

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO

**PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA NA
ADEQUAÇÃO DE TENSÃO UTILIZANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

José Alberto Gobbes Cararo

[UFG] & [EMC]
[Goiânia - Goiás - Brasil]
9 de outubro de 2018

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES
NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: Dissertação Tese

2. Identificação da Tese ou Dissertação:

Nome completo do autor: José Alberto Gobbes Cararo

Título do trabalho: Processo de Otimização Aplicada na Adequação de Tensão Utilizando Geração Distribuída Fotovoltaica

3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento: SIM NÃO¹

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.



Assinatura do(a) autor(a)²

Ciente e de acordo:



Assinatura do(a) orientador(a)²

Data: 09/10/2018

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

² A assinatura deve ser escaneada.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA
E DE COMPUTAÇÃO

PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO APLICADA NA
ADEQUAÇÃO DE TENSÃO UTILIZANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

José Alberto Gobbes Cararo

Dissertação apresentada à Banca Examinadora como exigência parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Computação pela Universidade Federal de Goiás (UFG), Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), sob a orientação do Prof. Dr. Wesley Pacheco Calixto e coorientação do Prof. M.Sc. Márcio Rodrigues da Cunha Reis.

[UFG] & [EMC]
[Goiânia - Goiás - Brasil]
9 de outubro de 2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
Sistemas da Bibliotecas da UFG, GO - Brasil

Cararo, José Alberto Gobbes.

Processo de Otimização Aplicada na Adequação de Tensão Utilizando Geração Distribuída Fotovoltaica [manuscrito]/ José Alberto Gobbes Cararo. – [Goiânia - Goiás - Brasil]: [UFG] & [EMC], 9 de outubro de 2018.

144 f. : il.

Orientador: Dr. Wesley Pacheco Calixto;

Coorientador: M.Sc. Márcio Rodrigues da Cunha Reis. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás (UFG), Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2018.

Bibliografia.

Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, tabelas, algoritmos, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Geração Distribuída Fotovoltaica. 2. Otimização. 3. Simulação de Sistemas Elétricos de Potência. 4. Adequação de Tensão. 5. Redes Elétricas Inteligentes. I. Wesley Pacheco Calixto, orient. II. Título.

CDU 621.3

Copyright © 9 de outubro de 2018 by Federal University of Goiás - UFG, Brazil. No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system, or transmitted in any form or by any means, electronic, mechanical, photocopying, microfilming, recording or otherwise, without written permission from the Library of UFG, with the exception of any material supplied specifically for the purpose of being entered and executed on a computer system, for exclusive use of the reader of the work.

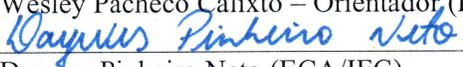
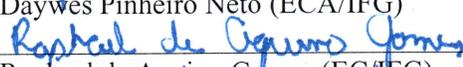
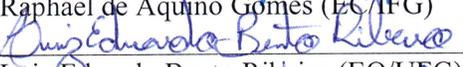
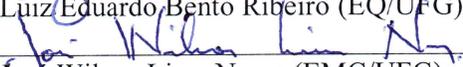


Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado

Ata da sessão de julgamento da Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação, área de concentração Engenharia Elétrica, do candidato **José Alberto Gobbes Cararo**, realizada em 29 de agosto de 2018.

Aos vinte e nove dias do mês de agosto de dois mil e dezoito, às 14:00 horas, na sala Caryocar brasiliensis, bloco "A" da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Universidade Federal de Goiás (UFG), reuniram-se os seguintes membros da Comissão Examinadora designada pela Coordenadoria do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica e de Computação: os Doutores Wesley Pacheco Calixto – Orientador (EMC/UFG), Daywes Pinheiro Neto – (ECA/IFG), Raphael de Aquino Gomes – (EC/IFG), Luiz Eduardo Bento Ribeiro – (EQ/UFG), José Wilson Lima Nerys – (EMC/UFG), para julgar a Dissertação de Mestrado de **José Alberto Gobbes Cararo**, intitulada "**Processo de otimização aplicada na adequação de tensão utilizando geração distribuída fotovoltaica**", apresentada pelo candidato como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre, em conformidade com a regulamentação em vigor. O Professor Doutor Wesley Pacheco Calixto, Presidente da Comissão, abriu a sessão e apresentou o candidato que discorreu sobre seu trabalho, após o que, foi arguido pelos membros da Comissão na seguinte ordem: Daywes Pinheiro Neto, Raphael de Aquino Gomes, Luiz Eduardo Bento Ribeiro, José Wilson Lima Nerys. A parte pública da sessão foi então encerrada e a Comissão Examinadora reuniu-se em sessão reservada para deliberar. A Comissão julgou então que o candidato, tendo demonstrado conhecimento suficiente, capacidade de sistematização e argumentação sobre o tema de sua Dissertação, foi considerado **aprovado** e deve satisfazer as exigências listadas na Folha de Modificação, em anexo a esta Ata, no prazo máximo de 30 dias, ficando o professor orientador responsável por atestar o cumprimento destas exigências. Os membros da Comissão Examinadora descreveram as justificativas para tal avaliação em suas respectivas Folhas de Avaliação, anexas a esta Ata. Nada mais havendo a tratar, o presidente da Comissão declarou encerrada a sessão. Nos termos do Regulamento Geral dos Cursos de Pós-graduação desta Universidade, a presente Ata foi lavrada, lida e julgada conforme segue assinada pelos membros da Comissão supracitados e pelo candidato. Goiânia, 29 de agosto de 2018.

Comissão Examinadora designada:

 Wesley Pacheco Calixto – Orientador (EMC/UFG)	(Avaliação: <u>Aprovado</u>)
 Daywes Pinheiro Neto (ECA/IFG)	(Avaliação: <u>Aprovado</u>)
 Raphael de Aquino Gomes (EC/IFG)	(Avaliação: <u>Aprovado</u>)
 Luiz Eduardo Bento Ribeiro (EQ/UFG)	(Avaliação: <u>Aprovado</u>)
 José Wilson Lima Nerys (EMC/UFG)	(Avaliação: <u>APROVADO</u>)

Candidato:


José Alberto Gobbes Cararo

“Procure ser uma pessoa de valor, em vez de procurar ser uma pessoa de sucesso. O sucesso é consequência.”

ALBERT EINSTEIN

*A minha mãe Suely, à minha esposa Danyelle e ao meu
filho Henry Vicente. A eles dedico este nosso trabalho.*

AGRADECIMENTOS

A trajetória para a conclusão deste trabalho não se inicia ao ingressar no programa de pós-graduação. Ela é uma caminhada, que de passo em passo vai se tornando realidade ao longo de toda a vida. As escolhas que são feitas neste caminho auxiliam ou dificultam a jornada. Inspiração e transpiração fazem parte dela, alegrias e tristezas também. Mas no final das contas, satisfação é o sentimento que predomina em todas as etapas vencidas. Entretanto, nada disto seria possível sem a ajuda de pessoas especiais, as quais quero muito agradecer.

Primeiramente agradeço à minha amada mãe Suely, por ter sido pai e mãe, amiga e motivadora em toda esta jornada. Agradeço à minha amada esposa Danyelle, mulher incrível, por me compreender, apoiar e estar sempre ao meu lado em todos os momentos. Agradeço ao meu filho recém-nascido Henry Vicente, que é benção em minha vida. Agraço à minha irmã Sara Liz, por cuidar da minha mãe nos momentos em que estive ocupado com este trabalho.

Meus agradecimentos ao NExT (Núcleo de Estudos Experimentais e Tecnológicos) por estar de portas sempre abertas à todos que buscam conhecimento. Agradeço ao meu orientador, colega de trabalho e amigo Prof. Dr. Wesley Pacheco Calixto, pela constante boa vontade em ensinar e por me apresentar novos horizontes na vida acadêmica. Meus agradecimentos ao Prof. Me. Alan Henrique e ao Prof. Me. Márcio Reis pela grande ajuda em momentos críticos na elaboração deste trabalho. Meus agradecimentos à CELG D, na pessoa do Eng. João Caetano, por disponibilizar os dados utilizados neste trabalho. Meus agradecimentos aos professores e funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da UFG. Meus agradecimentos à todos os amigos que me auxiliaram de alguma forma.

Por fim, agradeço a Deus pela oportunidade da vida e por ter colocado pessoas maravilhosas em meu caminho. É com muita alegria que posso afirmar que esta jornada valeu a pena!

RESUMO

Este trabalho apresenta metodologia para adequação de tensão na rede de distribuição de energia elétrica com a inserção de geração distribuída fotovoltaica. São utilizados métodos de otimização determinístico, heurístico e híbrido para encontrar as variáveis: i) posição geográfica, ii) potência de fornecimento e iii) quantidade de geração distribuída fotovoltaica. A principal característica da metodologia é a obtenção da quantidade de unidades de geração distribuída fotovoltaica necessárias para a adequação de tensão da rede elétrica, respeitando a potência de fornecimento de cada unidade de geração. Os resultados indicam melhoria nos níveis de tensão após inserções de unidades de geração distribuída fotovoltaica com parâmetros otimizados para diferentes cenários de transgressão de tensão. A metodologia proposta é eficiente para adequação de tensão através da inserção de geração distribuída fotovoltaica.

Palavras-chave: Geração Distribuída Fotovoltaica, Otimização, Simulação de Sistemas Elétricos de Potência, Adequação de Tensão, Redes Elétricas Inteligentes.

PROCESS OF OPTIMIZATION APPLIED TO THE ADEQUACY OF VOLTAGE USING PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION

ABSTRACT

This work presents methodology for voltage adequacy into electric power distribution network with the insertion of photovoltaic distributed generation. Deterministic, heuristic and hybrid optimization methods are used to find the variables: i) geographical siting, ii) supply power and iii) amount of photovoltaic distributed generation. The main characteristic of the methodology is the obtaining of the amount of photovoltaic distributed generation units necessary for the adequacy of electric network voltage, respecting the supply power of each generation unit. The results indicate improvement in voltage levels after insertion of photovoltaic distributed generation units with optimized parameters for different voltage transgression scenarios. The proposed methodology is efficient for voltage adequacy through the insertion of photovoltaic distributed generation.

Keywords: Photovoltaic Distributed Generation, Optimization, Electric Power Systems Simulation, Voltage Adequacy, Smart Grids.

SUMÁRIO

Pág.

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO 31

CAPÍTULO 2 NORMAS TÉCNICAS DE ATUAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO 35

2.1 Normas Brasileiras 35

2.1.1 Agência Nacional de Energia Elétrica 35

2.1.2 Associação Brasileira de Normas Técnicas 36

2.2 Normas Internacionais 36

2.2.1 Comissão Eletrotécnica Internacional 37

2.2.2 Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos 37

2.2.3 Instituto Nacional Americano de Padronização 38

2.2.4 Organização Internacional para Padronização 38

2.3 Comparação normativa entre países 39

2.4 Transgressão de tensão 39

2.5 Considerações 42

CAPÍTULO 3 MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA 43

3.1 Fluxo de potência 43

3.2 Modelo da rede de distribuição de energia elétrica 44

3.2.1 Alimentação da rede elétrica 44

3.2.2 Linhas aéreas de distribuição de energia 48

3.2.3 Transformadores de distribuição de energia elétrica 51

3.2.4 Cargas 54

3.3 Modelo de geração fotovoltaica 58

3.4 Considerações 60

CAPÍTULO 4 PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO	61
4.1 Sistemas	61
4.2 Modelos como representação dos sistemas	61
4.3 Processo de otimização	62
4.4 Métodos de Otimização	64
4.4.1 Métodos Determinísticos	64
4.4.1.1 Nelder-Mead	65
4.4.2 Métodos Heurísticos	67
4.4.2.1 Método do Recozimento Simulado	67
4.4.2.2 Algoritmo Genético	68
4.5 Hibridização	70
4.6 Simuladores	72
4.7 Considerações	72
CAPÍTULO 5 METODOLOGIA	73
5.1 Adequação de tensão	73
5.2 Modelagem e simulação da rede de distribuição de energia	73
5.3 Mapeamento das transgressões de tensão	80
5.4 Modelagem dos geradores distribuídos fotovoltaicos	80
5.5 Processo de otimização	83
5.6 Algoritmos de inserção de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição	85
5.7 Validação da metodologia	87
5.8 Considerações	88
CAPÍTULO 6 RESULTADOS	89
6.1 Redes de distribuição de energia simuladas	89
6.2 Simulação dos alimentadores da subestação Goiânia Leste	90
6.3 Classificação de tensão	90
6.4 Impacto do posicionamento geográfico dos geradores distribuídos foto- voltaicos	95
6.5 Validação dos modelos propostos	97
6.6 Comparação entre métodos de otimização	113
6.6.1 Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 1	113
6.6.2 Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 2	118
6.6.3 Comparação entre resultados	122
6.7 Comentários	124

CAPÍTULO 7 CONCLUSÃO	127
7.1 Contribuições do Trabalho	128
7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros	129
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	131
GLOSSÁRIO	143

