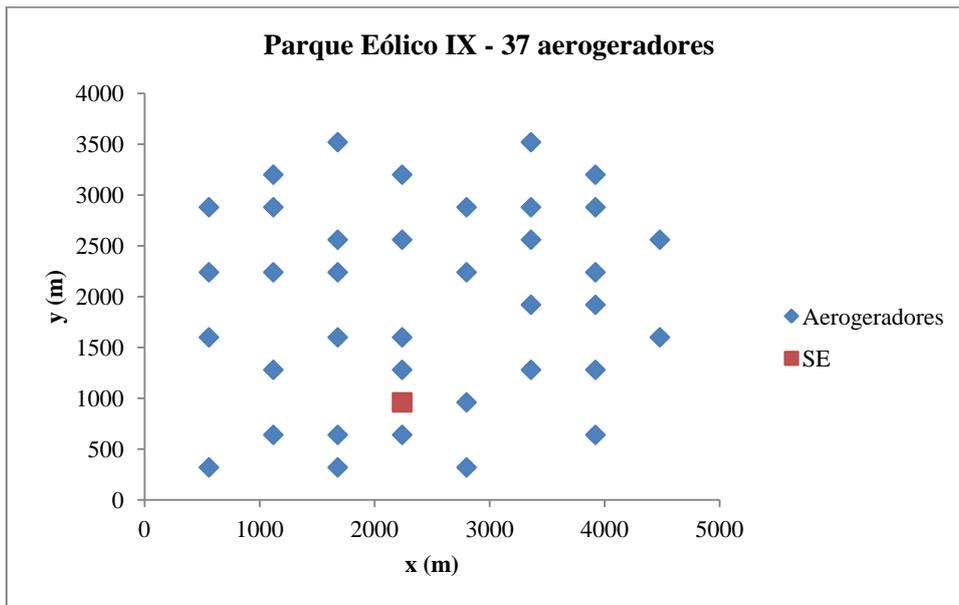


Figura 4.22 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico IX.

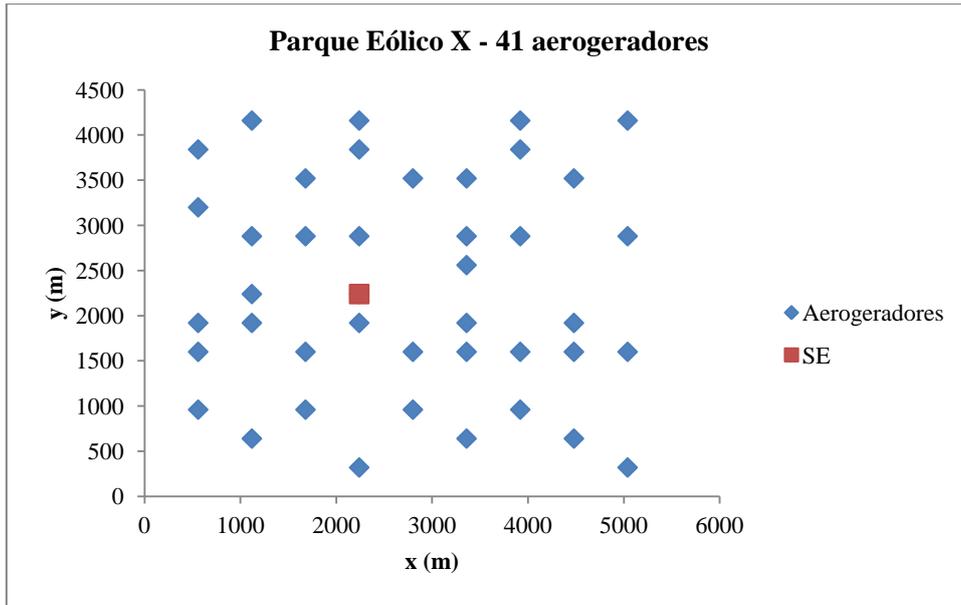


Figura 4.23 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico X.

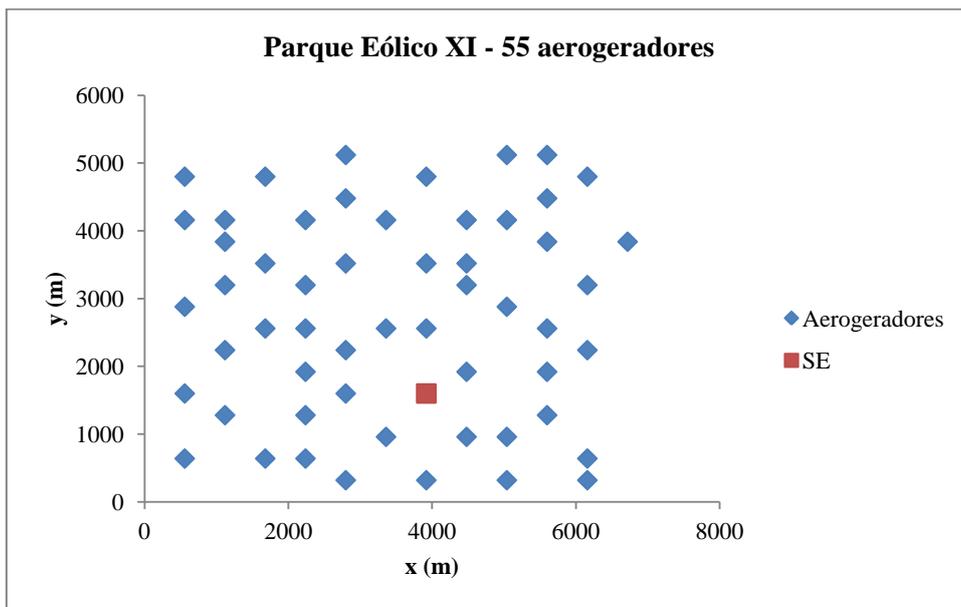


Figura 4.24 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico XI.

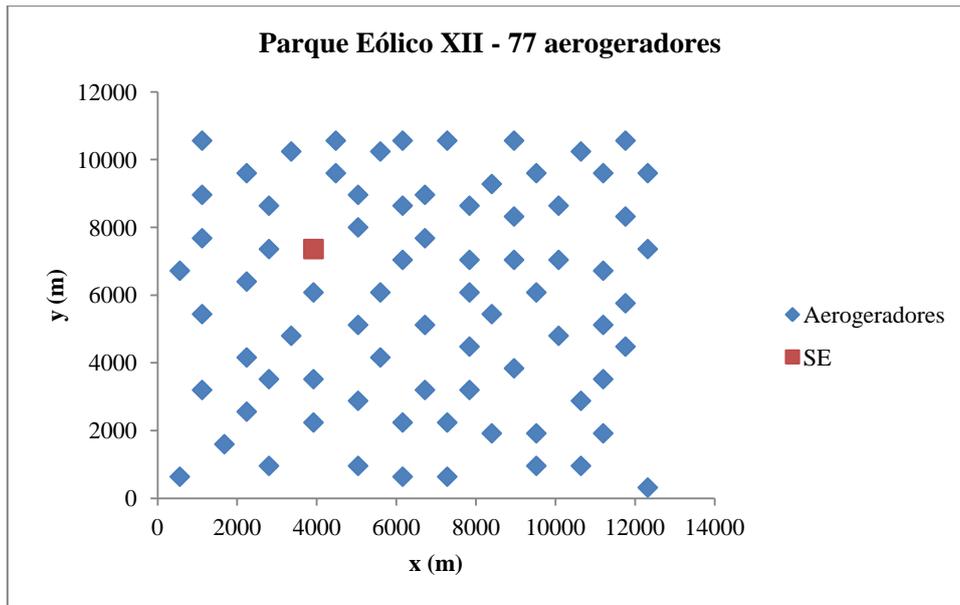


Figura 4.25 - Posicionamento dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico XII.

Destaca-se que o número de aerogeradores presentes no parque eólico e o posicionamento da subestação e das turbinas foram escolhidos aleatoriamente, porém respeitando o critério de distanciamento mínimo: 4 diâmetros de rotor ($4D$) perpendicularmente a direção de vento predominante e 7 diâmetros de rotor ($7D$) na direção de vento predominante.

Procurou-se criar sistemas que não constituíssem padrões, ou seja, que não respeitassem uma regra de formação, tal como foi verificado nos sistemas sugeridos por Gonzalez-Longatt (2013). O objetivo disto foi verificar as capacidades da ferramenta proposta.

As coordenadas do posicionamento da subestação e de cada uma das turbinas dos parques eólicos utilizados nos testes podem ser observadas no ANEXO A.

Ao realizar as simulações para os parques eólicos expostos utilizados nos testes o algoritmo desenvolvido neste trabalho obteve as topologias ilustradas nas Figuras 4.26, 4.27, 4.28, 4.29, 4.30 e 4.31.

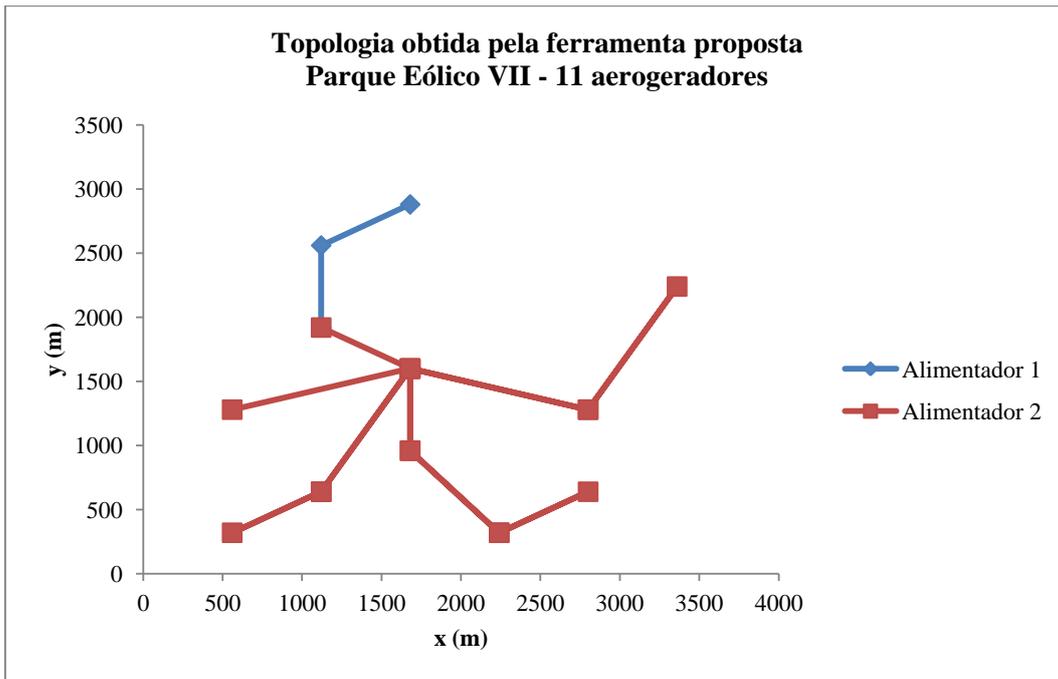


Figura 4.26 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VII.

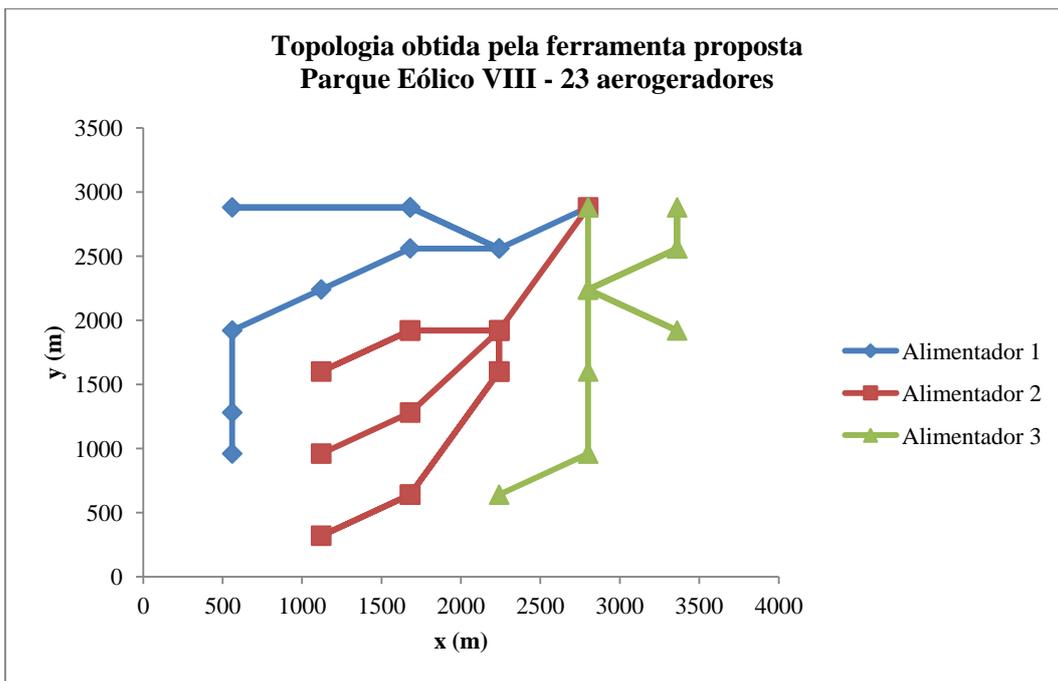


Figura 4.27 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico VIII.

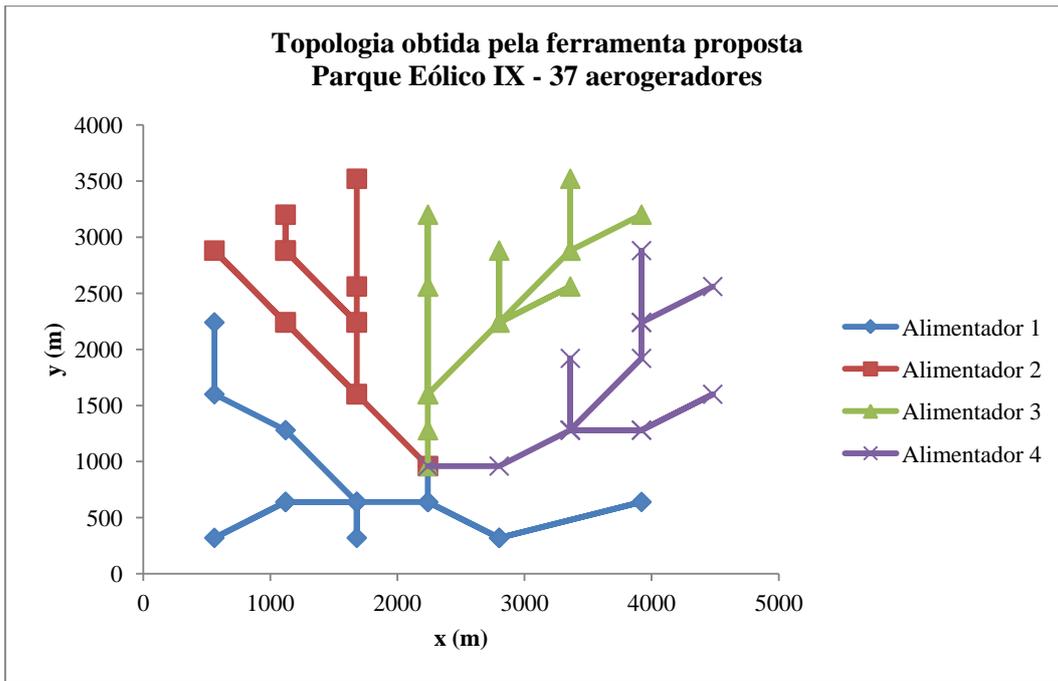


Figura 4.28 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico IX.

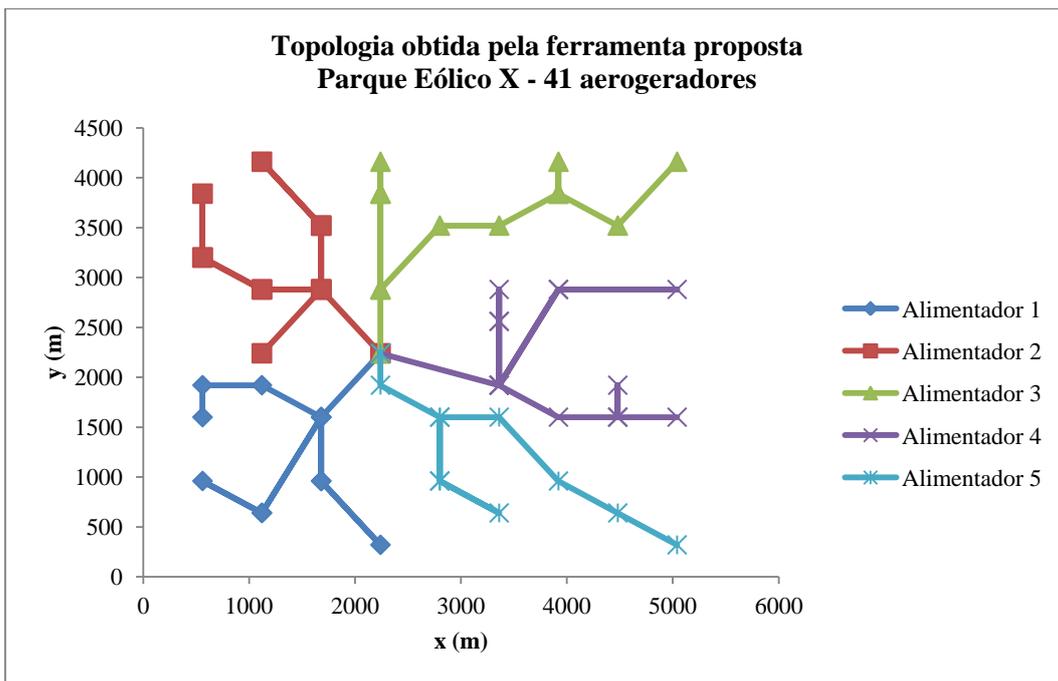


Figura 4.29 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico X.

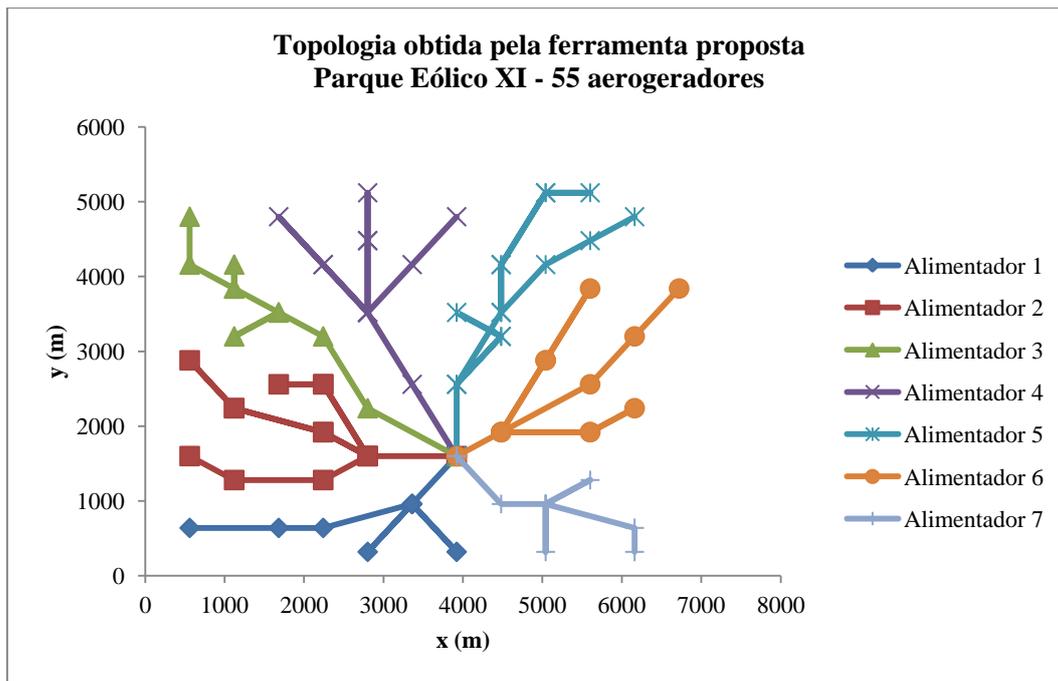


Figura 4.30 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico XI.

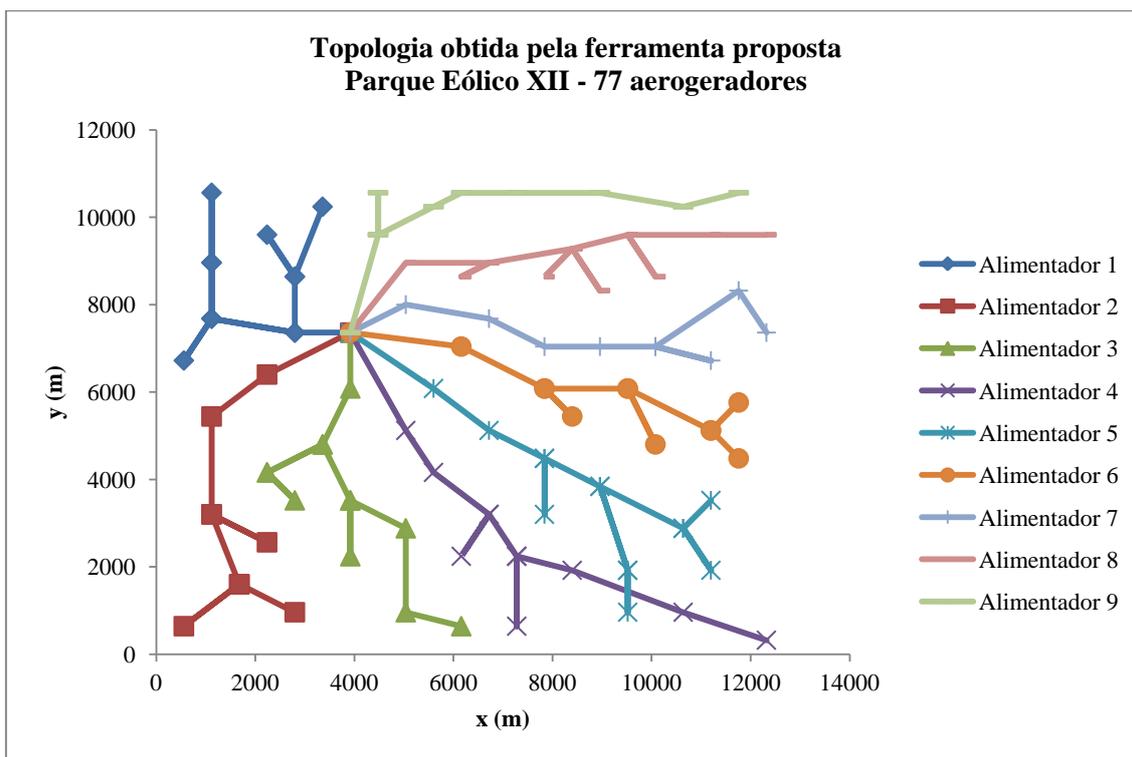


Figura 4.31 - Topologia obtida pelo algoritmo proposto para o Parque Eólico XII.

A Tabela 4.6 resume os custos de cada um dos arranjos obtidos pelo algoritmo desenvolvido.

Tabela 4.6 - Resumo dos resultados obtidos pelo algoritmo desenvolvido no presente trabalho para os parques eólicos de VII a XII utilizados nos testes.

Parque Eólico	Num_{aer}	Num_{ali}	$f_{investimento}$ [R\$]	f_{perdas} [R\$]	$Custo_{Total}$ [R\$]
VII	11	2	956.880,85	356.043,65	1.312.924,50
VIII	23	3	1.613.657,65	927.471,27	2.541.128,92
IX	37	4	2.472.265,31	1.556.117,66	4.028.382,97
X	41	5	3.901.520,17	1.912.348,99	4.813.869,16
XI	55	7	4.739.514,98	3.260.308,25	7.999.823,23
XII	77	9	11.061.704,31	10.935.634,00	21.997.338,31

Ao analisar os leiautes sugeridos pelo algoritmo desenvolvido conclui-se que ele forneceu soluções válidas para todos os sistemas testados, ou seja, em nenhum parque eólico foi verificada a presença de aerogeradores isolados da subestação ou a formação de anéis. Além do mais, as restrições de sobrecarga nos ramos e variação da tensão nas barras não foram violadas em nenhum dos sistemas testes.