LISTA DE FIGURAS

	<u>Pág.</u>
3.1	Equivalente de Thévenin a partir de <i>três</i> fontes de tensão. 45
3.2	Curto-circuito trifásico. 47
3.3	Linha trifásica à <i>quatro</i> fios representada pelo modelo π 49
3.4	Circuito equivalente do transformador. 51
3.5	Ensaio de curto-circuito. 52
3.6	Ensaio a vazio. 53
3.7	Potência em função da tensão na carga. 58
3.8	Curvas típicas da célula de silício monocristalino: (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$. 59
3.9	Curvas típicas da célula de silício monocristalino: (a) efeito devido a variação de intensidade luminosa e (b) efeito devido a variação da temperatura. 60
4.1	Fluxograma do processo de otimização. 63
4.2	Função multimodal. 63
4.3	Fluxograma do algoritmo genético. 69
4.4	Operador de cruzamento simples. 71
4.5	Operador de mutação gaussiana. 71
5.1	Interface do software <i>OpenDSS</i> 74
5.2	Modelo do sistema fotovoltaico. 81
5.3	Ilustração da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede. 82
5.4	Processo de otimização da inserção de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição de energia elétrica. 85
6.1	Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 01, (b) alimentador 02, (c) alimentador 03, (d) alimentador 04, (e) alimentador 05 e (f) alimentador 06. 91
6.2	Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 07, (b) alimentador 08, (c) alimentador 09, (d) alimentador 10, (e) alimentador 13 e (f) alimentador 14. 92
6.3	Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 15, (b) alimentador 16, (c) alimentador 17, (d) alimentador 19 e (e) alimentador 20. 93
6.4	Alimentador 14: (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão. 94
6.5	Análise 1: Geração distribuída fotovoltaica unitária próximo à subestação. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão. 96
6.6	Análise 2: Geração distribuída fotovoltaica unitária no fim da rede. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão. 97

6.7	Análise 3: Geração distribuída fotovoltaica em posições aleatórias. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.	97
6.8	Dados medidos: (a) corrente e (b) tensão.	98
6.9	Dados simulados: (a) corrente e (b) tensão.	99
6.10	Simulação do primeiro cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.	101
6.11	Simulação do primeiro cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.	102
6.12	Simulação do segundo cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.	102
6.13	Simulação do segundo cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.	103
6.14	Simulação do terceiro cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.	104
6.15	Simulação do terceiro cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.	104
6.16	Primeira simulação do quarto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção	105
6.17	Primeira simulação do quarto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.	106
6.18	Segunda simulação do quarto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.	106
6.19	Segunda simulação do quarto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.	107
6.20	Primeira simulação do quinto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção de GDFV e (b) classificação de tensão após a inserção de GDFV.	108
6.21	Primeira simulação do quinto cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.	109
6.22	Segunda simulação do quinto cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.	110
6.23	Segunda simulação do quinto cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.	110
6.24	Simulação do sexto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.	111
6.25	Simulação do sexto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.	112

6.26	Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 1 do algoritmo de inserção: (a) Nelder-Mead, (b) recozimento simulado (primeira otimização), (c) recozimento simulado (segunda otimização), (d) algoritmo genético e (e) híbrido.	116
6.27	Algoritmo de inserção - Parte 1 : (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.	117
6.28	Algoritmo de inserção - Parte 1 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.	118
6.29	Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 2 do algoritmo de inserção: (a) Nelder-Mead, (b) recozimento simulado (primeira otimização), (c) recozimento simulado (segunda otimização), (d) algoritmo genético e (e) híbrido.	120
6.30	Algoritmo de inserção - Parte 2 : (a) classificação de tensão antes das inserções (b) classificação de tensão após as inserções.	121
6.31	Algoritmo de inserção - Parte 2 : (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.	122

LISTA DE TABELAS

	<u>Pág.</u>
2.1 Síntese dos principais indicadores de qualidade de energia entre diferentes países.	40
2.2 Limites de tensão nominal superior a $1kV$ e inferior a $69kV$	41
2.3 Limites de tensão nominal inferiores a $1kV$	41
2.4 Limites de tensão nominal inferiores a $1kV$ ($380/220V$).	41
5.1 Numeração das fases para os pontos de conexão na barra.	77
5.2 Principais modelos de carga.	78
6.1 Características dos alimentadores da subestação Goiânia Leste.	94
6.2 Classificação de tensão dos nós do alimentador 14 (AL-14).	95
6.3 Impacto do posicionamento geográfico da geração distribuída fotovoltaica no alimentador 14: (a) início da rede, (b) final da rede e (c) <i>dez</i> distribuídas aleatoriamente.	98
6.4 Correntes medidas e simuladas.	99
6.5 Tensões medidas e simuladas.	100
6.6 Comparação entre cenários de validação da Parte 1 e da Parte 2	113
6.7 Algoritmo de inserção - Parte 1 : classificação de tensão dos nós do alimentador 14 após inserções utilizando o método híbrido.	117
6.8 Algoritmo de inserção - Parte 2 : classificação de tensão dos nós do alimentador 14 após inserções utilizando método heurístico algoritmo genético.	121
6.9 Síntese da comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 1 e a Parte 2	123

LISTA DE SÍMBOLOS

α	– Ângulo da corrente nodal
β	– Operador de contração
γ	– Operador de expansão
δ	– Quantidade de dimensões da região \mathbb{R}
ΔE	– Variação de energia
$\Delta \dot{V}_0$	– Tensão de sequência zero
$\Delta \dot{V}_1$	– Tensão de sequência positiva
$\Delta \dot{V}_2$	– Tensão de sequência negativa
$\Delta \dot{V}_i$	– Fasores das tensões entre os terminais das impedâncias
Δx	– Vizinhança de x
η	– Tolerância do erro
ζ	– Operador de reflexão
θ	– Ângulo da tensão nodal
θ_k, θ_m	– Ângulos das tensões nas barras terminais do ramo $k - m$
κ	– Número de restrições limite do problema de otimização
μ_0	– Permeabilidade magnética do vácuo
σ	– Desvio padrão
ρ	– Resistividade do solo
\mathbb{R}	– Região que contém o poliedro utilizado no método de Nelder-Mead
φ_{oc}	– Ângulo de \bar{Y}_{oc}
φ_{sc}	– Ângulo de \bar{Z}_{sc}
Φ_k	– Conjunto das barras vizinhas à barra k
ϕ	– Variável de decisão probabilística binária
χ	– Solução gerada na iteração corrente
χ^*	– Melhor solução encontrada
ψ	– Ângulo da potência complexa
ω	– Frequência angular da rede
Ω	– Espaço de busca correspondente ao conjunto das possíveis soluções do problema de otimização
\mathbb{Z}_+^*	– Conjunto dos números inteiros não negativos e não nulos
a	– Relação de transformação do transformador
A	– Área útil do módulo fotovoltaico
b_k^{sh}	– Susceptância <i>shunt</i> conectada à barra k
B_m	– Susceptância que representa a magnetização do núcleo do transformador
B_{oc}	– Susceptância de circuito aberto do transformador
BT	– Baixa Tensão
$c_{11}, c_{12}, c_{13}, c_{1n},$	– Cromossomos dos indivíduos
$c_{21}, c_{22}, c_{23}, c_{2n},$	
$c_{m1}, c_{m2}, c_{m3}, c_{mn}$	

$C_{AA}, C_{BB}, C_{CC}, C_{NN}$	–	Capacitâncias próprias
$C_{AB}, C_{AC}, C_{AN}, C_{BC},$ C_{BN}, C_{CN}	–	Capacitâncias mútuas
D_{ij}	–	Distância entre os condutores i e j
E_1	–	Tensão induzida no primário do transformador
E_2	–	Tensão induzida no secundário do transformador
$E_{2_{sc}}$	–	Tensão de curto-circuito induzida do secundário do transformador
$E_{e_{base}}$	–	Máxima irradiância para o dia selecionado
$E_e(t_0)$	–	Fator de correção da irradiância no instante t_0
\dot{E}_A	–	Fasor de tensão da fase A
\dot{E}_B	–	Fasor de tensão da fase B
\dot{E}_C	–	Fasor de tensão da fase C
\dot{E}_{AB}	–	Fasor de tensão entre a fase A e a fase B
f	–	Frequência da rede
$f(x)$	–	Função de avaliação
G_1, G_2, G_3, G_n	–	Genes dos indivíduos
$g_i(x)$	–	Restrições de desigualdade
G_c	–	Condutância que representa as perdas no núcleo do transformador por histerese e Foucault
G_{oc}	–	Condutância de circuito aberto do transformador
$h_j(x)$	–	Restrições de igualdade
H	–	Eficiência do sistema fotovoltaico
$H(P_{ca}(t))$	–	Eficiência do inversor de frequência
\dot{I}_0	–	Fasor de corrente de sequência zero
\dot{I}_1	–	Fasor de corrente de sequência positiva
\dot{I}_2	–	Fasor de corrente de sequência negativa
i_1	–	Corrente do primário do transformador
i_2	–	Corrente do secundário do transformador
\dot{I}_{1n}	–	Corrente nominal do primário do transformador
\dot{I}_{2n}	–	Corrente nominal do secundário do transformador
$\dot{I}_{1_{oc}}$	–	Corrente a vazio do primário do transformador
$\dot{I}_{2_{oc}}$	–	Corrente a vazio do secundário do transformador
I	–	Corrente elétrica
\dot{I}	–	Fasor de corrente elétrica
I_c	–	Potência luminosa incidente
\dot{I}_A	–	Fasores de corrente na fase A
\dot{I}_B	–	Fasores de corrente na fase B
\dot{I}_C	–	Fasores de corrente na fase C
$I_{max_{cond}}$	–	Corrente máxima do condutor
I_{mp}	–	Corrente de máxima potência
$I_{nd1}, I_{nd2}, I_{ndm}$	–	Indivíduos da população

I_n	– Corrente nominal
I_{sc}	– Corrente de curto-circuito
\dot{I}_{SC}	– Fasor de corrente de curto-circuito
\dot{I}_{SC1}	– Fasor de corrente de curto-circuito monofásico
\dot{I}_{SC3}	– Fasor de corrente de curto-circuito trifásico
k	– Barra da rede elétrica
K_{Ia}	– Coeficiente que define o quanto de P da carga é utilizado pelo modelo de corrente constante
K_{Pa}	– Coeficiente que define o quanto de P da carga é utilizado pelo modelo de potência constante
K_{Za}	– Coeficiente que define o quanto de P da carga é utilizado pelo modelo de impedância constante
K_{Ir}	– Coeficiente que define o quanto de Q da carga é utilizado pelo modelo de corrente constante
K_{Pr}	– Coeficiente que define o quanto de Q da carga é utilizado pelo modelo de potência constante
K_{Zr}	– Coeficiente que define o quanto de Q da carga é utilizado pelo modelo de impedância constante
L_m	– Indutância de magnetização
L_s	– Indutância de dispersão
MT	– Média Tensão
n	– Tamanho de \vec{x}
n_{max}	– Número máximo de pontos em dada temperatura
N_1	– Número de espiras do primário do transformador
N_2	– Número de espiras do secundário do transformador
NB	– Número de barras da rede
N_C	– Total de UC com DRC
N_L	– Total de UC medidas
N_{LC}	– Maior valor, entre as fases, do número de leituras situadas na faixa crítica
N_{LP}	– Maior valor, entre as fases, do número de leituras situadas na faixa precária
N_T	– Número de pontos em dada temperatura
p	– Número real, entre 0 e 1, gerado aleatoriamente
pu	– Sistema por unidade
pos	– Posição geográfica da GDFV
pot	– Potência de fornecimento da GDFV
pot_{max}	– Potência de fornecimento máxima admissível para a GDFV
P	– Potência ativa
PF	– Fator de Potência
PQ	– Barras de Carga
PV	– Barras de Geração

P_{cc}	– Potência contínua de saída do painel fotovoltaico
P_{ca}	– Potência alternada de saída fornecida pelo sistema fotovoltaico
P_k	– Geração líquida de potência ativa
P_{km}	– Fluxo de potência ativa no ramo $k - m$
P_m	– Potência máxima
P_{mpp}	– Potência nominal no ponto de máxima potência
$P_{mpp}(T(t_0))$	– Fator de correção da P_{mpp} em função de T no instante t_0
P_n	– Potência ativa nominal
P_{sc}	– Perda no cobre do transformador
P_{oc}	– Perda no ferro do transformador
qtd	– Quantidade de GDFV
qtd_{barras}	– Quantidade total de barras da rede de distribuição
qtd_{max}	– Quantidade máxima de GDFV que pode ser inserida na rede
qtd_{min}	– Quantidade mínima de GDFV que pode ser inserida na rede
Q	– Potência reativa
Q_k	– Injeção líquida de potência reativa
Q_{km}	– Fluxo de potência reativa no ramo $k - m$
Q_k^{sh}	– Componente da injeção de potência reativa devida ao elemento <i>shunt</i> da barra k
Q_n	– Potência reativa nominal
r	– Quantidade de restrições de desigualdade
r_{eqi}	– Raio médio geométrico do condutor i
\bar{R}_g	– Resistência de Carson
R_{sc}	– Resistência de curto-circuito do transformador
R_1	– Resistência elétrica do primário do transformador
R_2	– Resistência elétrica do secundário do transformador
R	– Matriz de resistência
$R_{AA}, R_{BB}, R_{CC}, R_{NN}$	– Resistências próprias
$R_{AB}, R_{AC}, R_{AN}, R_{BA}, R_{BC}, R_{BN}, R_{CA}, R_{CB}, R_{CN}, R_{NA}, R_{NB}, R_{NC}$	– Resistências mútuas
s	– Quantidade de restrições de igualdade
Si	– Elemento Silício
S_n	– Potência aparente nominal
\bar{S}	– Potência aparente
\bar{S}_{SC}	– Potência complexa de curto-circuito
\bar{S}_{SC1}	– Potência complexa de curto-circuito monofásico
\bar{S}_{SC3}	– Potência complexa de curto-circuito trifásico
$trgA$	– Transgressões na fase A
$trgB$	– Transgressões na fase B