Nota-se que da mesma forma como ocorreu nos testes da seção 4.3.1, à medida que a dimensão do parque eólico aumentava a participação dos custos com as perdas de energia se tornava mais expressiva em relação ao custo total, destacando mais uma vez a importância de considerar esse item na função objetivo empregada no processo de otimização.

Para os parques eólicos de VII a XII utilizados como sistemas testes nessa seção, os custos necessários para a aquisição de equipamentos, sobretudo cabos de média tensão, foram bem superiores aos dos sistemas testes propostos por Gonzalez-Longatt (2013) (parques eólicos de I a VI) de dimensões semelhantes (quantidade similar de aerogeradores), e isso se deve ao maior espaçamento verificado entre as unidades geradoras localizadas nos parques eólicos elaborados nesta seção.

Tendo em vista tudo o que foi exposto, o algoritmo desenvolvido novamente se mostrou capaz de projetar uma arquitetura da rede coletora de média tensão de parques eólicos que atendesse não somente aos requisitos técnicos, mas também econômicos. E isto pôde ser verificado para parques de tamanhos e posicionamentos variados.

4.3.3 Comparação entre os Métodos de Cálculo das Perdas de Energia

Nos estudos deste trabalho verificou-se que as perdas podem impactar significativamente na definição do leiaute da rede, logo, análises de perdas mais acuradas e apropriadas podem ser muito importantes na solução do problema em questão. Assim, nesta seção serão analisados possíveis métodos de cálculo de perdas.

Como já foi mencionado em capítulos anteriores, existem diferentes métodos empregados para o cálculo da EAP em parques eólicos. Nesta seção os seguintes métodos serão analisados:

- **Método A** - Cálculo da EAP utilizando todos os estados de velocidade de vento da região onde o parque eólico será construído. No presente trabalho foram utilizados os 165 estados de vento da região "Sítio Nordeste I".
- **Método B** - Cálculo da EAP utilizando três estados de velocidade do vento (método proposto no presente trabalho).
- **Método C** - Cálculo da EAP utilizando a velocidade média do vento.
- **Método D** - Cálculo da EAP considerando que todos os aerogeradores continuamente geram suas potências nominais (2300 kW) e que as variações diárias e sazonais do vento são modeladas através de um fator de perdas (f_p) aplicado ao montante de perdas. Esse método foi proposto por Braz, Melo e Souza (2011) e o fator de perdas considerado nas simulações foi idêntico ao adotado por tais autores: $f_p = 0,210$.

Os primeiros testes realizados objetivaram comparar os quatro métodos no que diz respeito a valores de EAP estimados. Essa comparação foi realizada da seguinte maneira: para as topologias otimizadas, obtidas quando o algoritmo proposto no presente trabalho foi executado para cada um dos doze parques eólicos utilizados nos testes, foi então calculada a EAP no sistema de distribuição desses parques eólicos utilizando-se cada um dos métodos expostos. Ou seja, a partir de sistemas já otimizados pelo algoritmo proposto é que foram avaliadas as perdas de energia que cada um dos métodos estimou.

A Tabela 4.7 mostra um resumo da EAP obtida utilizando os métodos expostos para cada um dos sistemas testes.

Tabela 4.7 - Comparação da EAP nos parques eólicos para os quatro métodos em análise.

Parque Eólico	Método A EAP_A [MWh]	Método B EAP_B [MWh]	Método C EAP_C [MWh]	Método D EAP_D [MWh]
I	64,36	63,34	27,86	63,76
II	127,72	125,70	55,27	126,55
III	270,71	266,43	117,17	268,20
IV	522,35	514,08	226,11	517,45
V	828,62	815,50	358,67	820,88
VI	1.185,33	1.166,56	513,34	1.173,90
VII	198,98	195,82	86,17	197,05
VIII	518,32	510,11	224,56	513,19
IX	869,64	855,86	376,69	861,15
X	1.068,72	1.051,79	463,11	1.058,02
XI	1.822,03	1.793,17	789,58	1.803,74
XII	6.111,49	6.014,60	2.654,57	6.041,51

A seguir são apresentadas as principais conclusões obtidas ao se analisar cada um dos métodos.

MÉTODO A:

O Método A considera todos os estados de velocidade do vento da região para realizar a estimativa das perdas de energia no parque eólico. Esta característica faz com que ele seja considerado o método mais realista. Por tal motivo, os resultados obtidos ao se empregar os demais métodos foram comparados com os resultados obtidos ao utilizar o Método A.

MÉTODO B:

O Método B, proposto no presente trabalho, mostrou-se eficaz no cálculo da EAP no parque eólico. Se comparado ao Método A, erros inferiores a 1,6% foram obtidos em todos os sistemas testes analisados, mostrando que de fato ele representou muito bem o comportamento do vento na região, apesar de utilizar apenas três estados de velocidade do vento para fazer a estimativa. Dessa forma, conclui-se que a sua

utilização é recomendada quando, por alguma inconveniência, não for possível empregar o método mais completo. Além do mais, destaca-se que precisões ainda maiores podem ser obtidas caso o comportamento do vento na região seja agrupado em um número maior de estados de vento, ficando a cargo de o profissional avaliar se a maior precisão obtida compensa o maior tempo computacional gasto.

MÉTODO C:

Como era de se esperar, o Método C não se mostrou apropriado para estimar as perdas de energia em um parque eólico. Quando são comparados os resultados obtidos por esse método com os fornecidos pelo Método A é possível perceber que os valores observados foram bem diferentes, em torno de 43,3% menores. Como os custos com as perdas de energia representam parcela considerável dos custos totais, erros na estimativa de tais perdas podem comprometer o planejamento da rede coletora de média tensão e conduzir o profissional a tomar decisões precipitadas, como a escolha inadequada de um leiaute.

Visando exemplificar o que foi discutido, utilizou-se o algoritmo desenvolvido neste trabalho para otimizar a topologia da rede coletora de média tensão de alguns parques eólicos, no entanto, ao invés de utilizar o Método B (proposto neste trabalho) para estimar a EAP, utilizou-se o Método C. Essas simulações foram feitas visando comprovar que a utilização do Método C para o cálculo da EAP pode levar o algoritmo a fornecer soluções que não representam a topologia mais econômica para aquela usina eólica.

Simulações foram realizadas nos seis parques eólicos propostos por Gonzalez-Longatt (2013) e em três deles o algoritmo obteve soluções diferentes das encontradas quando o Método B foi utilizado para estimar a EAP. As Figuras 4.32, 4.33 e 4.34 ilustram essas topologias obtidas ao se utilizar o Método C.

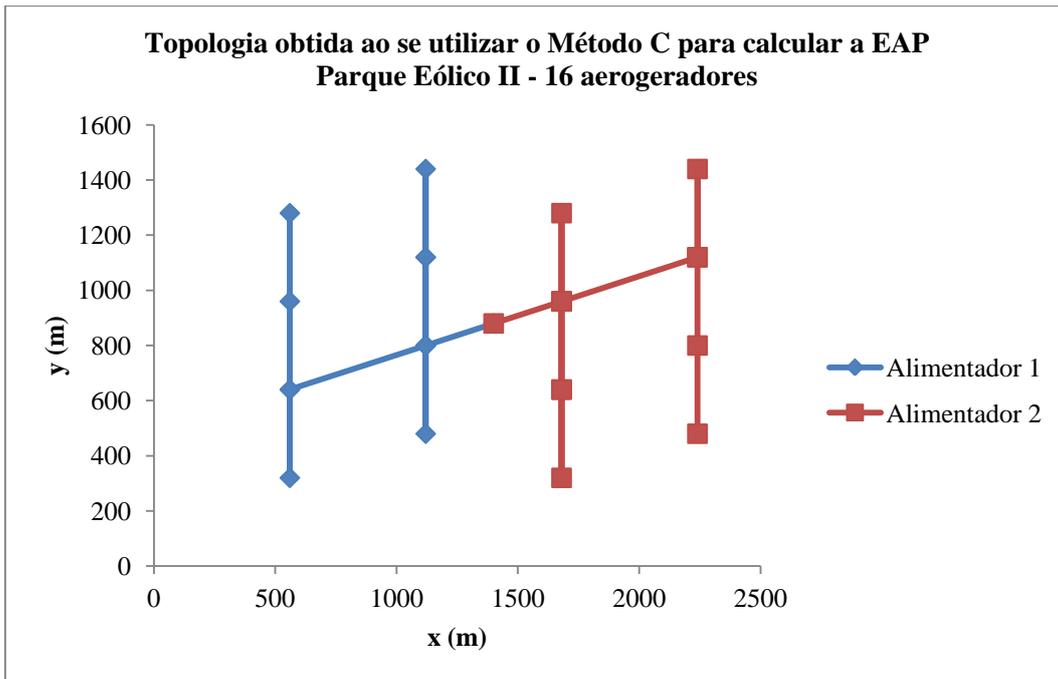


Figura 4.32 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico II.

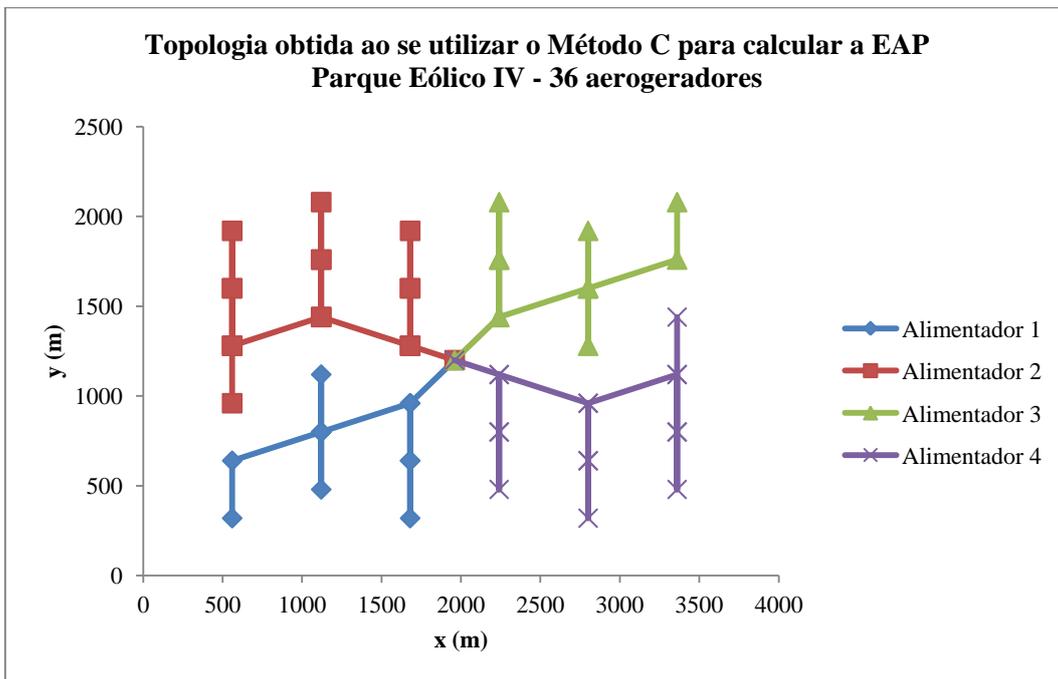


Figura 4.33 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico IV.

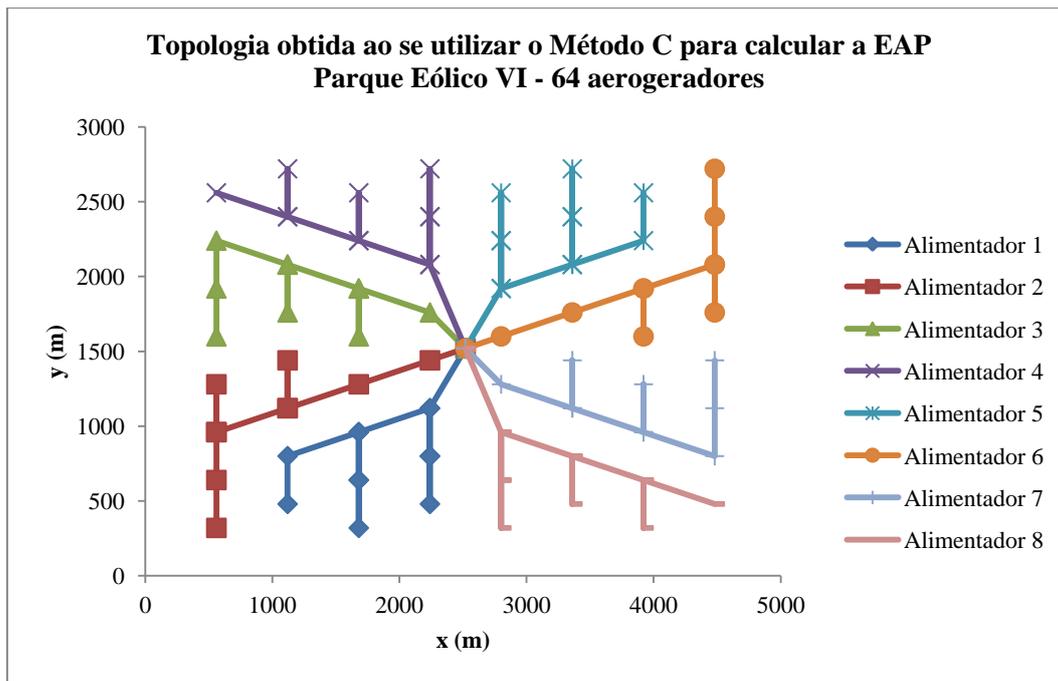


Figura 4.34 - Topologia obtida pela ferramenta proposta ao se utilizar o Método C para calcular a EAP no parque eólico VI.

O Método C caracterizou-se por subestimar as perdas de energia que ocorrem no sistema de distribuição, já que em todos os sistemas testes analisados ele forneceu resultados bem menores, se comparado aos resultados obtidos ao se utilizar o Método A. Dessa forma, ao empregar o Método C para otimizar o leiaute da rede coletora de média tensão, a parcela referente aos custos com as perdas de energia passou a ter um peso menor na função objetivo de custo total. Estes fatos fizeram com que o algoritmo, ao utilizar o Método C para calcular as perdas e buscar as soluções otimizadas, desse uma preferência maior para as soluções/topologias que se caracterizavam por possuir um baixo custo com a aquisição de equipamentos, mesmo que essas soluções proporcionassem maiores perdas de energia quando comparadas às soluções obtidas pela ferramenta desenvolvida que utiliza o Método B para calcular a EAP.

Tendo em vista o que foi discutido, a Tabela 4.8 mostra o impacto econômico causado pela utilização do Método C, em detrimento ao método B, para o cálculo da EAP. Os resultados ilustrados nessa tabela foram obtidos da seguinte maneira: subtraiu-se os valores de custo das topologias obtidas pela ferramenta desenvolvida no presente trabalho (topologias ilustradas através das Figuras 4.15, 4.17 e 4.19), que emprega o Método B para o cálculo das perdas de energia, pelos valores de custo que as novas

topologias, obtidas ao se empregar o Método C no processo de otimização e ilustradas através das Figuras 4.32, 4.33 e 4.34, assumiram ao se utilizar o Método B para estimar as perdas de energia.

Tabela 4.8 - Resumo dos valores encontrados ao subtrair os custos obtidos pela ferramenta proposta, que utiliza o Método B para estimar as perdas de energia, pelos custos obtidos ao se empregar o Método C.

Parque Eólico	$f_{investimento}$ [R\$]	f_{perdas} [R\$]	$Custo_{Total}$ [R\$]
II	+ 40.983,01	- 89.675,79	- 48.692,79
IV	+ 40.983,00	- 52.058,59	- 11.075,58
VI	+ 132.062,61	- 192.447,27	- 60.384,66

Como era esperado, em todos os casos em que leiautes diferentes foram obtidos ao se empregar os Métodos B e C para estimar as perdas de energia (parques eólicos II, IV e VI), o algoritmo buscou soluções que preferencialmente tivessem menores custos com a aquisição de equipamentos, já que essa parcela representa grande parte dos custos totais, sobretudo quando se emprega o Método C para o cálculo da EAP. Cabe destacar que o custo com as perdas de energia foram analisados, porém pesaram menos na escolha das topologias. No entanto, notou-se que as perdas de energia das topologias obtidas pela ferramenta proposta este trabalho (que utiliza o Método B) foram menores do que as observadas nessas novas topologias obtidas via Método C, a ponto de elas representarem topologias mais econômicas para esses parques eólicos analisados.

MÉTODO D:

Ao contrário do que inicialmente era esperado, o Método D foi a que obteve resultados melhores, ou seja, mais próximos dos resultados obtidos ao se utilizar o Método A. Em todos os sistemas analisados os erros observados foram inferiores a 1%. Desta forma, conclui-se que o fator de perdas utilizado para o cálculo da EAP mostrou-se muito adequado às características do vento na região, reproduzindo com muita precisão as perdas que ocorreram no sistema de distribuição do parque eólico (calculadas através do Método A). No entanto, ressalta-se a utilização desse método

para estimação das perdas de energia deve ser precedida de estudos minuciosos envolvendo o comportamento do vento na região onde o parque eólico será construído. Como foi mencionado, o fator de perdas utilizado neste trabalho para os testes se mostrou adequado às condições do vento do Sítio Nordeste I, porém é totalmente admissível que ele não retrate com a precisão desejada o comportamento do vento em outra região.

Braz, Melo e Souza (2011) utilizaram a equação (2.8) para estimar o fator de perdas. Vale ressaltar que, através desse cálculo aproximado proposto pelos autores, o fator de perdas é um parâmetro que depende de duas variáveis: fator K , que depende basicamente da fonte de energia primária (foi adotado $K = 0,792$) e do Fator de Capacidade (foi adotado $F_c = 0,40$), que é um parâmetro que depende das condições do vento de uma região. A Figura 4.35 mostra a variação do Fator de Capacidade de acordo com alguns estados brasileiros.

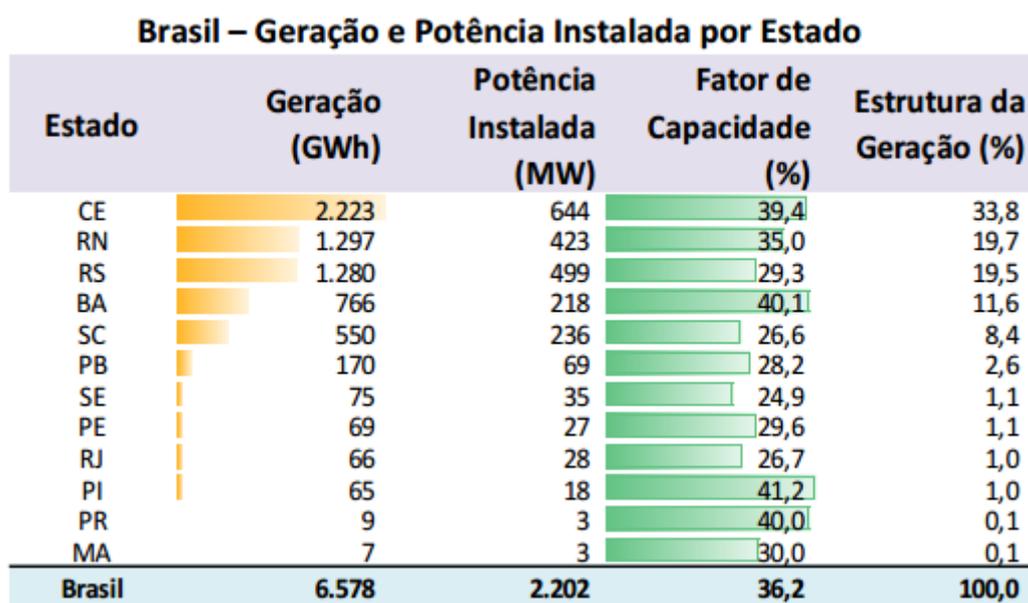


Figura 4.35 - Características da geração através de parques eólicos em diversas regiões do país (MME, 2014).

Como o fator de perdas é calculado em função do Fator de Capacidade, conclui-se que o primeiro também pode assumir diferentes valores, de região para região.

Dessa forma, uma comparação entre os valores de EAP, calculada utilizando o Método D, foi realizada considerando diferentes valores de Fator de Capacidade e, conseqüentemente, diferentes fatores de perdas. Objetiva-se verificar o impacto que a

adoção de um fator de perdas inadequado (que não representa bem as características do vento na região onde o parque eólico em estudo foi implantado) gera na estimativa de energia perdida. A Tabela 4.9 resume os dados de EAP, calculada utilizando o Método D, para os seguintes valores de Fator de Capacidade: 0,266 - 0,30 - 0,35 - 0,40, verificados, respectivamente, nos estados de Santa Catarina, Maranhão, Rio Grande do Norte e Paraná segundo os dados da Figura 4.35. Esses cálculos foram realizados nos parques eólicos de I a VI.

Tabela 4.9 - Comparações entre os valores de EAP, calculados utilizando o Método D, para diferentes valores de fator de perdas.

CÁLCULO DA EAP UTILIZANDO O MÉTODO D				
Parque Eólico	$F_c = 0,266$ $f_p = 0,11$	$F_c = 0,30$ $f_p = 0,13$	$F_c = 0,35$ $f_p = 0,17$	$F_c = 0,40$ $f_p = 0,21$
I	33,40	39,47	51,62	63,76
II	66,29	78,34	102,45	126,55
III	140,49	166,03	217,11	268,20
IV	271,05	320,33	418,89	517,45
V	429,98	508,16	664,52	820,88
VI	614,90	726,70	950,30	1.173,90

A última coluna, em destaque, mostra os resultados da EAP obtidos ao se utilizar um fator de perdas igual a 0,21. Como já mencionado, esse valor representou muito bem o comportamento do vento no Sítio Nordeste I, região utilizada para os testes. Como valores maiores do que 0,40 para o Fator de Capacidade dificilmente são encontrados, os outros testes foram realizados considerando valores menores para esse parâmetro. Ao se utilizar um Fator de Capacidade igual a 0,35 e, conseqüentemente, um fator de perdas igual a 0,17, percebe-se que os erros passam a ser de aproximadamente 20%, lembrando que as comparações são feitas em relação aos valores obtidos ao utilizar o Método A para o cálculo da EAP. Erros ainda maiores podem ser obtidos à medida que se adota Fatores de Capacidade distantes do valor tido como ideal.

Dessa forma, conclui-se que, da mesma maneira que a utilização do Método C pode comprometer o algoritmo no processo de obtenção de topologias otimizadas, o mesmo ocorre quando se emprega o Método D associado a um fator de perdas

inadequado. Simulações foram realizadas nos parques eólicos de I a VI utilizando o Método D (associado a um fator de perdas igual a 0,11) para calcular as perdas de energia e em dois desses parques eólicos (parques eólicos IV e VI) foram verificadas diferenças nos leiautes, quando comparado aos obtidos pela ferramenta desenvolvida neste trabalho que utiliza o Método B. As topologias encontradas são as mesmas ilustradas nas Figuras 4.33 e 4.34.

Sendo assim, um cuidado especial deve ser tomado quando esse método é escolhido para estimar as perdas de energia no sistema de distribuição de parques eólicos. Quando se garante o bom desempenho do fator de perdas o emprego desse método é indicado, caso contrário erros consideráveis podem ser obtidos.

Procurou-se nesta seção, com as análises de diferentes métodos de cálculos de EAP, contribuir também com indicações de questões importantes a serem consideradas para futuros desenvolvimentos de outros métodos que consideram cálculos de perdas.