$trgC$	– Transgressões na fase C
T	– Temperatura corrente
T_0	– Temperatura inicial
T_A	– Tensão de atendimento
T_L	– Tensão de leitura
T_N	– Tensão nominal
T_R	– Tensão de referência
$V\theta$	– Barra oscilante
V_1	– Tensão do primário do transformador
V_2	– Tensão do secundário do transformador
V_{1sc}	– Tensão de curto-circuito do primário do transformador
V_{1oc}	– Tensão a vazio do primário do transformador
V_{2n}	– Tensão nominal do secundário do transformador
V	– Tensão elétrica
V_{cc}	– Tensão contínua
\dot{V}	– Fasor de tensão
V_k, V_m	– Magnitudes das tensões nas barras terminais do ramo $k - m$
V_{max}	– Tensão máxima
V_{min}	– Tensão mínima
V_{oc}	– Tensão de circuito aberto
V_{mp}	– Tensão de máxima potência
\dot{V}_n	– Fasor de tensão nominal
x	– Variável de decisão a ser otimizada
\vec{x}	– Vetor com as variáveis a serem otimizadas
\bar{x}	– Centroide de x
X_1	– Reatância de dispersão do primário do transformador
X_2	– Reatância de dispersão do secundário do transformador
\bar{X}_g	– Reatância de Carson
X_{sc}	– Reatância de curto-circuito do transformador
X	– Matriz de reatância
$X_{AA}, X_{BB}, X_{CC}, X_{NN}$	– Reatâncias próprias
$X_{AB}, X_{AC}, X_{AN}, X_{BA},$ $X_{BC}, X_{BN}, X_{CA}, X_{CB},$ $X_{CN}, X_{NA}, X_{NB}, X_{NC}$	– Reatâncias mútuas
Wp	– Watt pico
\bar{Y}_{oc}	– Admitância complexa de circuito aberto do transformador
Y_{prim}	– Matriz de admitância primitiva
Z_0	– Impedância de sequência zero
Z_1	– Impedância de sequência positiva
Z_2	– Impedância de sequência negativa
\bar{Z}	– Impedâncias complexas

\bar{Z}_{oc}	– Impedância de circuito-aberto
\bar{Z}_{sc}	– Impedância de curto-circuito
\bar{Z}_g	– Impedância de Carson
$\bar{Z}_p, \bar{Z}_{AA}, \bar{Z}_{BB}, \bar{Z}_{CC}, \bar{Z}_{NN}$	– Impedâncias próprias
Z_n	– Impedância nominal
$\bar{Z}_m, \bar{Z}_{AB}, \bar{Z}_{AC}, \bar{Z}_{AN}, \bar{Z}_{BA},$ $\bar{Z}_{BC}, \bar{Z}_{BN}, \bar{Z}_{CA}, \bar{Z}_{CB}, \bar{Z}_{CN},$ $\bar{Z}_{NA}, \bar{Z}_{NB}, \bar{Z}_{NC}$	– Impedâncias mútuas

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AG	–	Algoritmo Genético
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	–	American National Standards Institute
BT	–	Baixa Tensão
CCEE	–	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CENELEC	–	European Committee for Electrotechnical Standardization
COM	–	Component Object Model
DRC	–	Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica
DRP	–	Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária
DLL	–	Dynamic-Link Library
EPRI	–	Electric Power Research Institute
EMC	–	Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação
EU	–	União Europeia
FP	–	Fator de Potência
GD	–	Geração Distribuída
GDFV	–	Geração Distribuída Fotovoltaica
GUI	–	Graphical User Interface
ICC	–	Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica
IEC	–	International Electrotechnical Commission
IEEE	–	Institute of Electrical and Electronic Engineers
ISO	–	International Organization for Standardization
JIS	–	Japanese Industry Standard
MA	–	Massa de Ar
MT	–	Média Tensão
NER	–	National Electricity Regulator
ONS	–	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>OpenDSS</i>	–	Open Distribution System Simulator
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição
QEE	–	Qualidade da Energia Elétrica
SE	–	Subestação
UC	–	Unidade Consumidora
UTM	–	Universal Transversa de Mercator
ZIP	–	Modelo de carga com parcelas de impedância (Z), corrente (I) e potência (P) constantes

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica é motivo de preocupação para o setor elétrico brasileiro (HUNT et al., 2018). Com a crescente demanda, ocorre maior necessidade de manutenção, onde assegurar níveis adequados de tensão torna-se desafio para as concessionárias de energia. Níveis precários e críticos de tensão geram prejuízos às concessionárias devido as compensações financeiras pagas aos consumidores, como resultado da má qualidade da energia distribuída (ANEEL, 2018). É necessário a busca por novas fontes de energia sustentável para suprir a demanda e se possível, resolver o problema das oscilações nos níveis de tensão. Segundo Tiba et al. (2000), o potencial energético fotovoltaico brasileiro é elevado e a inserção de múltiplas gerações distribuídas fotovoltaicas na rede de forma otimizada é eficiente e sustentável, tendo em vista a adequação dos níveis de tensão (MIRANDA et al., 2015; ACHARYA et al., 2006).

Falcao (2014) afirma que as redes elétricas atuais estão defasadas perante o desenvolvimento tecnológico, sendo baseadas em tecnologias de até meio século atrás. A atualização tecnológica neste setor é necessária. É neste contexto que surge o termo redes elétricas inteligentes (*smart grids*), que são redes capazes de integrar tecnologia da informação, telecomunicações, sensoriamento e automação (KIM et al., 2014; ALBAGLI et al., 2016). O intuito das redes elétricas inteligentes é melhorar a qualidade da energia distribuída, a confiabilidade e atender a crescente demanda, além de pautar, não apenas a geração centralizada, mas também a geração distribuída (GD), através do uso de fontes renováveis (AMIN; WOLLENBERG, 2005; HOWELL et al., 2017).

Ackermann et al. (2001) sugerem que geração distribuída é o termo a ser utilizado em mercados de energia elétrica, onde a fonte de energia está conectada diretamente à rede de distribuição ou ao medidor instalado no consumidor. Além disto, é sugerido sua divisão em diferentes categorias: i) micro, ii) pequena, iii) média e iv) grande, conforme faixa de potência de fornecimento. Alguns fatores são considerados irrelevantes para a definição, tais como: i) área de entrega de energia, ii) tecnologia empregada, iii) impacto ambiental acarretado, iv) normativa de operação, v) nível de penetração, dentre outros (SEVERINO, 2008).

O Brasil possui intensos níveis de irradiação solar diária, sendo em alguns estados comparados com regiões desérticas (TIBA et al., 2000). Isto faz com que o potencial

de implementação para geração distribuída no Brasil por meio da instalação de painéis fotovoltaicos seja elevado. Cresesb (2004) afirma que este potencial ainda é mal aproveitado, não apenas no Brasil, mas em diversos países, com estimativas que a energia solar incidente sobre a terra é de aproximadamente *dez* mil vezes o consumo da energia mundial.

Segundo Smith et al. (2011), o local onde as células fotovoltaicas estão inseridas na rede elétrica provocam diferentes impactos no sistema. Uma unidade de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) trifásica de $1MW$ localizada no início da rede, próximo à subestação, tem impacto diferente quando comparada a outra GDFV de mesma potência localizada no final da rede. Do mesmo modo, caso a mesma potência de $1MW$ seja distribuída em várias GDFV monofásicas ao longo de toda a rede, o impacto será outro.

Acharya et al. (2006) apresentam abordagem sobre a inserção de GD com posições geográficas e valores de potências de fornecimento otimizadas de forma analítica baseada na equação de perdas. Segundo os autores, a posição geográfica e a potências de fornecimento da GD é fator crucial para a redução das perdas. Os autores desenvolvem algoritmo para encontrar as posições geográficas e potências de fornecimento otimizadas, entretanto, a abordagem é baseada na inserção de apenas *uma* GD, concluindo que devido as inúmeras restrições, nem sempre é possível encontrar o melhor local de inserção.

A fim de diminuir perdas elétricas, Hung et al. (2010) propõem método que calcula a potência de fornecimento e o fator de potência de *quatro* tipos de GD: i) que fornecem apenas potência ativa, ii) que fornecem apenas potência reativa, iii) que fornecem potência ativa e reativa e iv) as capazes de fornecer potência ativa e consumir potência reativa. Tal abordagem considera a inserção de apenas *uma* GD. Posteriormente, Hung e Mithulananthan (2013) passam a considerar a inserção de múltiplas GD, com o intuito de alcançar a máxima redução de perdas em redes elétricas de larga escala, utilizando método analítico.

Prakash e Khatod (2016) abordam sobre diferentes técnicas de inserção de GD com posições geográficas e potências de fornecimento otimizadas. Segundo os autores, inserções otimizadas trazem inúmeros benefícios ao sistema: i) diminuição das perdas, ii) melhoria do perfil de carga, iii) aumento da capacidade de carregamento, confiabilidade, estabilidade e segurança da rede e iv) melhoria na regulação de tensão, qualidade da energia e fator de potência. Os impactos da inserção de GD são divididos em *três* categorias: i) impactos ambientais, ii) impactos econômicos e iii)

impactos técnicos (HADJSAID et al., 1999; EL-KHATTAM; SALAMA, 2004; GÖZEL; HOCAOGLU, 2009; KOTAMARTY et al., 2008).

As técnicas de inserção de GD podem ser categorizadas em *cinco* grupos: i) técnicas analíticas, ii) técnicas de otimizações clássicas, iii) técnicas de inteligência artificial, iv) técnicas diversificadas e v) técnicas para aplicações futuras. É aconselhável a utilização de *duas* ou mais técnicas de forma simultânea para sistemas complexos (PRAKASH; KHATOD, 2016; SINGH et al., 2015; VIRAL; KHATOD, 2012).

Sultana et al. (2016) apresentam tendências sobre inserção de geração distribuída nos últimos *dez* anos. São abordadas diferentes formas de modelagem matemática: i) aprimoramento da estabilidade de tensão, ii) melhoria do perfil de tensão e iii) redução de perdas elétricas. Cada tendência com diferentes restrições em otimização: i) limite de tensão na barra, ii) capacidade máxima da GD e iii) limites de corrente e potência reativa da GD. Cada tendência e cada restrição com diferentes parâmetros de otimização: i) otimização da potência de fornecimento da GD, ii) otimização da posição geográfica, iii) otimização do tipo de GD e iv) otimização da quantidade de GD. A otimização é realizada considerando diferentes comportamentos de curvas de carga em cada classe de consumidor conectado à rede de distribuição.

Os estudos de Sultana et al. (2016) concluem que a metodologia a ser utilizada em problemas no planejamento do sistema de distribuição de energia elétrica, ainda é questão em aberto para a comunidade científica (ALONSO; AMARIS, 2009; HUNG; MITHULANANTHAN, 2014; VARESI, 2011; AYODELE et al., 2015; JUANUWATTANA-KUL; MASOUM, 2012; HARRISON et al., 2007).

Sultana et al. (2016) afirmam que a inserção ótima da geração distribuída é *uma* das melhores formas de fortalecimento da eficiência do sistema elétrico, permitindo assegurar o sistema contra eventos indesejados e possibilitando o operador trabalhar de forma não centralizada. De acordo com World Bank (2015), o índice de perdas em transmissão e distribuição do sistema elétrico brasileiro é de 17,08%, índice elevado se comparado a países como a China com 5,81%, Estados Unidos com 6,29% e Alemanha com 3,94%.

A produção de energia não centralizada é ação eficaz para a redução da emissão de gases que causam o efeito estufa (INEE, 2010). A geração distribuída tem várias vantagens se comparado à geração centralizada, por exemplo: i) redução de perdas, ii) redução do impacto ambiental, iii) aumento da capacidade do sistema, dentre outras (CHIRADEJA; RAMAKUMAR, 2004; BAYOD-RÚJULA, 2009; ZANGIABADI et al., 2011;

SOROUDI; EHSAN, 2010). Além disto, de acordo com Hemdan e Michael (2011) a inserção de GD na rede de distribuição pode maximizar o seu carregamento, mantendo os níveis de tensão aceitáveis.

Vários trabalhos dispõem resultados com o intuito de melhorar a eficiência da rede de distribuição e outros parâmetros. No entanto, o diferencial da metodologia proposta neste trabalho é otimizar: i) a posição geográfica da geração fotovoltaica, ii) a potência de fornecimento por unidade de geração fotovoltaica e iii) a quantidade de unidades de geração fotovoltaica. A otimização proposta, leva em consideração a adequação dos níveis de tensão na rede de distribuição, justificando assim este trabalho. Desta forma, tem-se como hipótese principal: se o fornecimento de potência ativa por meio de geração distribuída fotovoltaica interferir nos níveis de tensão dos nós do circuito, então, é possível reduzir os níveis das transgressões de tensão em redes de distribuição de energia elétrica através da inserção de múltiplas GDFV com dimensionamento, posicionamento e quantitativo otimizado.