4.3.4 Análise do Dimensionamento dos Condutores

Na função objetivo proposta neste trabalho, os custos com os condutores de média tensão e os custos com as perdas de energia no sistema de distribuição do parque eólico são alguns dos itens avaliados. Percebe-se, no entanto, que para proceder à avaliação desses dois fatores é de fundamental importância o conhecimento das características elétricas e econômicas (custos) dos cabos de média tensão utilizados para interconectar os aerogeradores e a subestação. Ou seja, o estudo do dimensionamento dos condutores é uma etapa que deve anteceder a avaliação das soluções do problema através da função aptidão do AG. Para realizar essa etapa, um algoritmo foi proposto neste trabalho. O seu funcionamento em detalhes foi exposto na seção 3.2.1.

O objetivo desta seção é analisar o dimensionamento dos condutores realizado pelo algoritmo desenvolvido para todos os parques eólicos utilizados nos testes e avaliar se o mesmo foi realizado corretamente. Para exemplificar com foi feita essa análise, foram utilizados os resultados obtidos para o parque eólico VI. No entanto, cabe ressaltar que para todos os outros parques esse procedimento também foi realizado.

A Figura 4.36 ilustra a topologia obtida pela ferramenta desenvolvida no presente trabalho para o parque eólico IV cujo dimensionamento foi detalhado na Tabela 4.10.

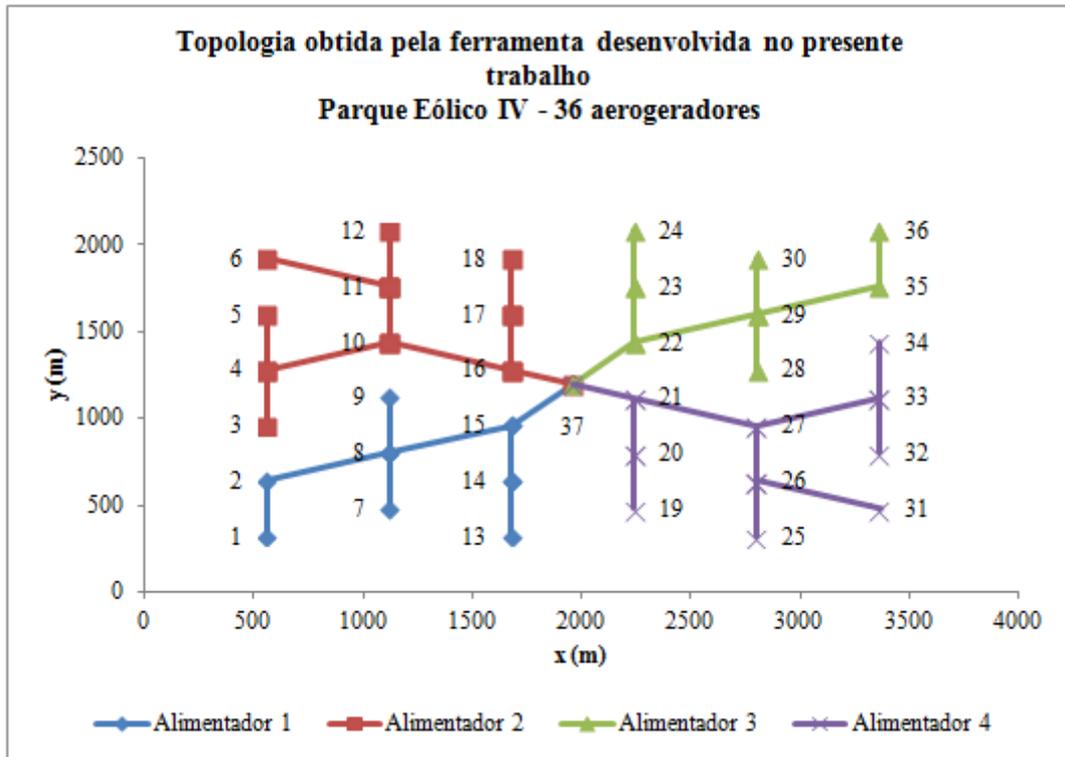


Figura 4.36 - Topologia do parque eólico VI e a numeração empregada para identificar cada uma das barras do sistema.

Neste trabalho foi adotada a seguinte premissa: a barra que representa o aerogerador 1 é denominada de Barra 1, a Barra 2 identifica o aerogerador 2, e assim sucessivamente. A barra da subestação é identificada pelo número total de aerogeradores presentes no parque eólico acrescido de uma unidade. Ou seja, para o parque eólico IV, que contém 36 aerogeradores, a barra da subestação é a Barra 37.

Tabela 4.10 - Resumo do dimensionamento dos condutores do parque eólico I.

PARQUE EÓLICO IV - 36 aerogeradores					
DE	PARA	$Dist_{De-Para}$ [km]	$I_{v1}/I_{v2}/I_{v3}$ [A]	$I_{MáxEst}$ [A]	Cabo/ Capacidade [A]
1	2	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
2	8	0,5824	6,23 / 26,29 / 66,50	81,03	C095/177
3	4	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
4	10	0,5824	9,35 / 39,44 / 99,78	121,55	C095/177
5	4	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
6	11	0,5824	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
7	8	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
8	15	0,5824	15,58/65,73/166,21	202,58	C150/216
9	8	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
10	16	0,5824	21,82/92,04/232,89	283,61	C300/319
11	10	0,3200	9,35 / 39,44 / 99,78	121,55	C095/177
12	11	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
13	14	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
14	15	0,3200	6,23 / 26,29 / 66,50	81,03	C095/177
15	37	0,3688	24,93/105,19/266,19	324,13	C400/364
16	37	0,2912	31,17/131,49/332,77	405,16	C400/364
17	16	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
18	16	0,6400	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
19	20	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
20	21	0,3200	6,23 / 26,29 / 66,50	81,03	C095/177
21	37	0,2912	24,93/105,19/266,19	324,13	C400/364
22	37	0,3688	31,17/131,49/332,77	405,16	C400/364
23	22	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
24	23	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
25	27	0,6400	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
26	27	0,3200	6,23 / 26,29 / 66,50	81,03	C095/177
27	21	0,5824	21,82/92,04/232,89	283,61	C300/319
28	29	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177

29	22	0,5824	15,58/65,73/166,21	202,58	C150/216
30	29	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
31	26	0,5824	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
32	33	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
33	27	0,5824	9,35 / 39,44 / 99,78	121,55	C095/177
34	33	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177
35	29	0,5824	6,23 / 26,29 / 66,50	81,03	C095/177
36	35	0,3200	3,12 / 13,15 / 33,25	40,52	C095/177

As duas primeiras colunas da Tabela 4.10 representam as barras DE e PARA do parque eólico. A nomenclatura $Dist_{De-Para}[km]$ refere-se ao comprimento do cabo utilizado para interconectar as barras DE e PARA do sistema. Na quarta coluna foi exposta a corrente que circulou em cada um dos ramos para os três estados de velocidade do vento e, conseqüentemente, de geração. Na quinta coluna foi estimada, através da equação (3.4), a máxima corrente que poderia circular por aquele ramo caso todos os aerogeradores do parque eólico estivessem gerando suas potências nominais e as perdas joule nos elementos do circuito fossem desprezadas. Na quinta coluna identificou-se o cabo escolhido para compor cada um dos ramos do circuito.

Ao observar os níveis de corrente que circularam em cada um dos ramos do circuito e a capacidade de condução de corrente do respectivo cabo dimensionado para constituir aquele ramo, conclui-se que, para as condições de vento/geração analisadas não houve sobrecarga em nenhum ramo do parque eólico.

Para essas condições percebe-se que alguns ramos de circuito, como os localizados entre as barras 8-15 e 29-22, poderiam comportar cabos de seções inferiores e menor capacidade, como o cabo C095 que possui capacidade de suportar correntes até 177 A, sem que o sistema sofresse com problemas de sobrecarga. No entanto, convém lembrar que esses três estados de geração resultaram de um agrupamento estatístico realizado com um banco de dados muito maior, resultado de observações referentes ao comportamento do vento ao longo de um ano.

Para estudos envolvendo a estimativa de geração de energia elétrica e de perdas esses três estados representam bem o comportamento do vento na região escolhida para os testes. No entanto, não se recomenda a realização dos estudos envolvendo o dimensionamento dos condutores tendo como base apenas essas condições de geração,

já que velocidades de vento maiores, mesmo que por pouco tempo, foram verificadas no parque o que poderia causar sobrecarga caso o dimensionamento tivesse sido realizado para essas condições.

No presente trabalho, adotou-se a estratégia de realizar o dimensionamento das interligações com base na geração nominal dos aerogeradores. Ao estimar a máxima corrente que pode circular por um ramo e dimensioná-lo para esse valor calculado, garante-se maior confiabilidade ao dimensionamento.

No presente trabalho o dimensionamento foi realizado tendo como referência os condutores presentes na Tabela 3.1. Caso o algoritmo realize o dimensionamento e observe que em um determinado ramo do circuito, para a condição de geração nominal, uma corrente superior à capacidade do cabo de maior seção poderá circular, ele alerta o usuário. Por esse motivo as linhas com os dados relativos aos ramos 16-37 e 22-37 foram destacadas na Tabela 4.10. Para os três estados de geração utilizados no presente trabalho os referidos ramos não se encontram em situação de sobrecarga, no entanto, essa situação poderia ser obtida para ventos iguais ou superiores à velocidade nominal. Em situações como essa o responsável técnico deve analisar as medidas cabíveis de serem adotadas como, por exemplo, a utilização de circuitos paralelos.

A partir do dimensionamento dos condutores do parque eólico foi possível também fazer um levantamento da quantidade de cabos que o investidor deverá adquirir e de seus respectivos custos, dados presentes na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Levantamento da quantidade de cabos e o investimento necessário para adquiri-los.

Cabo	Custo [R\$/km]	Comprimento Total [km]	Custo [R\$]
C095	78.090,00	11,1745	872.616,71
C120	83.310,00	0	0
C150	89.340,00	1,1648	104.063,23
C185	94.200,00	0	0
C240	100.710,00	0	0
C300	113.310,00	1,1648	131.983,49
C400	130.110,00	1,32	171.745,20
CUSTO TOTAL (Cabos de Média Tensão) [R\$]			1.280.408,63

Percebe-se que, para este caso em específico, aproximadamente 68% dos custos dos cabos de média tensão são destinados à aquisição do condutor C095, capaz de suportar a corrente produzida por até quatro aerogeradores localizados à jusante desse ramo, considerando o mesmo modelo de turbina utilizado neste trabalho.

Indica-se fazer esse estudo de dimensionamento para diferentes modelos de cabos de média tensão, de diferentes fabricantes, a fim de verificar qual proporciona o melhor custo benefício.

4.3.5 Análise do Comportamento do AG

O AG modificado desenvolvido no presente trabalho se mostrou capaz de resolver com êxito o seu propósito: otimizar a rede coletora de média tensão de parques eólicos. No entanto, um problema de otimização, apontado por Zhao, Chen e Hjerrild (2006) como sendo característico da utilização do AG para resolver esse tipo de problema foi de fato verificado: a convergência prematura do algoritmo.

Constatou-se que à medida que a população ia passando por reproduções e mutações o AG rapidamente perdia a diversidade genética e deve-se a esse inconveniente o problema da convergência prematura do AG em pontos de ótimo local. A Figura 4.37 ilustra uma trajetória de convergência obtida ao utilizar o "Algoritmo de Solução 1" pelo algoritmo para o parque eólico II, que contém 16 aerogeradores.

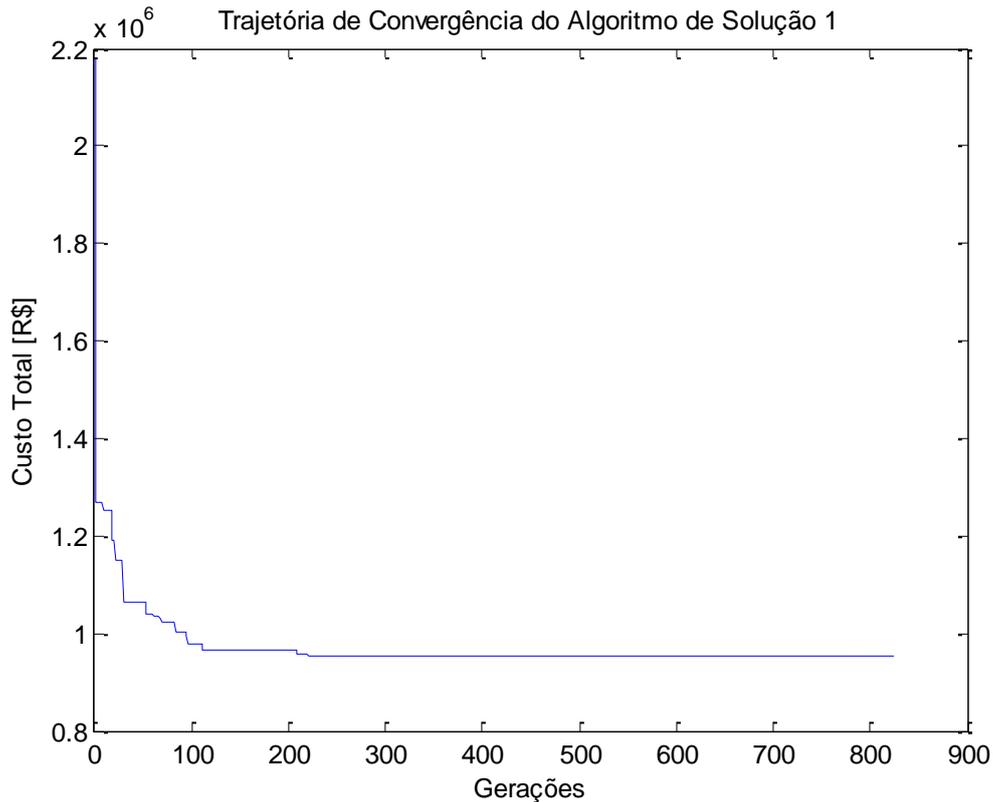


Figura 4.37 - Trajetória de Convergência do "Algoritmo de Solução 1" para o parque eólico II.

Para esse sistema teste em análise, o AG convergiu para uma solução de ótimo local próximo da 200ª geração, de um total de 825 previstas. Percebeu-se que como a diversidade genética no momento da convergência era muito pequena, o AG enfrentou dificuldades em gerar novos cromossomos com características melhores.

Visando minimizar esse problema foi proposto neste trabalho um novo algoritmo de solução, denominado de "Algoritmo de Solução 2". A ideia por trás desse novo algoritmo é a seguinte: ao invés de executar o AG uma única vez e com um número elevado de gerações, propõem-se a execução do AG um número maior de vezes em sequência (parâmetro "Máx_Séries") e com um número menor de gerações. Ou seja, se inicialmente (Algoritmo de Solução 1) o AG era executado com um número máximo de gerações igual a $200 \cdot \sqrt{Num_{AER} + Num_{SE}}$, no "Algoritmo de Solução 2" o AG é executado "X" vezes consecutivamente sendo que em cada execução o número máximo de gerações será reduzido ao valor de $\frac{200}{X} \cdot \sqrt{Num_{AER} + Num_{SE}}$. Cabe destacar que a cada execução do AG a melhor solução obtida é inserida na população inicial do novo

AG que será executado. O fluxograma da Figura 4.38 ilustra com maiores detalhes o funcionamento do "Algoritmo de Solução 2".

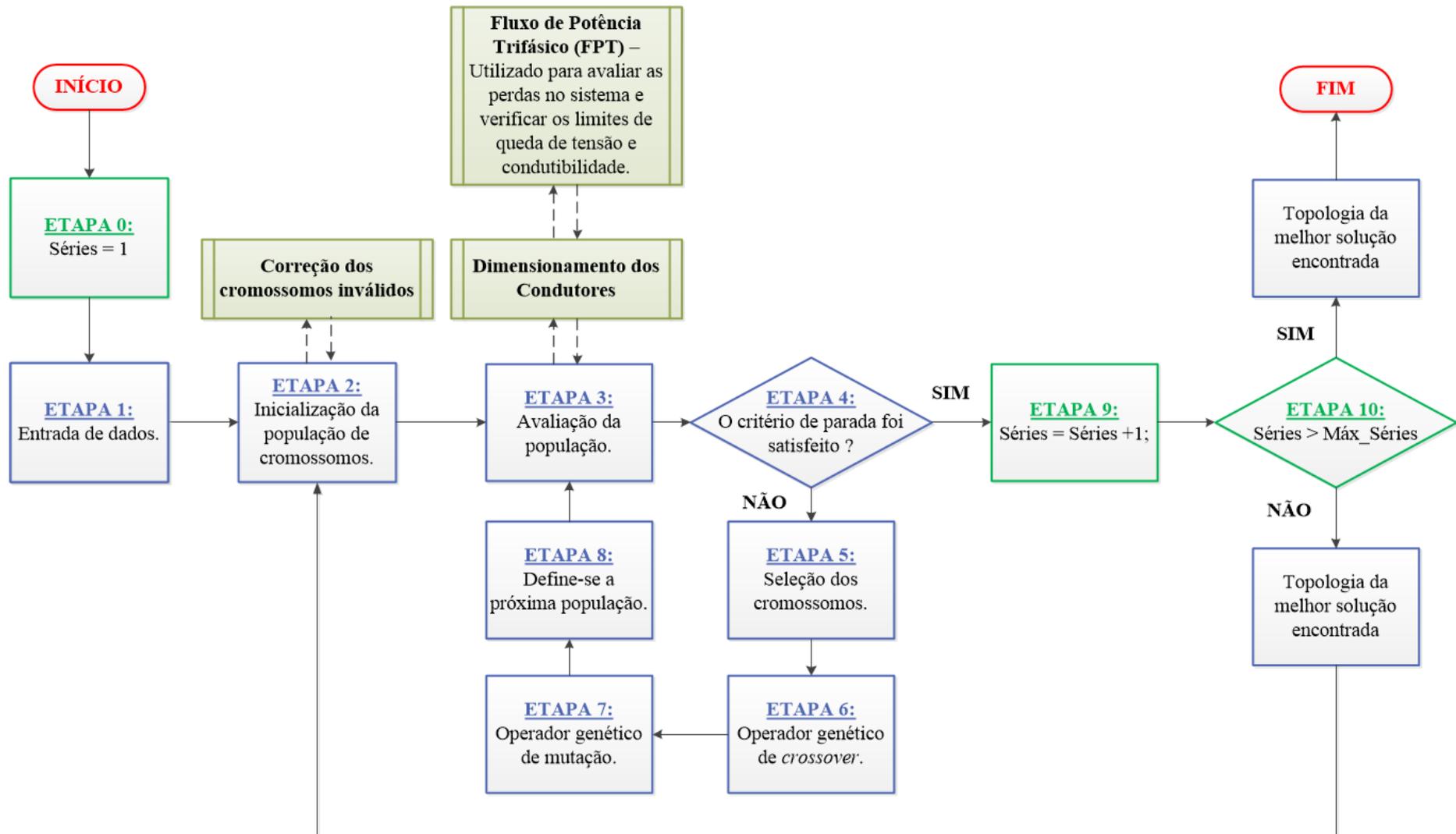


Figura 4.38 - Visão geral do "Algoritmo de Solução 2".

A estratégia de executar o AG várias vezes consecutivamente visa aumentar a diversidade genética da população, já que a cada execução do AG uma nova população é gerada aleatoriamente. Como a melhor solução obtida em cada execução é inserida na população do AG seguinte, garante-se que o desempenho do AG sempre vai aumentar.

Testes foram realizados nos parques eólicos de I a VI visando verificar se as estratégias propostas nesse novo algoritmo de solução melhoram o seu desempenho. A Figura 4.39 ilustra a trajetória de convergência obtida pelo "Algoritmo de Solução 2" ao ser executado para o parque eólico II. Os seguintes parâmetros foram adotados: o AG foi executado 10 vezes em sequência ($Máx_{Séries} = 10$) e o número máximo de gerações adotado foi igual $20 \cdot \sqrt{Num_{AER} + Num_{SE}}$.

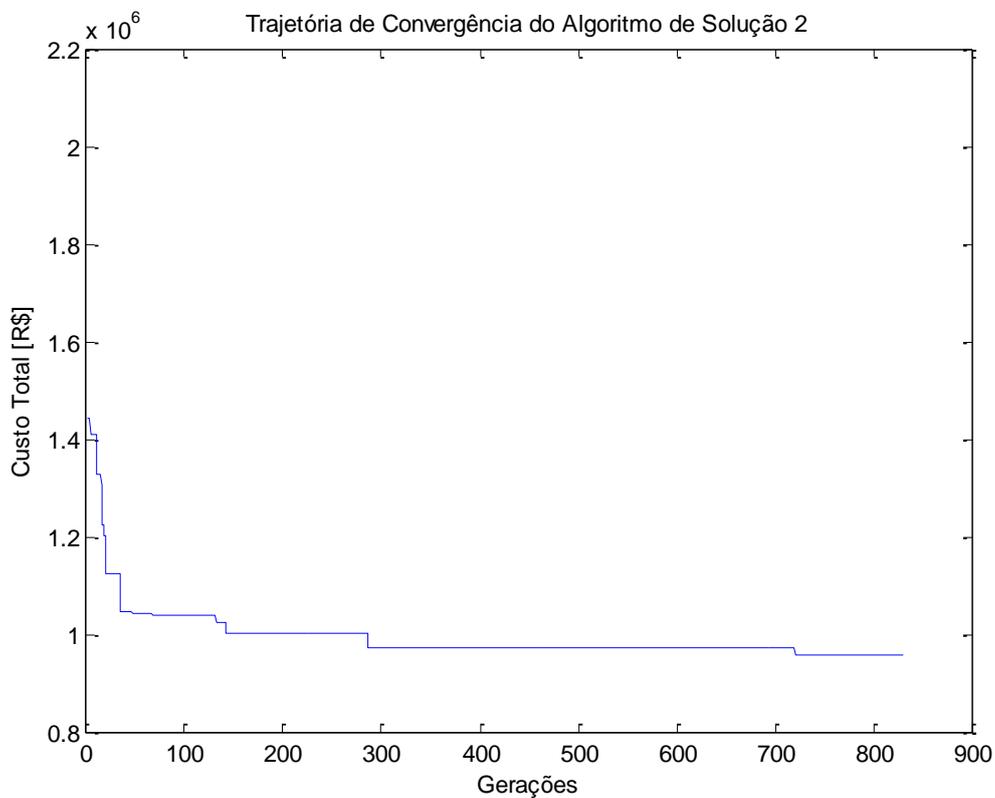


Figura 4.39 - Trajetória de Convergência do "Algoritmo de Solução 2" para o parque eólico II.

Dado o seu comportamento probabilístico, não é possível afirmar que o "Algoritmo de Solução 1" é melhor que o "Algoritmo de Solução 2". No entanto, percebe-se que as estratégias propostas aparentemente provocaram uma melhoria no

desempenho do AG que apresentou maior facilidade de convergir para soluções melhores, ou seja, que representem topologias com menores custos.

4.4 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os sistemas testes utilizados para validar a ferramenta de otimização da rede coletora de média tensão desenvolvida neste trabalho, bem como foi realizada a análise dos resultados obtidos nas simulações.

Os resultados das simulações realizadas nos parques eólicos propostos por Gonzalez-Longatt (2013) para serem utilizados como sistemas testes foram expostos neste capítulo. Os primeiros testes realizados nesses parques eólicos objetivaram tecer comparações entre o método proposto por Gonzalez-Longatt (2013), que permite apenas arranjos radiais simples e fixa o número de alimentadores que partem da subestação, e o método proposto no presente trabalho, que possibilita a adoção de arranjos radiais simples e também ramificados e permite a otimização do número de alimentadores. Os resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida neste trabalho foram promissores e proporcionaram economia significativa aos projetos mostrando, dessa forma, a viabilidade do algoritmo proposto em obter arquiteturas para o sistema coletor de média tensão que além de respeitarem os critérios técnicos pré-definidos, economicamente oferecem ganhos em relação a outros métodos que não permitem arranjos ramificados e/ou que fixam o número de alimentadores que partem da subestação.

Outros sistemas testes foram propostos nesse capítulo e comprovaram a eficácia e a flexibilidade da ferramenta desenvolvida em achar soluções viáveis técnica e economicamente para a rede coletora de média tensão de parques eólicos de variados tamanhos e posicionamentos, mesmo que tais soluções não sejam o ótimo global do problema.