O objetivo principal deste trabalho é o desenvolvimento de algoritmo de inserção de GDFV de forma otimizada, capaz de diminuir os níveis de transgressões de tensão na rede de distribuição de energia elétrica. Ainda como objetivo tem-se: i) simular sistema real de distribuição de energia, ii) obter a melhor geometria do circuito e iii) analisar as transgressões de tensão utilizando a norma nacional Aneel (2018).

Os resultados deste trabalho contribuem para o desenvolvimento do projeto de P&D 423/2016, intitulado: Metodologia de análise e adequação da rede de distribuição quanto às violações de tensão previstas no PRODIST - ANEEL, desenvolvido para a concessionária de distribuição de energia elétrica CELG D.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta algumas normas nacionais e internacionais que regulamentam o setor elétrico. O Capítulo 3 apresenta definições e a modelagem da rede de distribuição de energia e geradores fotovoltaicos. O Capítulo 4 descreve o processo de otimização e as partes que o compõe. O Capítulo 5 apresenta o desenvolvimento da metodologia do trabalho. No Capítulo 6 são apresentados os resultados, em forma de estudos de casos e por fim, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

NORMAS TÉCNICAS DE ATUAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO

Neste capítulo são apresentadas normas nacionais e internacionais, com atuação no setor elétrico e relacionadas a distribuição de energia elétrica e a geração distribuída. Ademais, é realizada comparação normativa entre alguns países, enfatizando a transgressão de tensão em redes de distribuição de energia.

2.1 Normas Brasileiras

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), produz em 2005 o compêndio sobre as normas que regem o setor elétrico brasileiro (CCEE, 2009). Neste compêndio contêm Leis, Decretos, Resoluções Normativas e Homologatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resoluções do Conselho Nacional da Política Energética, Portarias do Ministério de Minas e Energia entre outros. Dentre vários documentos, se tratando de geração distribuída, dá-se destaque para as normas: i) procedimentos de distribuição (PRODIST) da ANEEL, ii) ANEEL 482/2012, iii) ABNT NBR IEC 61000-4-30 e iv) ABNT NBR 5460 (ANEEL, 2016; ANEEL, 2012; IEC, 2015; ABNT, 1992).

2.1.1 Agência Nacional de Energia Elétrica

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) atua na distribuição de energia elétrica através do PRODIST, que são documentos para normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Estes são divididos em módulos com os temas: i) planejamento da expansão do sistema de distribuição, ii) acesso ao sistema de distribuição, iii) procedimentos operativos do sistema de distribuição, iv) sistemas de medição, v) informações requeridas e obrigações, vi) cálculo de perdas na distribuição, vii) qualidade da energia elétrica, viii) ressarcimento de danos elétricos, ix) sistema de informação geográfica regulatório e x) fatura de energia elétrica e informações suplementares (ANEEL, 2016).

A regulamentação da qualidade do produto nas redes de distribuição encontra-se disponível nos módulo 3 e módulo 8 do PRODIST. O módulo 3 estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição, abrangendo conexão e uso, definindo os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto e é aplicável a todos os que estão conectados ao sistema (ANEEL, 2017). O módulo 8 aborda tanto a qualidade do produto quanto a qualidade do serviço. Para a qualidade do produto são definidos:

i) terminologia, ii) fenômenos, iii) parâmetros e iv) valores de referência relativos à conformidade de tensão. Para a qualidade dos serviços prestados é desenvolvido metodologia de apuração dos indicadores de continuidade, tempo de atendimento de ocorrências e outros (ANEEL, 2018; ANEEL, 2017).

A Resolução Normativa ANEEL 482/2012 regulamenta a geração de energia elétrica pelo próprio consumidor utilizando fontes renováveis ou cogeração qualificada, através da micro e minigeração distribuída de energia elétrica, com a possibilidade de fornecer o excedente para a rede de distribuição (ANEEL, 2012). De acordo com Aneel (2012), microgeração e minigeração distribuída são definidas como centrais geradoras de energia conectadas à rede de distribuição através das unidades consumidoras, com potência instalada $\leq 75kW$ para microgeração e $> 75kW$ e $\leq 5MW$ para minigeração.

2.1.2 Associação Brasileira de Normas Técnicas

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) é o órgão de normalização técnica brasileira fundada em 1940, representando a Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission – IEC*) no Brasil (ABNT, 2015). A ABNT tem em seu escopo várias normas técnicas relacionadas a distribuição de energia elétrica, onde dá-se ênfase a duas: i) ABNT NBR IEC 61000-4-30, tradução da IEC 61000-4-30 que define os métodos para medição e interpretação dos resultados de parâmetros da qualidade da energia elétrica, em sistemas de alimentação com corrente alternada a $50Hz$ e $60Hz$ e ii) ABNT NBR 5460 que regulamenta os sistemas elétricos de potência (ABNT, 1992; IEC, 2015; ABNT, 2011; FAU, 2014).

2.2 Normas Internacionais

O setor elétrico brasileiro tem passado por mudanças normativas e regulatórias e o principal fator é a adequação das normas brasileiras às normas internacionais. A adoção das práticas internacionais, com relação a geração distribuída, é realizada principalmente por: i) Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC), ii) Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE*), iii) Instituto Nacional Americano de Padronização (*American National Standards Institute – ANSI*) e iv) Organização Internacional para Padronização (*International Organization for Standardization – ISO*). Destas instituições destacam-se as normativas: i) IEC 61000, ii) IEC 62446-1, iii) IEEE 1159, iv) IEEE Std 1547, v) ANSI C84.1, vi) ISO ICS 29.240.01 entre outras (IEC, 2016; IEEE STD., 2009; IEEE STD., 2003; ANSI, 2016).

2.2.1 Comissão Eletrotécnica Internacional

A Comissão Eletrotécnica Internacional (IEC) é organização mundial de normatização na área elétrica e eletrônica. Através dos diversos documentos IEC 61000, intitulados compatibilidade eletromagnética, são realizadas recomendações relacionadas aos indicadores de qualidade de energia, de forma a manter os padrões de fornecimento de energia elétrica em redes de distribuição. Dentre os diversos documentos IEC 61000 destacam: i) IEC 61000-3-3 que regulamenta, define e normatiza as flutuações e variações de tensão em redes de distribuição, ii) IEC TR 61000-3-13 que regulamenta, define e normatiza os requisitos para a conexão de instalações desequilibradas em redes elétricas de média, alta e extra alta tensão e iii) IEC 61000-4-30 que define métodos para a medição dos indicadores de qualidade da energia entre outros (IEC, 2017a; IEC, 2013; IEC, 2008; IEC, 2015; FAU, 2014).

Com relação a geração distribuída fotovoltaica, destacam algumas normas IEC: i) IEC 60364-7-712 intitulada instalações elétricas de baixa tensão, parte 7-712: requisitos para instalações especiais ou locais de sistemas fotovoltaicos, ii) a IEC 62446 intitulada sistemas fotovoltaicos conectados à rede: requisitos mínimos para documentação do sistema, testes de comissionamento e inspeção, iii) IEC 61724 intitulada monitoramento do desempenho do sistema fotovoltaico: diretrizes para medição, troca e análise de dados e iv) IEC 61727 intitulada sistemas fotovoltaicos: características da interface de utilidade dentre outras (LIMA, 2014; IEC, 2017b; IEC, 2009; IEC, 1998; IEC, 2004).

2.2.2 Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) atua no desenvolvimento de padrões e normas. As normas IEEE sobre qualidade da energia são referência, fornecendo conhecimentos práticos e teóricos sobre o assunto, como exemplo tem-se: i) IEEE 519 que é utilizada como guia nos projetos de sistemas de energia com cargas não lineares, ii) IEEE 1159 que oferece procedimento referente aos distúrbios do sistema de energia e suas causas, iii) IEEE 141 que trata sobre diversos parâmetros de tensão em sistemas de distribuição e iv) IEEE 1564 que é guia para o cálculo dos índices de tensão aplicado a sistemas elétricos de potência entre outras (IEEE STD., 2014b; IEEE STD., 2009; IEEE STD., 1993; IEEE STD., 2014a).

O IEEE descreve sobre a geração distribuída, tendo como exemplo: i) IEEE Std 1547 intitulada padrão IEEE para interconexão de GD com sistemas de energia elétrica, ii) IEEE Std 929 intitulada recomendações práticas IEEE para interface

de uso dos sistemas fotovoltaicos e iii) IEEE Std 2030 intitulada guia IEEE para interoperabilidade de redes inteligentes entre tecnologia de energia e operação da tecnologia da informação com o sistema de energia elétrica, aplicações de uso final e cargas entre outras (IEEE STD., 2003; IEEE STD., 2000; IEEE STD., 2011; LIMA, 2014).

2.2.3 Instituto Nacional Americano de Padronização

O Instituto Nacional Americano de Padronização (ANSI) foi fundado em 1918 por cinco sociedades de engenharia e três órgãos governamentais. Responsável pela supervisão da criação, promulgação e uso de diversas normas em vários setores, desde a produção de produtos lácteos até a normatização da distribuição de energia elétrica. Tem seus padrões utilizados em diversas partes do globo, atuando também na acreditação de organizações que determinam conformidades de padrões (ANSI, 2017; FAU, 2014).

No contexto da distribuição de energia, destaca-se a ANSI C84.1, revisada em 2016 e intitulada sistemas e equipamentos de energia elétrica: classificações de tensão para 60Hz, onde encontra-se valores nominais de tensão e tolerâncias operacionais para sistemas de 100V a 1200kV, com classificações de tensão divididas em tensão de serviço e tensão de utilização (ANSI, 2016).

2.2.4 Organização Internacional para Padronização

A Organização Internacional para Padronização (ISO) é organização não governamental de padronização e normatização criada em 1947 que tem como objetivo aprovar normas internacionais em diversos campos técnicos, sendo composta por 164 organismos nacionais de normalização. No que se refere a normatização na área elétrica, as normas IEC são mais utilizadas que as ISO, entretanto, pode-se encontrar diversas normas ISO no contexto elétrico (ISO, 2015a; ISO, 2012).

Como exemplo de normas ISO têm: i) ISO ICS 29.020 que define temas relacionados à engenharia elétrica em geral, como níveis de tensão, terminologias, documentos sobre questões elétricas entre outros, ii) ISO ICS 29.240.01 e a ISO ICS 29.240.20 que definem questões relacionadas às redes de transmissão e distribuição de energia e iii) ISO ICS 29.240.99 que trata sobre equipamentos relacionados às redes de transmissão e distribuição de energia entre outras (ISO, 2015b; ISO, 2015c; ISO, 2015d; ISO, 2015e; ISO, 2015a).

2.3 Comparação normativa entre países

No Brasil, destaca-se o módulo 8 do PRODIST como principal legislação adotada na aferição da qualidade do produto e do serviço de distribuição de energia elétrica. A regulamentação da energia elétrica nos Estados Unidos é realizada conforme as normas IEEE 519, IEEE 1453, IEEE 1159 e ANSI C84.1, todas fazendo correspondência às diversas normas IEC 61000. No Canadá, cada concessionária de energia elétrica pertencente a determinada província tem autonomia para estabelecer suas próprias regras, por exemplo, as normas: CAN/CSA - C61000 e IEEE Std. 519, além de normativas das concessionárias locais. A norma CSA adota normas das séries IEC 1000 como regulamentação de abrangência nacional (IEEE STD., 2014b; IEEE STD., 2015; IEEE STD., 2009; ANSI, 2016; FAU, 2014).

A Europa tem como órgãos normatizadores na área elétrica o Comitê Europeu de Padronização Eletrotécnica (*European Committee for Electrotechnical Standardization* – Cenelec) e a IEC, e utilizam como normativa de qualidade de energia a nível de distribuição a norma Cenelec EN 50160 - 2010. A África do Sul utiliza como norma regulamentadora a NRS 048, elaborada pelo órgão Regulador Nacional de Eletricidade (*National Electricity Regulator* – NER), formado por representantes da indústria de fornecimento de eletricidade da África do Sul, com fundamentação nas normas IEC, Cenelec e IEEE, aprovada em 1996 e atualizada em 2003. O Japão utiliza como regulamentação de energia elétrica as normas JIS C 61000, que são adaptações realizadas pela Padronização Industrial Japonesa (*Japanese Industrial Standardization* – JIS) das correspondentes normas IEC (CENELEC, 2010; NRS, 2003; FAU, 2014).

A Tabela 2.1, adaptada de FAU (2014), dispõe a síntese com os principais indicadores abordados em cada norma entre diferentes países, onde cada indicador corresponde a: 1) tensão em regime permanente, 2) variações de frequência, 3) distorção harmônica individual de tensão, 4) distorção harmônica total de tensão, 5) distorção harmônica individual de corrente, 6) distorção harmônica total de corrente, 7) desequilíbrios de tensão, 8) flutuação de tensão, 9) variações de tensão de curta duração e 10) penalizações sob violação.

2.4 Transgressão de tensão

O módulo 8 do PRODIST apresenta os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica (QEE) brasileira em termos da qualidade do produto e do serviço. A terminologia, os fenômenos, os parâmetros e valores de referência relativos à confor-

Tabela 2.1 - Síntese dos principais indicadores de qualidade de energia entre diferentes países.