Como os custos com as perdas de energia são avaliados na função objetivo, neste capítulo teve-se a preocupação de analisar vários métodos utilizados para estimar as perdas de energia a fim de verificar a viabilidade de cada um deles. O Método B, proposto neste trabalho, resultou em erros pequenos na estimativa (inferiores a 1,6%) e, dessa forma, mostrou-se apropriado para ser utilizado em estudos em que se deseja calcular a EAP. Erros consideráveis foram obtidos quando o Método C foi utilizado

para estimar as perdas de energia no parque eólico. Em virtude disso, seu emprego não foi recomendado. Em relação ao Método D, concluiu-se que a eficácia e a viabilidade do método dependem muito do Fator de Capacidade e, conseqüentemente, do fator de perdas, utilizado para se fazer a estimativa da EAP.

Os resultados do dimensionamento dos condutores para o parque eólico IV foram apresentados no capítulo. Adotou-se a estratégia de realizar o dimensionamento considerando que todos os aerogeradores do parque continuamente estivessem gerando suas potências nominais. Pode ser que para as condições do vento observadas no parque eólico alguns ramos do circuito fiquem sobredimensionados, no entanto, a adoção dessa estratégia agrega maior confiabilidade e segurança aos circuitos.

Por fim, foi apresentada uma análise do comportamento do AG ao empregar utilizar dois algoritmos de soluções. Ao perceber que o AG elaborado para otimizar a rede coletora de média tensão caracterizava-se por apresentar problemas de convergência prematura, novas estratégias foram propostas e implementadas em um novo algoritmo, denominado de "Algoritmo de Solução 2". Testes foram realizados a fim de validar essa ferramenta e os resultados obtidos mostraram-se promissores, tendo em vista que o AG teve menos dificuldades de encontrar soluções no mínimo boas para o problema em estudo.

CAPÍTULO 5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões Gerais

Uma abordagem para resolver o problema de otimização do leiaute da rede coletora de média tensão de parques eólicos foi apresentada nesta dissertação. O método é baseado na utilização de um algoritmo genético modificado elaborado especialmente para este problema.

Quando comparado com outros métodos atuais de otimização da rede interna de média tensão cita-se como características, diferenciais e/ou vantagens do método desenvolvido:

- I. Pode ser utilizada para otimizar a rede coletora de média tensão de parques eólicos dos mais variados tamanhos e posicionamentos;
- II. Permite que o número de alimentadores também seja uma variável a ser otimizada;
- III. Permite que arranjos ramificados sejam constituídos, o que pode proporcionar grandes ganhos econômicos;
- IV. Reduz o espaço de solução ao permitir que os aerogeradores se conectem a outros apenas se estes estiverem em sua "vizinhança";
- V. Inclui o custo com as perdas de energia no sistema de distribuição na função objetivo e as calcula utilizando um método que se mostrou eficaz;
- VI. O método proposto foi desenvolvido especialmente para resolver este problema. Desta forma, problemas frequentemente relatados, como o de convergência prematura, receberam um tratamento especial visando à melhoria do algoritmo.

O modelo de otimização passou por testes em parques eólicos de mais variados tamanhos, mostrando-se flexível e robusto. Os resultados obtidos mostraram que, como esperado, a possibilidade de otimização do número de alimentadores que saem da subestação e a adoção de um arranjo ramificado trouxeram ganhos expressivos. Quando

comparado com trabalhos que fixam o número de alimentadores e não permitem arranjos ramificados, como o de Gonzalez-Longatt (2013), a ferramenta proposta neste trabalho proporcionou uma redução significativa dos custos totais.

Além do mais, notou-se que na maioria dos casos teste a economia proporcionada pelo método proposto muito se deve a uma redução do custo com as perdas de energia, o que destaca a importância de se estimar a EAP através da utilização de métodos confiáveis, como o considerado neste trabalho.

Tendo em vista que a construção da rede coletora de média tensão de parques eólicos representa fatia considerável dos custos globais a as potencialidades apresentadas pelo método proposto em otimizar o leiaute do sistema de distribuição, espera-se que essa fonte de energia cada vez mais se torne atraente e competitiva no mercado nacional e mundial. No Brasil, o crescimento do número de empreendimentos eólicos em operação contribui para uma maior diversificação da matriz energética e, conseqüentemente, possibilita maior confiabilidade no fornecimento de energia para toda população.

Espera-se que a realização de estudos na área de energia eólica, como o realizado nesse trabalho, contribua para disseminar essa fonte alternativa de energia e auxilie profissionais envolvidos no planejamento de parques eólicos.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Existem melhorias que podem ser realizadas no método proposto, especialmente a inclusão de um maior número de parâmetros na função objetivo, a fim de tornar a análise mais completa. Dessa forma, as seguintes sugestões são indicadas para trabalhos futuros:

1. Inclusão de outras variáveis no cromossomo, tais como:
 - a) Gene responsável pela definição do número de subestações coletoras presentes no parque eólico. O acréscimo deste parâmetro é interessante, sobretudo, nos estudos de otimização da rede de distribuição de média tensão de parques eólicos com elevado número de aerogeradores (centenas deles).
 - b) Gene responsável pela definição do nível de tensão ideal a ser utilizado na rede de distribuição. Tendo em vista que os níveis de tensão mais comuns

giram em torno de 13,8 - 23 - 34,5 kV, a elaboração de um programa que, além da topologia da rede coletora de média tensão, forneça o nível de tensão mais adequado é de importância para os estudos de planejamento.

2. Subdivisão do parque eólico em áreas, de modo que cada aerogerador possa se conectar a outras turbinas apenas se ambos estiverem no mesmo "campo de atuação". Esta proposta se mostra interessante, sobretudo, em parques eólicos com elevado número de aerogeradores e que, desta forma, possuem um elevadíssimo número de combinações possíveis de conexões.
3. Inclusão de um maior número de parâmetros na análise de custo, tais como: gastos com barramentos, outros equipamentos das subestações, cabos de alta tensão utilizados no sistema e transmissão, custos com manutenção, entre outros.
4. Inclusão na função objetivo da análise de confiabilidade dos *layouts* do sistema de distribuição, visando à escolha de uma topologia que, ao mesmo tempo, minimize os custos (custos relacionados com a aquisição de equipamentos, como condutores e painéis, e com as perdas de energia) e que proporcione um nível de confiabilidade adequado ao problema em estudo.
5. Estudos envolvendo uma otimização prévia do posicionamento das unidades geradoras e da subestação, tendo em vista as condições de velocidade e direção do vento do ambiente.
6. Desenvolvimento de um algoritmo que realize o agrupamento estatístico das velocidades do vento de um parque eólico em um número menor de estados, dado o comportamento do vento em tal região.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília. 2001. 44 p.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **BIG - Banco de Dados de Informações de Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 19/11/2015.

ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 2. ed. Brasília. 2005. 159 p.

BRAZ, H. D. M., MELO, G. H. S. V., SOUZA, B. A. **Planejamento da rede coletora de um parque eólico usando um algoritmo genético paralelo com dimensionamento dos cabos baseado em condutores econômicos**. XXI *SNPTEE (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica)*, Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência – GAT. Florianópolis, 23 a 26 de outubro. 2011.

CONBOTASSUCIAS. **Parque Eólico de Horns Rev**. 2013. Disponível em: <https://conbotassucias.wordpress.com/2013/04/10/parque-eolico-de-horns-rev/>. Acesso em: 7 fev. 2015.

DAHMANI, O. et al. **Optimization of the internal grid of an offshore wind farm using genetic algorithm**. 2013 *IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH)*, p. 1 – 6, 2013.

DUTRA, R. **Energia Eólica – Princípios e Tecnologia**. Tutorial de Energia Eólica – CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), 2008.

ENERCON. **Gama de produtos ENERCON**. Março, 2014. 19p.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Leilões**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 13/05/2015.

EWEA (The European Wind Energy Association). **The European offshore wind industry – key trends and statistics 2014**. Janeiro, 2015. 25 p.

GONZALEZ-LONGATT, F. 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, no.1, p. 164 – 172, March. 2012.

GONZALEZ-LONGATT, F. M. **Optimal offshore wind farms' collector design based on the multiple travelling salesman problem and genetic algorithm**. *2013 IEEE Grenoble PowerTech (POWERTECH)*, p. 1 – 6, 2013.

HUANG, L., et al. **Optimization of large-scale offshore wind farm electrical collection systems based on improved FCM**. *International Conference on Sustainable Power Generation And Supply (SUPERGEN 2012)*, p. 1 – 6, 8 – 9 September. 2012.

JENKINS, A. M., SCUTARIU, M., SMITH, K. S. **Offshore Wind Farm Inter-Array Cable Layout**. *2013 IEEE Transactions on PowerTech (POWERTECH)*, p. 1 – 6, 2013.

LEITE, A. P. **Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudo de Confiabilidade**. Dissertação (Mestrado) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro – RJ, abril de 2005.

LI, D., HE, C., FU, Y. **Optimization of Internal Electric Connection System of Large Offshore Wind Farm with Hibrid Genetic and Immune Algorithm**. *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Nanjing (China), p. 2476 – 2481, April. 2008.

LI, D. D, HE, C., SHU, H. Y. **Optimization of Electric Distribution System of Large Offshore Wind Farm with Improved Genetic Algorithm.** *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, p. 1 – 6, 2008.

LINDEN, R. **Algoritmos Genéticos.** 3 ed. Rio de Janeiro: Ciência Moderna, 2012. 496 p.

LINGLING, H., YANG, F., XIAOMING, G. **Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm.** *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN)*, p. 1 – 4, 2009.

MELO, M. S. M. **Energia eólica: aspectos técnicos e econômicos.** Dissertação (Mestrado) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, julho de 2012.

MME (Ministério de Minas e Energia). **Energia Eólica no Brasil e no Mundo.** Edição: 22/12/2014, 4 p.

MME (Ministério de Minas e Energia). **Ambientes de Contratação.** Disponível em: http://www.mme.gov.br/programas/leiloes_de_energia/menu/inicio.html. Acesso em: 13/05/2015.

MME (Ministério de Minas e Energia). **PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>. Acesso em: 14/05/2015.

MOON, W. et al. **Grid Optimization for Offshore Wind Farm Layout and Substation Location.** *2014 IEEE Conference and Expo Transportation Electrification Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, p. 1 – 6, 2014.

NANDIGAM, M., DHALI, S. K. **Optimal Design of an Offshore Wind Farm Layout.** *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, p. 1470 – 1474, 2008.

PAVINATTO, E. F. **Ferramenta para Auxílio à Análise de Viabilidade Técnica da Conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica.** Dissertação (Mestrado) - Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro (Brasil), 2005.

PENIDO, D. R. R. et al. **Metodologia para análise de sistemas elétricos a N Condutores pelo Método de Injeção de Correntes.** *Controle & Automação*, v.21, n.3, p. 308 - 321, 2010.

QUINONEZ-VARELA, G.; AULT, G. W.; ANAYA-LARA, O.; MCDONALD, J. R. **Electrical collector system options for large offshore wind farms.** *IET Renewable Power Generation*, v.1, p. 107 – 114, 2007.

ZHAO, M., CHEN, Z., BLAABJERG, F. **Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm.** *IET Renewable Power Generation*, v.3, n.2, p. 205 – 216, 2009.

ZHAO, M., CHEN, Z., HJERRILD, J. **Analysis of the behavior of genetic algorithm applied in optimization of electrical system design for offshore wind farms.** *32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics (IECON)*, p. 2335 – 23406, 2006.

WWEA (The World Wind Energy Association). **2013 Half-year Report.** 2013. 7 p.

WWEA (The World Wind Energy Association). **Worldwide Wind Market Booming Like Never Before: Wind Capacity Over 392 Gigawatt.** Disponível em: <http://www.wwindea.org/hyr2015/>. Acesso em: 07 de maio 2015.

WU Y., et al. **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*, v.50, n.30, p. 2071 – 2080, May/June 2014.