Indicador	Brasil	USA	Canadá	Europa	África do Sul	Japão
1	X		X	X	X	
2	X			X	X	
3	X	X	X	X	X	X
4	X	X	X	X	X	X
5		X	X			
6		X				
7	X	X	X	X	X	
8	X	X	X	X	X	
9	X		X	X	X	
10			X		X	

midade de tensão em regime permanente são definidos neste módulo, possibilitando a ANEEL a fixação dos padrões para os indicadores da QEE. Este módulo abrange: i) consumidores de todas as classes de tensão, ii) produtores, transmissores e distribuidores de energia, iii) importadores e exportadores de energia e iv) o Operador Nacional do Sistema (ONS) (ANEEL, 2018).

A tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, de forma a manter dentro dos padrões adequados. Os níveis de tensão em regime permanente são estabelecidos em limites **adequados**, **precários** e **críticos**, de acordo com a diferença entre a tensão de leitura e a tensão de referência (ANEEL, 2018). A Aneel (2018) define o termo conformidade de tensão elétrica como a comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, com os níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos.

As Tabela 2.2 e Tabela 2.3, adaptadas de Aneel (2018), indicam quais faixas de variação de tensão definem cada perfil de tensão de atendimento T_A , sendo T_L a tensão de leitura [V], T_R a tensão de referência e T_N a tensão nominal. A Tabela 2.4, adaptada de Aneel (2018), dispõe a aplicação da Tabela 2.3 para consumidores de 380/220V.

Alguns indicadores informam a existência de transgressão de tensão divididos em: i) individuais, por unidade consumidora (UC) e ii) coletivos, por conjunto de UC. Em ambas situações, o conjunto de leitura realizada deve ser igual a 1008 leituras válidas compreendidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada (ANEEL, 2018).

Tabela 2.2 - Limites de tensão nominal superior a $1kV$ e inferior a $69kV$.

T_A	$T_L \times T_R$
Adequada	$0,93 T_R \leq T_L \leq 1,05 T_R$
Precária	$0,90 T_R \leq T_L < 0,93 T_R$
Crítica	$T_L < 0,90 T_R$ ou $T_L > 1,05 T_R$

Tabela 2.3 - Limites de tensão nominal inferiores a $1kV$.

T_A	$T_L \times T_N$
Adequada	$0,92 T_N \leq T_L \leq 1,05 T_N$
Precária	$0,87 T_N \leq T_L < 0,92 T_N$ ou $1,05 T_N < T_L \leq 1,06 T_N$
Crítica	$T_L < 0,87 T_N$ ou $T_L > 1,06 T_N$

Tabela 2.4 - Limites de tensão nominal inferiores a $1kV$ (380/220V).

T_A	T_L
Adequada	$(350 \leq T_L \leq 399)/(202 \leq T_L \leq 231)$
Precária	$(331 \leq T_L < 350$ ou $399 < T_L \leq 403)$ $(191 \leq T_L < 202$ ou $231 < T_L \leq 233)$
Crítica	$(T_L < 331$ ou $T_L > 403)/(T_L < 191$ ou $T_L > 233)$

Dentre os indicadores individuais tem-se o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) dado por (2.1) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC) dado por (2.2).

$$DRP = \frac{N_{LP}}{1008} \cdot 100 \quad (2.1)$$

$$DRC = \frac{N_{LC}}{1008} \cdot 100 \quad (2.2)$$

em (2.1) N_{LP} é o maior valor, entre as fases, do número de leituras situadas na faixa precária e em (2.2) N_{LC} é o maior valor, entre as fases, do número de leituras situadas na faixa crítica (ANEEL, 2018). Dentre os indicadores coletivos tem-se o índice de unidades consumidoras com tensão crítica (ICC) dado por:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100 \quad (2.3)$$

onde N_C é o total de UC com DRC e N_L é o total de UC medidas. O DRP máximo é fixado em 3% e o DRC máximo é fixado em 0,5%. Se determinada UC está com o indicador DRP ou DRC superior ao máximo estabelecido, a distribuidora deve responder pela má prestação do serviço (ANEEL, 2018).

Existem várias ações que podem ser utilizadas para se obter melhor desempenho da rede de distribuição. Estas ações podem ser divididas em *duas* partes: i) ações de aplicação imediata de engenharia e não onerosas e ii) ações que demandam tempo, projetos e são onerosas. As ações imediatas são: i) **ajustar a derivação do enrolamento do transformador (TAP)**, que é ação de engenharia que demanda o menor tempo de execução e menor custo, ii) **fechar circuito de baixa tensão (BT) em anel**, que é ação de engenharia que pode ser tomada, quando possível, iii) **ajustar o TAP e fechar circuito de baixa tensão em anel**, nos casos onde somente fechar o circuito de baixa tensão em anel não regulariza os níveis de tensão e iv) **complementar as fases**, pois a intervenção de fechamento do circuito de baixa tensão em anel é acompanhada da complementação de fases que é a conversão das seções monofásicas em trifásicas do circuito BT (ANICETO et al., 2017).

As ações mais elaboradas, que necessitam de projeto e avaliação são: i) **substituição do transformador por outro de maior potência**, ação que demanda avaliação, maior tempo e maior custo, ii) **desmembramento de circuito**, ação que demanda a expansão do sistema para a redistribuição da carga, iii) **instalação de regulador de tensão**, ação de elevado custo, iv) **instalação de banco de capacitores**, pouco empregado como ação de engenharia para regulação dos níveis de tensão e v) **instalação de geração distribuída**, ação que está sendo implementada aos poucos em alguns países, ainda não sendo realidade para as concessionárias de distribuição de energia brasileiras (ANICETO et al., 2017).

2.5 Considerações

O conhecimento das normas que regulam o setor elétrico é fundamental para a correta análise do problema a ser modelado. As diferentes padronizações entre países precisam ser levadas em consideração na classificação de tensão. O próximo capítulo descreve a modelagem da rede de distribuição e das geração distribuída fotovoltaica.

CAPÍTULO 3

MODELO DO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Este capítulo descreve o modelo matemático de sistemas elétricos de potência considerando: i) fluxo de potência, ii) modelos de rede de distribuição de energia elétrica e iii) modelos de geração fotovoltaica. A modelagem é realizada com ênfase em matrizes de impedância série, capacitância nodal e admitância primitiva.

3.1 Fluxo de potência

A análise do fluxo de potência é utilizada no setor elétrico para: i) planejamento, ii) operação, iii) programação econômica e iv) compra e venda de energia elétrica (SADAT, 1999). Segundo Monticelli (2013), fluxo de potência consiste em determinar o estado da rede para determinadas topologias e condições de carga. Kagan et al. (2008) afirmam que o estudo do fluxo de potência é a solução minuciosa do circuito elétrico que representa a rede. Através deste estudo é possível obter a tensão elétrica em cada nó dos barramentos/barras dos postes e as potências ativa e reativa em cada linha de distribuição de energia (STEVENSON, 1986).

Cada barra da rede elétrica está associada a *quatro* variáveis: i) magnitude da tensão nodal V , ii) ângulo da tensão nodal θ , iii) potência líquida ativa P e iv) potência líquida reativa Q (GLOVER et al., 2012; MONTICELLI, 2013). As diferentes barras da rede elétrica são categorizadas em *três* tipos: i) barras de carga PQ com ambas P e Q conhecidos e V e θ desconhecidos, ii) barras de geração PV com ambas P e V fixos e conhecidos e Q e θ desconhecidos e iii) barra oscilante $V\theta$ sendo barra única onde V e θ são conhecidos e P e Q desconhecidos (ZANETTA JUNIOR, 2006).

O cálculo do fluxo de potência é realizado para regime permanente através de métodos iterativos que, em geral, utilizam matrizes de admitância (STEVENSON, 1986). A modelagem do fluxo de potência para cada barra da rede elétrica é dada por:

$$P_k = \sum_{m \in \Phi_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.1)$$

$$Q_k + Q_k^{sh}(V_k) = \sum_{m \in \Phi_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (3.2)$$

onde $k = 1, 2, \dots, N_B$, sendo N_B o número de barras da rede e Φ_k é o conjunto das

barras vizinhas à barra k , V_k e V_m são magnitudes das tensões nas barras terminais do ramo $k - m$, sendo $m \in \Phi_k$, θ_k e θ_m são ângulos das tensões nas barras terminais do ramo $k - m$, P_{km} é o fluxo de potência ativa no ramo $k - m$, Q_{km} é o fluxo de potência reativa no ramo $k - m$ e Q_k^{sh} é a componente da injeção de potência reativa devido o elemento *shunt* da barra k , dada por:

$$Q_k^{sh} = b_k^{sh} \cdot V_k^2 \quad (3.3)$$

onde b_k^{sh} é a susceptância *shunt* conectada à barra k . O modelo do fluxo de potência possui restrições dadas por:

$$\begin{cases} \min(V_k) \leq V_k \leq \max(V_k) \\ \min(Q_k) \leq Q_k \leq \max(Q_k) \end{cases} \quad (3.4)$$

Desta forma, é possível caracterizar os limites operacionais da rede elétrica (MONTICELLI, 2013). Em (3.4) limita-se à tensão das barras de carga e à injeção de potência reativa nas barras de geração.

3.2 Modelo da rede de distribuição de energia elétrica

O modelo matemático dos principais elementos da rede de distribuição de energia elétrica são: i) alimentação da rede elétrica, ii) linhas aéreas de distribuição de energia, iii) transformadores de distribuição e iv) cargas.

3.2.1 Alimentação da rede elétrica

A modelagem matemática da alimentação do sistema de distribuição de energia elétrica é realizada a partir do equivalente de Thévenin, representado linearmente através de fonte de tensão trifásica e simétrica em série com a impedância, sendo equivalente a barra oscilante $V\theta$ (OLIVEIRA et al., 2000). A modelagem pode ser descrita de *quatro* formas: i) por impedâncias, ii) a partir das correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, iii) a partir das potências de curto-circuito trifásico e monofásico e iv) na condição de barramento infinito (RADATZ; ROCHA, 2017a).

Para a definição a partir de impedâncias é utilizado o modelo elétrico trifásico do equivalente de Thévenin através de *três* fontes de tensão senoidais de mesma amplitude e defasadas de 120° entre si, como ilustrado na Figura 3.1, onde \bar{Z}_{ii} são as impedâncias complexas, \dot{E}_i são os fasores de tensão, \dot{I}_i são os fasores de corrente

e $\Delta \dot{V}_{ii}$ são os fasores das tensões entre os terminais das impedâncias. De acordo com (3.5), as impedâncias iguais a \bar{Z}_p são as impedâncias próprias e as impedâncias iguais a \bar{Z}_m são as impedâncias mútuas (RADATZ; ROCHA, 2017a).

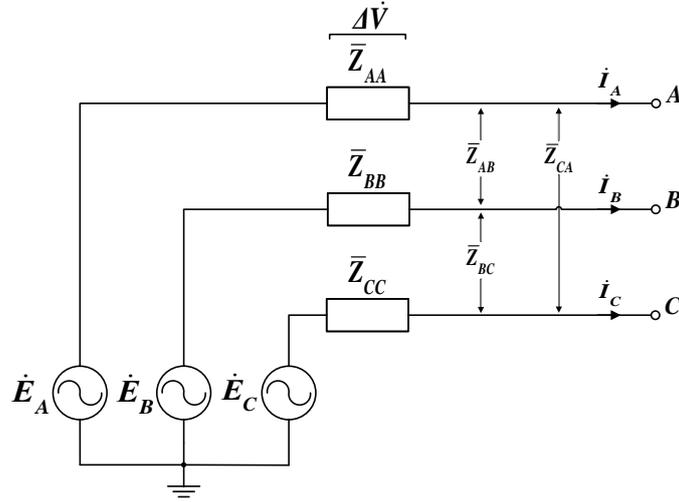


Figura 3.1 - Equivalente de Thévenin a partir de três fontes de tensão.

$$\begin{aligned}\bar{Z}_p &= \bar{Z}_{AA} = \bar{Z}_{BB} = \bar{Z}_{CC} \\ \bar{Z}_m &= \bar{Z}_{AB} = \bar{Z}_{BC} = \bar{Z}_{CA}\end{aligned}\quad (3.5)$$

O método das componentes simétricas é utilizado para o estudo de sistemas de potência polifásicos e consiste na decomposição dos elementos de tensão ou corrente das fases. Este método considera as parcelas de tensão ou corrente das fases iguais e ângulos de fase diferentes, desmembrando o circuito polifásico em circuitos monofásicos, considerando os circuitos lineares. Aplicando a transformação de coordenadas através do método das componentes simétricas, é possível construir o sistema de equações expresso pela matriz de transformação de base, obtendo as impedâncias em componentes simétricas, dado por:

$$\bar{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_p + 2 \cdot \bar{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_p - \bar{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_p - \bar{Z}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_2 \end{bmatrix}\quad (3.6)$$

onde \bar{Z}_0 é a impedância de sequência zero, \bar{Z}_1 é a impedância de sequência positiva

e \bar{Z}_2 é a impedância de sequência negativa. Da mesma forma, obtém-se as tensões e correntes das componentes simétricas (ZANETTA JUNIOR, 2006).

Conhecendo os fasores das tensões de fase, os fasores das tensões de linha e os fasores das correntes do circuito ilustrado na Figura 3.1, é possível determinar as impedâncias em (3.6) através do sistema de equações, dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{V}_0 \\ \Delta \dot{V}_1 \\ \Delta \dot{V}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_0 \\ \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

onde $\Delta \dot{V}_0$, $\Delta \dot{V}_1$ e $\Delta \dot{V}_2$ são as tensões de sequência *zero*, sequência positiva e sequência negativa, respectivamente e \dot{I}_0 , \dot{I}_1 e \dot{I}_2 são as correntes de sequência *zero*, sequência positiva e sequência negativa, respectivamente. Este artifício faz analogia entre o sistema trifásico e os *três* sistemas monofásicos desacoplados (GOMES, 2012).