ANEXO A - POSICIONAMENTO DOS AEROGERADORES E DA SUBESTAÇÃO DOS PARQUES EÓLICOS

A.1 Parque Eólico com 9 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 5	1120	800	AER 9	1680	960
AER 2	560	640	AER 6	1120	1120	SE 0	1120	720
AER 3	560	960	AER 7	1680	320			
AER 4	1120	480	AER 8	1680	640			

A.2 Parque Eólico com 16 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 7	1120	1120	AER 13	2240	480
AER 2	560	640	AER 8	1120	1440	AER 14	2240	800
AER 3	560	960	AER 9	1680	320	AER 15	2240	1120
AER 4	560	1280	AER 10	1680	640	AER 16	2240	1440
AER 5	1120	480	AER 11	1680	960	SE 0	1400	880
AER 6	1120	800	AER 12	1680	1280			

A.3 Parque Eólico com 25 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]

AER 1	560	320	AER 10	1120	1760	AER 19	2240	1440
AER 2	560	640	AER 11	1680	320	AER 20	2240	320
AER 3	560	960	AER 12	1680	640	AER 21	2800	640
AER 4	560	1280	AER 13	1680	960	AER 22	2800	960
AER 5	560	1600	AER 14	1680	1280	AER 23	2800	1280
AER 6	1120	480	AER 15	1680	1600	AER 24	2800	1600
AER 7	1120	800	AER 16	2240	480	AER 25	2800	320
AER 8	1120	1120	AER 17	2240	800	SE 0	1680	1040
AER 9	1120	1440	AER 18	2240	1120			

A.4 Parque Eólico com 36 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 15	1680	960	AER 19	2800	1600
AER 2	560	640	AER 16	1680	1280	AER 30	2800	1920
AER 3	560	960	AER 17	1680	1600	AER 31	3360	480
AER 4	560	1280	AER 18	1680	1920	AER 32	3360	800
AER 5	560	1600	AER 19	2240	480	AER 33	3360	1120
AER 6	560	1920	AER 20	2240	800	AER 34	3360	1440
AER 7	1120	480	AER 21	2240	1120	AER 35	3360	1760
AER 8	1120	800	AER 22	2240	1440	AER 36	3360	2080
AER 9	1120	1120	AER 23	2240	1760	SE 0	1960	1200
AER 10	1120	1440	AER 24	2240	2080			
AER 11	1120	1760	AER 25	2800	320			
AER 12	1120	2080	AER 26	2800	640			
AER 13	1680	320	AER 27	2800	960			
AER 14	1680	640	AER 28	2800	1280			

A.5 Parque Eólico com 49 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 18	1680	1280	AER 35	2800	2240
AER 2	560	640	AER 19	1680	1600	AER 36	3360	480
AER 3	560	960	AER 20	1680	1920	AER 37	3360	800
AER 4	560	1280	AER 21	1680	2240	AER 38	3360	1120
AER 5	560	1600	AER 22	2240	480	AER 39	3360	1440
AER 6	560	1920	AER 23	2240	800	AER 40	3360	1760
AER 7	560	2240	AER 24	2240	1120	AER 41	3360	2080
AER 8	1120	480	AER 25	2240	1440	AER 42	3360	2400
AER 9	1120	800	AER 26	2240	1760	AER 43	3920	320
AER 10	1120	1120	AER 27	2240	2080	AER 44	3920	640
AER 11	1120	1440	AER 28	2240	2400	AER 45	3920	960
AER 12	1120	1760	AER 29	2800	320	AER 46	3920	1280
AER 13	1120	2080	AER 30	2800	640	AER 47	3920	1600
AER 14	1120	2400	AER 31	2800	960	AER 48	3920	1920
AER 15	1680	320	AER 32	2800	1280	AER 49	3920	2240
AER 16	1680	640	AER 33	2800	1600	SE 0	2240	1360
AER 17	1680	960	AER 34	2800	1920			

A.6 Parque Eólico com 64 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 23	1680	2240	AER 45	3360	1760
AER 2	560	640	AER 24	1680	2560	AER 46	3360	2080
AER 3	560	960	AER 25	2240	480	AER 47	3360	2400
AER 4	560	1280	AER 26	2240	800	AER 48	3360	2720
AER 5	560	1600	AER 27	2240	1120	AER 49	3920	320

AER 6	560	1920	AER 28	2240	1440	AER 50	3920	640
AER 7	560	2240	AER 29	2240	1760	AER 51	3920	960
AER 8	560	2560	AER 30	2240	2080	AER 52	3920	1280
AER 9	1120	480	AER 31	2240	2400	AER 53	3920	1600
AER 10	1120	800	AER 32	2240	2720	AER 54	3920	1920
AER 11	1120	1120	AER 33	2800	320	AER 55	3920	2240
AER 12	1120	1440	AER 34	2800	640	AER 56	3920	2560
AER 13	1120	1760	AER 35	2800	960	AER 57	4480	480
AER 14	1120	2080	AER 36	2800	1280	AER 58	4480	800
AER 15	1120	2400	AER 37	2800	1600	AER 59	4480	1120
AER 16	1120	2720	AER 38	2800	1920	AER 60	4480	1440
AER 17	1680	320	AER 39	2800	2240	AER 61	4480	1760
AER 18	1680	640	AER 40	2800	2560	AER 62	4480	2080
AER 19	1680	960	AER 41	3360	480	AER 63	4480	2400
AER 20	1680	1280	AER 42	3360	800	AER 64	4480	2720
AER 21	1680	1600	AER 43	3360	1120	SE 0	2520	1520
AER 22	1680	1920	AER 44	3360	1440			

A.7 Parque Eólico com 11 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 5	1680	960	AER 9	2800	640
AER 2	560	1280	AER 6	1680	1600	AER 10	2800	1280
AER 3	1120	640	AER 7	1680	2880	AER 11	3360	2240
AER 4	1120	2560	AER 8	2240	320	SE 0	1120	1920

A.8 Parque Eólico com 23 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	960	AER 9	1680	640	AER 17	2240	2560
AER 2	560	1280	AER 10	1680	1280	AER 18	2800	960
AER 3	560	1920	AER 11	1680	1920	AER 19	2800	1600
AER 4	560	2880	AER 12	1680	2560	AER 20	2800	2240
AER 5	1120	320	AER 13	1680	2880	AER 21	3360	1920
AER 6	1120	960	AER 14	2240	640	AER 22	3360	2560
AER 7	1120	1600	AER 15	2240	1600	AER 23	3360	2880
AER 8	1120	2240	AER 16	2240	1920	SE 0	2800	2880

A.9 Parque Eólico com 37 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	320	AER 15	1680	3520	AER 29	3360	3520
AER 2	560	1600	AER 16	2240	640	AER 30	3920	640
AER 3	560	2240	AER 17	2240	1280	AER 31	3920	1280
AER 4	560	2880	AER 18	2240	1600	AER 32	3920	1920
AER 5	1120	640	AER 19	2240	2560	AER 33	3920	2240
AER 6	1120	1280	AER 20	2240	3200	AER 34	3920	2880
AER 7	1120	2240	AER 21	2800	320	AER 35	3920	3200
AER 8	1120	2880	AER 22	2800	960	AER 36	4480	1600
AER 9	1120	3200	AER 23	2800	2240	AER 37	4480	2560
AER 10	1680	320	AER 24	2800	2880	SE 0	2240	960
AER 11	1680	640	AER 25	3360	1280			
AER 12	1680	1600	AER 26	3360	1920			
AER 13	1680	2240	AER 27	3360	2560			
AER 14	1680	2560	AER 28	3360	2880			

A.10 Parque Eólico com 41 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	960	AER 15	2240	320	AER 29	3920	960
AER 2	560	1600	AER 16	2240	1920	AER 30	3920	1600
AER 3	560	1920	AER 17	2240	2880	AER 31	3920	2880
AER 4	560	3200	AER 18	2240	3840	AER 32	3920	3840
AER 5	560	3840	AER 19	2240	4160	AER 33	3920	4160
AER 6	1120	640	AER 20	2800	960	AER 34	4480	640
AER 7	1120	1920	AER 21	2800	1600	AER 35	4480	1600
AER 8	1120	2240	AER 22	2800	3520	AER 36	4480	1920
AER 9	1120	2880	AER 23	3360	640	AER 37	4480	3520
AER 10	1120	4160	AER 24	3360	1600	AER 38	5040	320
AER 11	1680	960	AER 25	3360	1920	AER 39	5040	1600
AER 12	1680	1600	AER 26	3360	2560	AER 40	5040	2880
AER 13	1680	2880	AER 27	3360	2880	AER 41	5040	4160
AER 14	1680	3520	AER 28	3360	3520	SE 0	2240	2240

A.11 Parque Eólico com 55 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	640	AER 20	2240	4160	AER 39	5040	20
AER 2	560	1600	AER 21	2800	320	AER 40	5040	960
AER 3	560	2880	AER 22	2800	1600	AER 41	5040	2880
AER 4	560	4160	AER 23	2800	2240	AER 42	5040	4160
AER 5	560	4800	AER 24	2800	3520	AER 43	5040	5120
AER 6	1120	1280	AER 25	2800	4480	AER 44	5600	1280
AER 7	1120	2240	AER 26	2800	5120	AER 45	5600	1920
AER 8	1120	3200	AER 27	3360	960	AER 46	5600	2560

AER 9	1120	3840	AER 28	3360	2560	AER 47	5600	3840
AER 10	1120	4160	AER 29	3360	4160	AER 48	5600	4480
AER 11	1680	640	AER 30	3920	320	AER 49	5600	5120
AER 12	1680	2560	AER 31	3920	2560	AER 50	6160	320
AER 13	1680	3520	AER 32	3920	3520	AER 51	6160	640
AER 14	1680	4800	AER 33	3920	4800	AER 52	6160	2240
AER 15	2240	640	AER 34	4480	960	AER 53	6160	3200
AER 16	2240	1280	AER 35	4480	1920	AER 54	6160	4800
AER 17	2240	1920	AER 36	4480	3200	AER 55	6720	3840
AER 18	2240	2560	AER 37	4480	3520	SE 0	3920	1600
AER 19	2240	3200	AER 38	4480	4160			

A.12 Parque Eólico com 77 Aerogeradores

AEROGERADORES (AER) E SUBESTAÇÃO (SE)								
ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]	ID	x [m]	y [m]
AER 1	560	640	AER 27	5040	8000	AER 53	8960	7040
AER 2	560	6720	AER 28	5040	8960	AER 54	8960	8320
AER 3	1120	3200	AER 29	5600	4160	AER 55	8960	10560
AER 4	1120	5440	AER 30	5600	6080	AER 56	9520	960
AER 5	1120	7680	AER 31	5600	10240	AER 57	9520	1920
AER 6	1120	8960	AER 32	6160	640	AER 58	9520	6080
AER 7	1120	10560	AER 33	6160	2240	AER 59	9520	9600
AER 8	1680	1600	AER 34	6160	7040	AER 60	10080	4800
AER 9	2240	2560	AER 35	6160	8640	AER 61	10080	7040
AER 10	2240	4160	AER 36	6160	10560	AER 62	10080	8640
AER 11	2240	6400	AER 37	6720	3200	AER 63	10640	960
AER 12	2240	9600	AER 38	6720	5120	AER 64	10640	2880
AER 13	2800	960	AER 39	6720	7680	AER 65	10640	10240
AER 14	2800	3520	AER 40	6720	8960	AER 66	11200	1920
AER 15	2800	7360	AER 41	7280	640	AER 67	11200	3560

AER 16	2800	8640	AER 42	7280	2240	AER 68	11200	5120
AER 17	3360	4800	AER 43	7280	10560	AER 69	11200	6720
AER 18	3360	10240	AER 44	7840	3200	AER 70	11200	9600
AER 19	3920	2240	AER 45	7840	4480	AER 71	11760	4480
AER 20	3920	3520	AER 46	7840	6080	AER 72	11760	5760
AER 21	3920	6080	AER 47	7840	7040	AER 73	11760	8320
AER 22	4480	9600	AER 48	7840	8640	AER 74	11760	10560
AER 23	4480	10560	AER 49	8400	1920	AER 75	12320	320
AER 24	5040	960	AER 50	8400	5440	AER 76	12320	7360
AER 25	5040	2880	AER 51	8400	9280	AER 77	12320	9600
AER 26	5040	5120	AER 52	8960	3840	SE 0	3920	7360