Para a definição por meio das correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, é analisado primeiro o curto-circuito trifásico, através do circuito ilustrado na Figura 3.2, adaptada de Radatz e Rocha (2017a). A corrente de curto-circuito trifásica é dada por:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{SC3} = \frac{\dot{E}_A}{\bar{Z}_1} = \frac{\dot{E}_{AB} \angle -30^\circ}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_1} \quad (3.8)$$

onde \dot{I}_A e \dot{I}_{SC3} são as correntes de curto-circuito trifásicas, $\bar{Z}_1 = \bar{Z}_p - \bar{Z}_m$, $\dot{E}_{AB} = \dot{E}_A - \dot{E}_B = \sqrt{3} \cdot \dot{E}_A \angle 30^\circ$, \dot{E}_A é a fonte de tensão senoidal da fase A (tensão de fase), \dot{E}_B é a fonte de tensão senoidal da fase B (tensão de fase), \dot{E}_{AB} é a tensão entre a fase A e a fase B (tensão de linha) e o ângulo de 30° indica a defasagem entre a tensão de linha e a tensão de fase (KAGAN et al., 2008).

A corrente de curto-circuito monofásico na fase A é dada por:

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{SC1} = \frac{\dot{E}_A}{\bar{Z}_p} = \frac{\dot{E}_{AB} \angle -30^\circ}{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_p} \quad (3.9)$$

onde \bar{Z}_p é representado por (STEVENSON, 1986):

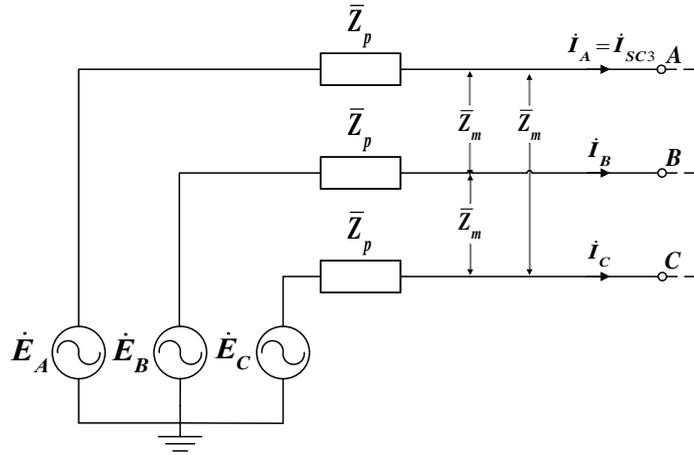


Figura 3.2 - Curto-circuito trifásico.

$$\bar{Z}_p = \frac{1}{3} \cdot \bar{Z}_0 + \frac{2}{3} \cdot \bar{Z}_1 \quad (3.10)$$

Se os fasores das tensões de fase e as impedâncias complexas \bar{Z}_0 e \bar{Z}_1 são conhecidos é possível determinar as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico para a definição do modelo da alimentação do sistema de distribuição de energia.

A definição por meio das potências de curto-circuito trifásico e monofásico utiliza as correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, respectivamente. Como o circuito é simétrico, tanto a potência de curto-circuito trifásica quanto a potência de curto-circuito monofásica é *três* vezes a potência fornecida por *uma* das fases em curto-circuito e dadas por:

$$\bar{S}_{SC} = 3 \cdot \dot{E}_A \cdot \dot{I}_{SC}^* \quad (3.11)$$

onde \dot{I}_{SC}^* é o conjugado complexo de \dot{I}_{SC} (STEVENSON, 1986). A expressão (3.12) representa a potência de curto-circuito trifásica, obtida substituindo \dot{I}_{SC} em (3.11) pela expressão (3.8). Desta forma, obtém-se a potência de curto-circuito monofásico por (3.13) (STEVENSON, 1986; KAGAN et al., 2008; RADATZ; ROCHA, 2017a).

$$\bar{S}_{SC3} = 3 \cdot \dot{E}_A \cdot \frac{\dot{E}_A^*}{\bar{Z}_1^*} = \frac{(\sqrt{3} \cdot |\dot{E}_A|)^2}{\bar{Z}_1^*} = \frac{|\dot{E}_{AB}|^2}{\bar{Z}_1^*} \quad (3.12)$$

$$\bar{S}_{SC1} = 3 \cdot \dot{E}_A \cdot \frac{\dot{E}_A^*}{\bar{Z}_p^*} = \frac{(\sqrt{3} \cdot |\dot{E}_A|)^2}{\bar{Z}_p^*} = \frac{|\dot{E}_{AB}|^2}{\bar{Z}_p^*} \quad (3.13)$$

De posse dos fasores das tensões de fase e dos fasores das correntes de curto-circuito trifásico e monofásico, é possível determinar as potências de curto-circuito trifásico e monofásico para a definição do modelo da alimentação da rede elétrica.

Também é possível modelar a alimentação do sistema de distribuição de energia elétrica utilizando barramento infinito. De acordo com Kagan et al. (2008), a condição de barramento infinito é definida como ponto da rede elétrica que mantém a tensão e a frequência fixos, independente da potência fornecida. O equivalente de Thévenin na condição de barramento infinito é representado apenas por gerador ideal, pois suas impedâncias próprias e mútuas são nulas.

3.2.2 Linhas aéreas de distribuição de energia

As redes de distribuição de energia elétrica possuem diversas configurações de linhas possíveis: i) linha trifásica com *quatro* fios, ii) linha trifásica com *três* fios, iii) linha bifásica com *três* fios, iv) linha bifásica com *dois* fios, v) linha monofásica com *dois* fios e vi) linha monofásica com *um* fio (ROCHA; RADATZ, 2017). As linhas são representadas pelo modelo π , através das matrizes de impedância série e capacitância nodal (ZANETTA JUNIOR, 2006).

A Figura 3.3, adaptada de Rocha e Radatz (2017), ilustra a linha trifásica com *quatro* fios, composta por *três* fases e *um* neutro, onde Aa é a linha entre o nó A e o nó a , Bb é a linha entre o nó B e o nó b , Cc é a linha entre o nó C e o nó c e Nn é a linha entre o nó N e o nó n . A linha é representada pelo modelo π , contendo impedâncias próprias e mútuas e capacitâncias próprias e mútuas. Para o cálculo da matriz de impedâncias série desconsidera-se as capacitâncias próprias e mútuas. A impedância complexa \bar{Z} é dada por:

$$\bar{Z} = R + j \cdot X \quad (3.14)$$

onde a matriz de impedâncias série é representada por (3.15), a matriz de resistência R é representada por (3.16) e a matriz de reatância X é representada por (3.17) (OLIVEIRA et al., 2000; ZANETTA JUNIOR, 2006).

$$\bar{Z} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{AA} & \bar{Z}_{AB} & \bar{Z}_{AC} & \bar{Z}_{AN} \\ \bar{Z}_{BA} & \bar{Z}_{BB} & \bar{Z}_{BC} & \bar{Z}_{BN} \\ \bar{Z}_{CA} & \bar{Z}_{CB} & \bar{Z}_{CC} & \bar{Z}_{CN} \\ \bar{Z}_{NA} & \bar{Z}_{NB} & \bar{Z}_{NC} & \bar{Z}_{NN} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$R = \begin{bmatrix} R_{AA} & R_{AB} & R_{AC} & R_{AN} \\ R_{BA} & R_{BB} & R_{BC} & R_{BN} \\ R_{CA} & R_{CB} & R_{CC} & R_{CN} \\ R_{NA} & R_{NB} & R_{NC} & R_{NN} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

$$X = \begin{bmatrix} X_{AA} & X_{AB} & X_{AC} & X_{AN} \\ X_{BA} & X_{BB} & X_{BC} & X_{BN} \\ X_{CA} & X_{CB} & X_{CC} & X_{CN} \\ X_{NA} & X_{NB} & X_{NC} & X_{NN} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

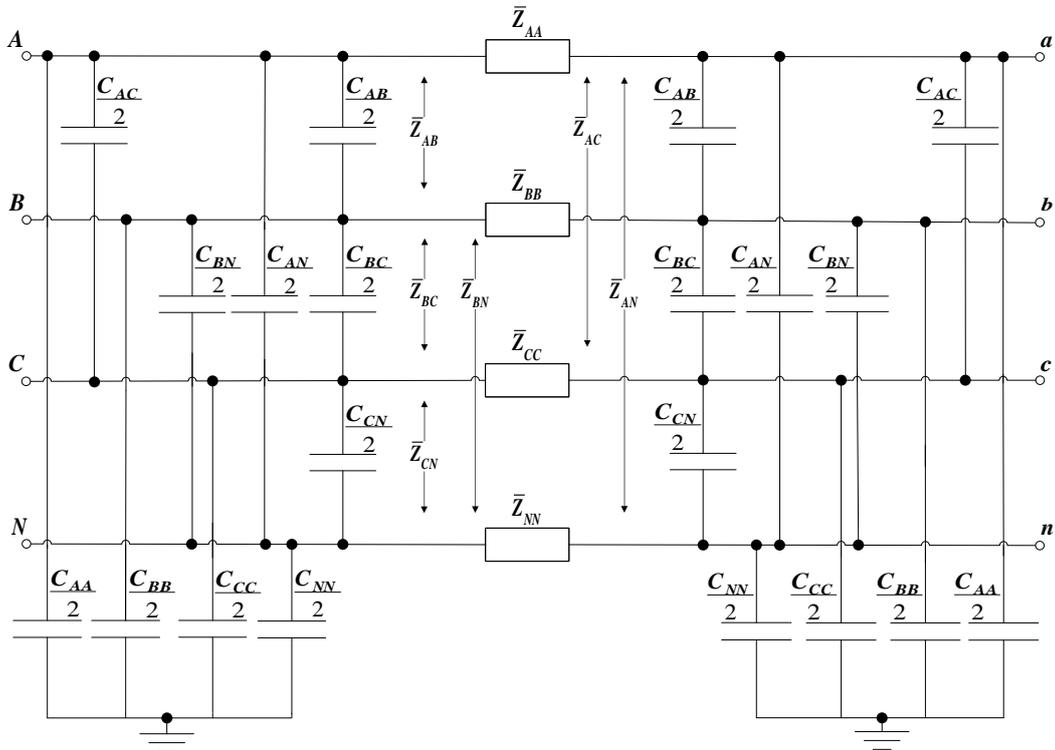


Figura 3.3 - Linha trifásica à *quatro* fios representada pelo modelo π .

A correção de Carson modificada estuda as correntes que retornam pela terra e sua influência nos parâmetros de impedâncias (CARSON, 1926). Sendo assim, as impedâncias em (3.15) podem ser calculadas por:

$$\bar{Z}_{II} = \bar{Z}_{ii} + \bar{Z}_g \quad (3.18)$$

$$\begin{aligned} \bar{Z}_{IJ} &= \bar{Z}_{ij} + \bar{Z}_g, \quad I \neq J \\ \bar{Z}_{JI} &= \bar{Z}_{IJ} \end{aligned} \quad (3.19)$$

onde \bar{Z}_g é a impedância de Carson, dada por $\bar{Z}_g = R_g + j \cdot X_g$, \bar{Z}_{ii} são as impedâncias próprias, representadas por $\bar{Z}_{ii} = R_{ii} + j \cdot X_{ii}$, em que R_{ii} e X_{ii} são a resistência e reatância do condutor i , respectivamente e \bar{Z}_{ij} são as impedâncias mútuas, representadas por $\bar{Z}_{ij} = j \cdot X_{ij}$ (KERSTING, 2012; ROCHA; RADATZ, 2017). As variáveis R_g , X_g , X_{ii} e X_{ij} possuem unidade $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$ e são dadas, respectivamente por:

$$R_g = \mu_0 \cdot \left(\frac{\omega}{8}\right) \quad (3.20)$$

$$X_g = \mu_0 \cdot \left(\frac{\omega}{2 \cdot \pi}\right) \cdot \ln \left[658,5 \cdot \left(\frac{\rho}{f}\right)\right] \quad (3.21)$$

$$X_{ii} = \mu_0 \cdot \left(\frac{\omega}{2 \cdot \pi}\right) \cdot \ln \left(\frac{1}{r_{eqi}}\right) \quad (3.22)$$

$$X_{ij} = \mu_0 \cdot \left(\frac{\omega}{2 \cdot \pi}\right) \cdot \ln \left(\frac{1}{D_{ij}}\right) \quad (3.23)$$

onde f [Hz] é a frequência da rede, $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ [rad/s] é a frequência angular da rede, r_{eqi} [m] é o raio médio geométrico do condutor i , D_{ij} [m] é a distância entre os condutores i e j , μ_0 [H/m] é a permeabilidade magnética do vácuo e ρ [$\Omega \cdot m$] é a resistividade do solo (ZANETTA JUNIOR, 2006; ROCHA; RADATZ, 2017).

A matriz de capacitância nodal é obtida pelo método das imagens, calculada através do inverso da matriz dos coeficientes de potenciais de Maxwell (ZANETTA JUNIOR, 2006; ROCHA; RADATZ, 2017). É possível reduzir o condutor neutro da linha trifásica com *quatro* fios aplicando a redução de Kron (ZANETTA JUNIOR, 2006). Após o cál-

culo da matriz de impedâncias série e da matriz de capacitância nodal, os parâmetros necessários para o modelo da linha trifásica com *quatro* fios são obtidos.

3.2.3 Transformadores de distribuição de energia elétrica

Segundo Dugan (2013b), os transformadores podem ser modelados utilizando matriz de admitância primitiva Y_{prim} . A modelagem é incorporada nos algoritmos de fluxo de potência e é utilizado por qualquer tipo de transformador, independente do número de fases, do número de enrolamentos ou da conexão, estrela ou triângulo. O modelo utiliza como parâmetros impedâncias de curto-circuito e impedâncias de circuito aberto, obtidas através de ensaios de curto-circuito e a vazio, respectivamente (DUGAN; SANTOSO, 2003).

O circuito equivalente do transformador é ilustrado na Figura 3.4, onde G_c é a condutância que representa as perdas no núcleo por histerese e Foucault, B_m é a susceptância que representa a magnetização do núcleo, R_1 é a resistência elétrica do primário, X_1 é a reatância de dispersão do primário, R_2 é a resistência elétrica do secundário, X_2 é a reatância de dispersão do secundário, V_1 é a tensão do primário, V_2 é a tensão do secundário, E_1 é a tensão induzida no primário, E_2 é a tensão induzida no secundário, i_1 é a corrente do primário, i_2 é a corrente do secundário, N_1 é o número de espiras do primário e N_2 é o número de espiras do secundário, sendo $a = N_1/N_2$ a relação de transformação do transformador (KAGAN et al., 2008; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

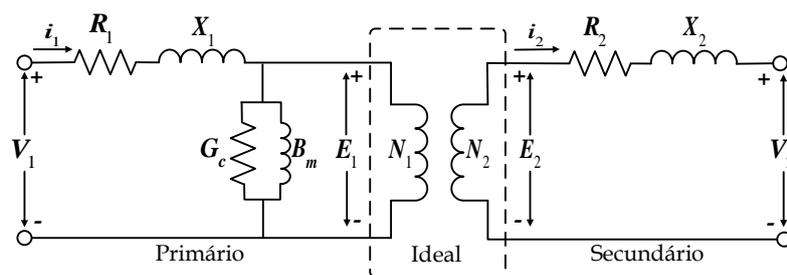


Figura 3.4 - Circuito equivalente do transformador.

O circuito equivalente do transformador monofásico é representado por impedância de curto-circuito \bar{Z}_{sc} e impedância de circuito aberto \bar{Z}_{oc} , onde o primário é definido como o enrolamento de maior tensão. Para obter \bar{Z}_{sc} é realizado o ensaio de curto circuito, como ilustrado na Figura 3.5, onde \hat{I}_{1n} é a corrente nominal do primário,

\dot{I}_{2n} é a corrente nominal do secundário, V_{1sc} é a tensão de curto-circuito do primário e E_{2sc} é a tensão de curto-circuito induzida do secundário (RADATZ; ROCHA, 2017c; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

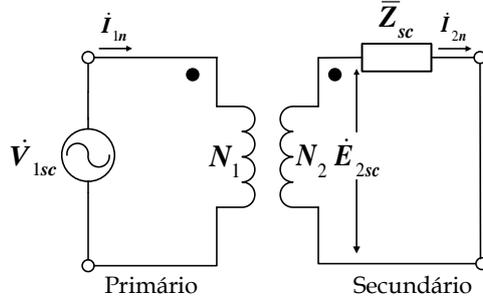


Figura 3.5 - Ensaio de curto-circuito.

A impedância de curto-circuito \bar{Z}_{sc} é dada por:

$$\bar{Z}_{sc} = \frac{\dot{E}_{2sc}}{\dot{I}_{2n}} = R_{sc} + j \cdot X_{sc} \quad (3.24)$$

onde R_{sc} é a resistência de curto-circuito e X_{sc} é a reatância de curto-circuito. O módulo de \bar{Z}_{sc} é dado por:

$$|\bar{Z}_{sc}| = \left| \frac{\dot{E}_{2sc}}{\dot{I}_{2n}} \right| = \frac{1}{a^2} \cdot \left| \frac{\dot{V}_{1sc}}{\dot{I}_{1n}} \right| \quad (3.25)$$

O ângulo de \bar{Z}_{sc} é dado por:

$$\varphi_{sc} = \arccos \left(\frac{P_{sc}}{|\dot{V}_{1sc}| \cdot |\dot{I}_{1n}|} \right) \quad (3.26)$$

onde a perda no cobre P_{sc} é dada por (RADATZ; ROCHA, 2017c):

$$P_{sc} = |\dot{V}_{1sc}| \cdot |\dot{I}_{1n}| \cdot \cos \varphi_{sc} \quad (3.27)$$

A resistência e reatância de curto-circuito são dadas, respectivamente, por:

$$R_{sc} = \operatorname{Re}(\bar{Z}_{sc}) = |\bar{Z}_{sc}| \cdot \cos \varphi_{sc} \quad (3.28)$$

$$X_{sc} = \operatorname{Im}(\bar{Z}_{sc}) = |\bar{Z}_{sc}| \cdot \sin \varphi_{sc} \quad (3.29)$$

Para obter \bar{Z}_{oc} é realizado o ensaio a vazio, como ilustrado na Figura 3.6, onde \dot{I}_{1oc} é a corrente a vazio do primário, \dot{I}_{2oc} é a corrente a vazio do secundário, \dot{V}_{1oc} é a tensão a vazio do primário e \dot{V}_{2n} é a tensão nominal do secundário (RADATZ; ROCHA, 2017c; GRAINGER; STEVENSON, 1994).

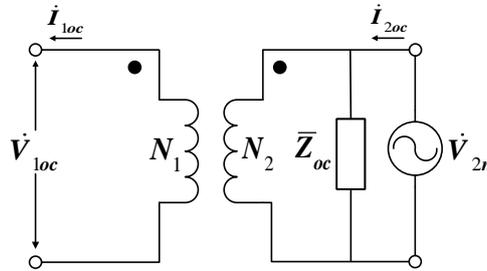


Figura 3.6 - Ensaio a vazio.

Como a admitância é o inverso da impedância, é possível calcular a admitância de circuito aberto através de (3.30) (GRAINGER; STEVENSON, 1994).

$$\bar{Y}_{oc} = \frac{1}{\bar{Z}_{oc}} = \frac{\dot{I}_{2oc}}{\dot{V}_{2n}} = G_{oc} + j \cdot B_{oc} \quad (3.30)$$

onde G_{oc} é a condutância de circuito aberto e B_{oc} é a susceptância de circuito aberto. O módulo e ângulo de \bar{Y}_{oc} são dados, respectivamente, por:

$$|\bar{Y}_{oc}| = \left| \frac{\dot{I}_{2oc}}{\dot{V}_{2n}} \right| \quad (3.31)$$

$$\varphi_{oc} = \arccos \left(\frac{P_{oc}}{|\dot{V}_{2n}| \cdot |\dot{I}_{2oc}|} \right) \quad (3.32)$$

onde a perda no ferro P_{oc} é dada por (RADATZ; ROCHA, 2017c):

$$P_{oc} = |\dot{V}_{2n}| \cdot |\dot{I}_{2oc}| \cdot \cos \varphi_{oc} \quad (3.33)$$

A condutância e susceptância de circuito aberto são dadas, respectivamente, por:

$$G_{oc} = \text{Re}(\bar{Y}_{oc}) = |\bar{Y}_{oc}| \cdot \cos \varphi_{oc} \quad (3.34)$$

$$B_{oc} = \text{Im}(\bar{Y}_{oc}) = -|\bar{Y}_{oc}| \cdot \sin \varphi_{oc} \quad (3.35)$$

onde o valor negativo da susceptância é devido ao seu caráter indutivo (RADATZ; ROCHA, 2017c).

As impedâncias de curto-circuito e circuito aberto dos transformadores trifásicos também são calculadas através de ensaio de curto-circuito e ensaio a vazio, respectivamente (GRAINGER; STEVENSON, 1994). Normalmente, o transformador trifásico possui as mesmas impedâncias de curto-circuito e circuito aberto para as *três* fases. O tipo de ligação entre as bobinas não interfere na determinação das impedâncias, portanto, é possível utilizar o circuito equivalente monofásico do transformador trifásico para a determinação de suas impedâncias (RADATZ; ROCHA, 2017c).

3.2.4 Cargas

A expressão que modela a carga é definida pela relação entre a potência consumida, ativa ou reativa, com a tensão em magnitude e a frequência, dada por:

$$\begin{aligned} P &= g(V, f) \\ Q &= h(V, f) \end{aligned} \quad (3.36)$$

onde P é a potência ativa, Q é a potência reativa, g é a função que relaciona a tensão em magnitude V e a frequência f com a potência ativa P e h é a função que relaciona a tensão em magnitude V e a frequência f com a potência reativa Q (NEVES, 2008). A potência complexa consumida pela carga é dada por:

$$\bar{S} = |\bar{S}| \angle \psi = P + j \cdot Q = \dot{V} \cdot \dot{I}^* \quad (3.37)$$

onde \bar{S} é a potência aparente, $|\bar{S}|$ é o módulo da potência aparente, ψ é o ângulo da potência aparente (ângulo do fator de potência da carga), $\dot{V} = |\dot{V}| \angle \theta$ é a fasor da tensão na carga, $|\dot{V}|$ é o módulo do fasor da tensão na carga, θ é o ângulo do fasor da tensão na carga, $\dot{I} = |\dot{I}| \angle \alpha$ é o fasor da corrente na carga, $|\dot{I}|$ é o módulo do fasor da corrente na carga, α é o ângulo do fasor da corrente na carga e \dot{I}^* é o conjugado complexo da corrente na carga (RADATZ; ROCHA, 2017b). Quando o sistema fornece tensão nominal, $\dot{V}_n = |\dot{V}_n| \angle \theta$, a corrente e a potência também são nominais na carga e são dadas, respectivamente, por:

$$\dot{I} = \dot{I}_n = |\dot{I}_n| \angle \alpha = |\dot{I}_n| \angle (\theta - \psi) \quad (3.38)$$

$$\bar{S} = \bar{S}_n \quad (3.39)$$

onde \dot{I}_n é o fasor da corrente nominal na carga, $|\dot{I}_n|$ é o módulo do fasor da corrente nominal na carga e \bar{S}_n é a potência aparente nominal na carga.

De acordo com Oliveira et al. (2000), a absorção de potência pela carga depende da sua natureza e varia conforme a tensão aplicada. O comportamento da carga em função da tensão é representado por diversos modelos: i) modelo de potência constante P , ii) modelo de corrente constante I , iii) modelo de impedância constante Z e iv) modelo ZIP, caracterizado por cargas formadas pela composição dos modelos anteriores.

As cargas representadas pelo modelo de potência constante possuem potência ativa e reativa constantes, independente da tensão aplicada. Sendo assim, a corrente absorvida pela carga é dada por:

$$\dot{I} = \frac{\bar{S}_n^*}{\dot{V}^*} = \frac{P_n - j \cdot Q_n}{\dot{V}^*} \quad (3.40)$$

onde \bar{S}_n^* é o conjugado complexo da potência aparente nominal na carga, \dot{V}^* é o conjugado complexo da tensão na carga, P_n é a potência nominal ativa consumida na carga e Q_n é a potência nominal reativa consumida na carga. As potências aparente, ativa e reativa são dadas por (3.41), (3.42) e (3.43), respectivamente (OLIVEIRA et al., 2000; RADATZ; ROCHA, 2017b).

$$\bar{S} = \bar{S}_n = P_n + j \cdot Q_n \quad (3.41)$$

$$P = \text{Re}(\bar{S}) = P_n \quad (3.42)$$

$$Q = \text{Im}(\bar{S}) = Q_n \quad (3.43)$$

onde $\text{Re}(\bar{S})$ é a parte real da potência complexa \bar{S} e $\text{Im}(\bar{S})$ é a parte imaginária da potência complexa \bar{S} .

As cargas que possuem o módulo da corrente e o fator de potência constantes, independente da tensão aplicada, são representadas pelo modelo de corrente constante. Neste caso, a corrente é igual ao seu valor nominal e o ângulo do fator de potência é definido pela potência consumida na condição nominal, com potências ativa e reativa nominais. A relação entre a corrente e a tensão na carga é dada por:

$$\dot{I} = \frac{\dot{V}}{|\dot{V}|} \cdot \frac{P_n - j \cdot Q_n}{|\dot{V}_n|} \quad (3.44)$$

Suas potências aparente, ativa e reativa são dadas, respectivamente, por:

$$\bar{S} = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right| \cdot (P_n + j \cdot Q_n) \quad (3.45)$$

$$P = \text{Re}(\bar{S}) = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right| \cdot P_n \quad (3.46)$$

$$Q = \text{Im}(\bar{S}) = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right| \cdot Q_n \quad (3.47)$$

Observa-se que a variação é linear entre a potência absorvida pela carga e a tensão a ela aplicada (OLIVEIRA et al., 2000; RADATZ; ROCHA, 2017b). O que caracteriza o modelo de impedância constante são cargas com impedância nominal constante com a tensão, dado por:

$$\bar{Z}_n = \frac{|\dot{V}_n|^2}{\bar{S}_n^*} \quad (3.48)$$

A relação entre a corrente e a tensão na carga é dada por:

$$\dot{I} = \frac{\dot{V}}{|\dot{V}_n|^2} \cdot (P_n - j \cdot Q_n) \quad (3.49)$$

As potências aparente, ativa e reativa são dadas, respectivamente, por:

$$\bar{S} = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right|^2 \cdot (P_n + j \cdot Q_n) \quad (3.50)$$

$$P = \text{Re}(\bar{S}) = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right|^2 \cdot P_n \quad (3.51)$$

$$Q = \text{Im}(\bar{S}) = \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right|^2 \cdot Q_n \quad (3.52)$$

Neste caso, observa-se que a variação é quadrática entre a potência absorvida pela carga e a tensão a ela aplicada (OLIVEIRA et al., 2000; RADATZ; ROCHA, 2017b).

O modelo ZIP é constituído por cargas com parcelas dos modelos de potência constante, corrente constante e impedância constante. As potências ativa e reativa consumidas pela carga são dadas, respectivamente, por:

$$P = \text{Re}(\bar{S}) = \left(K_{Pa} + K_{Ia} \cdot \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right| + K_{Za} \cdot \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right|^2 \right) \cdot P_n \quad (3.53)$$

$$Q = \text{Im}(\bar{S}) = \left(K_{Pr} + K_{Ir} \cdot \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right| + K_{Zr} \cdot \left| \frac{\dot{V}}{\dot{V}_n} \right|^2 \right) \cdot Q_n \quad (3.54)$$

onde K_{Pa} , K_{Ia} e K_{Za} são os coeficientes que definem o quanto de potência ativa P da carga é utilizado pelo modelo de potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente e K_{Pr} , K_{Ir} e K_{Zr} são os coeficientes que definem o

quanto de potência reativa Q da carga é utilizado pelo modelo de potência constante, corrente constante e impedância constante, respectivamente. Tais coeficientes devem satisfazer as condições dada por (3.55) (RADATZ; ROCHA, 2017b).

$$1 = K_{Pa} + K_{Ia} + K_{Za} = K_{Pr} + K_{Ir} + K_{Zr} \quad (3.55)$$

A relação entre a corrente absorvida pela carga e a tensão é dada por:

$$\dot{I} = \frac{\bar{S}^*}{\bar{V}^*} = \frac{(P - j \cdot Q)}{\bar{V}^*} \quad (3.56)$$

A Figura 3.7 ilustra o comportamento dos *quatro* modelos de carga apresentados tendo a potência \times tensão na carga. Observa-se que na condição nominal $pu = 1$, os modelos obtém a mesma potência.

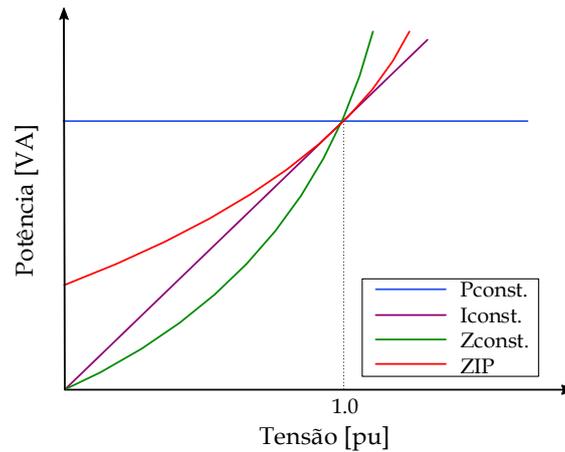


Figura 3.7 - Potência em função da tensão na carga.

3.3 Modelo de geração fotovoltaica

As condições padrões de testes do módulo fotovoltaico são: i) irradiação solar de $1kW/m^2$ (irradiação recebida na superfície da Terra em dia claro ao meio dia), ii) temperatura da célula em $25^\circ C$ e iii) massa de ar (MA)¹ de 1,5 (SHARMA; SHAKYA, 2011; CRESESEB, 2006). Os *cinco* principais parâmetros elétricos do mó-

¹Coefficiente adimensional que corresponde ao percurso de ar da camada atmosférica que a radiação solar percorre para atingir a superfície terrestre, dado por: $MA = \sec \theta_z$, onde θ_z é o ângulo zenital (ângulo formado entre os raios solares e o plano vertical).

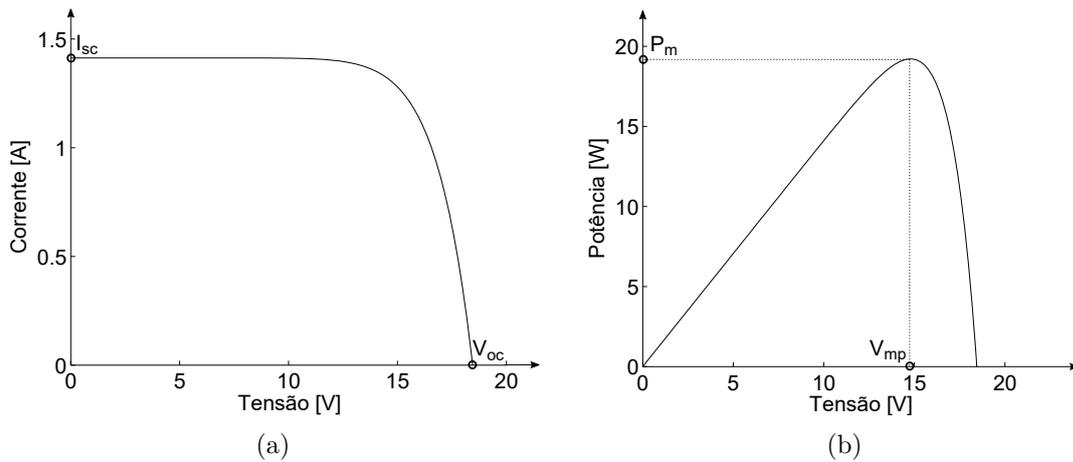


Figura 3.8 - Curvas típicas da célula de silício monocristalino: (a) $I \times V$ e (b) $P \times V$.

dulo fotovoltaico são: i) tensão de circuito aberto V_{oc} , obtida quando $i = 0$, ii) corrente de curto-circuito I_{sc} , obtida quando $V = 0$, iii) potência máxima P_m , iv) tensão de máxima potência V_{mp} e v) corrente de máxima potência I_{mp} (CRESESB, 2006).

A eficiência do módulo fotovoltaico é dada por:

$$\eta = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{A \cdot I_c} \quad (3.57)$$

onde $A [m^2]$ é a área útil do módulo e $I_c [W/m^2]$ é a potência luminosa incidente. A Figura 3.8(a), adaptada de Florida Solar Energy Center (1991), ilustra a curva $I \times V$ do módulo fotovoltaico sob diferentes condições de carga e mesmas condições de irradiação e temperatura, enfatizando a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. A Figura 3.8(b) ilustra a curva $P \times V$ com a condição única de geração de potência máxima. Através da superposição destas curvas é possível extrair os parâmetros de máxima potência (CRESESB, 2004).

A Figura 3.9(a), adaptada de Matias (2018), ilustra a curva $I \times V$ que representa o comportamento do módulo fotovoltaico variando a intensidade luminosa. Apesar do aumento da intensidade luminosa ser benéfico para a geração de energia elétrica ele também eleva a temperatura do módulo, o que reduz sua eficiência, provocando diminuição significativa da tensão e aumento irrelevante da corrente, como ilustrado na Figura 3.9(b), para módulo fotovoltaico de $1000W/m^2$ e $MA = 1, 5$.

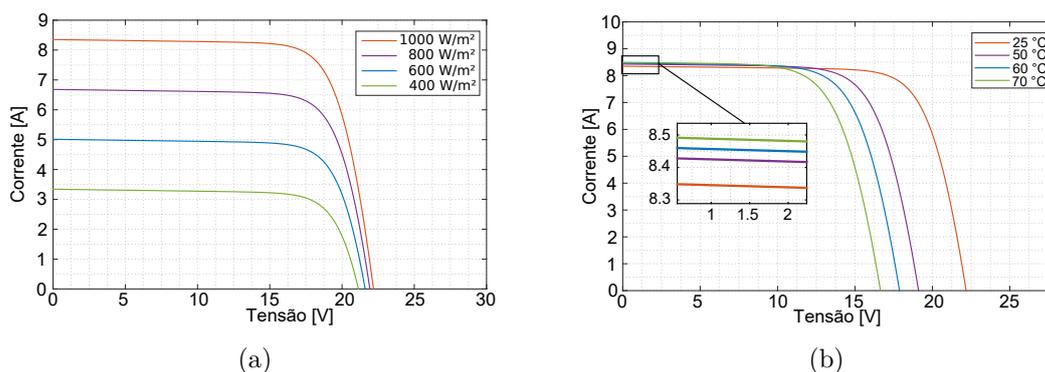


Figura 3.9 - Curvas típicas da célula de silício monocristalino: (a) efeito devido a variação de intensidade luminosa e (b) efeito devido a variação da temperatura.

Para alterar o nível de tensão ou corrente elétrica na saída dos módulos fotovoltaicos, deve-se conectá-los em série ou paralelo. A conexão em série resulta no somatório das tensões dos módulos sem alteração das correntes e a conexão em paralelo acarreta o somatório das correntes dos módulos sem alteração das tensões (SHARMA; SHAKYA, 2011).

3.4 Considerações

Este capítulo discorre sobre fluxo de potência, sobre os principais elementos da rede de distribuição de energia elétrica e sobre a geração fotovoltaica. Tais conhecimentos são fundamentais para a compreensão do funcionamento do simulador de sistemas de distribuição de energia elétrica. O próximo capítulo descreve o simulador, o processo de otimização e os elementos a ele relacionados.

CAPÍTULO 4

PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

Neste capítulo define-se sistemas, modelos e simulador. São descritas as principais características do processo de otimização. Descreve-se sucintamente o método de otimização determinísticos de Nelder-Mead e os métodos de otimização heurísticos recozimento simulado e algoritmo genético.

4.1 Sistemas

Existem diferentes definições para sistemas, pois os mesmos são aplicados nas mais diversas áreas. [Maier e Rehtin \(2000\)](#) afirmam que sistemas são coleções de elementos distintos que, em conjunto, produzem resultados inalcançáveis por elementos isolados. Em controle de processos, [Coelho e Coelho \(2004\)](#) descrevem sistema como *um* ou mais objetos com certa tarefa a realizar e cujas propriedades deseja-se conhecer.

[Aslaksen \(2008\)](#) define sistema através de *três* conjuntos: i) conjunto de elementos, ii) conjunto de interações internas entre os elementos do sistema e iii) conjunto de interações externas entre os elementos do sistema e elementos de outros sistemas. Exemplos de sistemas são: i) sistema elétrico de potência, responsável pela geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, ii) sistema fotovoltaico, capaz de gerar energia elétrica a partir da conversão direta da luz solar em eletricidade, iii) entre outros ([STEVENSON, 1986](#); [CRESESB, 2004](#))

Sistemas podem conter sistemas menores e serem contidos por sistemas maiores, mantendo cada um deles a sua totalidade ([MOBUS; KALTON, 2015](#)). Esta característica é conhecida como sistemidade. A interação entre as partes do sistema presume relação de causa e efeito, tendo em vista o objetivo comum. Desta forma, o comportamento que emerge do sistema é dependente das interações ([GOMES, 2018](#); [REIS, 2018](#); [GOMES, 2019](#)).

4.2 Modelos como representação dos sistemas

Modelo é a representação do sistema e dos seus componentes internos de forma a facilitar o entendimento e o estudo do comportamento real do sistema. Os modelos podem ser: i) físicos, representados por protótipos ou ii) matemáticos, utilizando representações abstratas da realidade através de notações simbólicas ou expressões matemáticas ([REIS, 2014](#)). [Eykhoff \(1974\)](#) conceitua modelo matemático como a

representação dos aspectos essenciais do sistema através de *uma* ou mais expressões que compõe o modelo. Quando testados e validados, os modelos podem realizar previsões, desonerando testes nos sistemas reais (CALIXTO, 2016) entre outros.

Segundo Maier e Rehtin (2000), modelagem de sistemas é a criação de abstrações ou representações do sistema para: i) prever e analisar desempenho, custos, horários, riscos e ii) fornecer diretrizes para pesquisa, desenvolvimento, projeto, fabricação e gestão. Pode-se classificar modelo de acordo com o tipo de expressão que rege o processo, com a possibilidade de classificações mutuamente excludentes, tais como: i) modelos estáticos ou dinâmicos, ii) modelos lineares ou não lineares, iii) modelos invariantes no tempo ou variantes no tempo, iv) modelos determinísticos ou estocásticos, v) entre outros (CARARO et al., 2014).

4.3 Processo de otimização

Processo de otimização consiste na busca por valores ótimos ou otimizados $f(x^*)$ de determinados parâmetros do sistema ou do modelo, correspondendo a maximização ou minimização da função $f(x)$ intitulada de função de avaliação (função objetivo ou função custo), dentro do espaço de busca Ω que corresponde ao conjunto das possíveis soluções do problema, obedecendo as restrições (BARBOSA, 2013; GOMES, 2018; CALIXTO, 2008). O processo de otimização possui *três* elementos básicos: i) métodos de otimização, ii) simulador e iii) função de avaliação, ilustrados na Figura 4.1, adaptada de Barbosa (2013).

Segundo Gomes (2017), é através da função de avaliação que se expressa todo o conhecimento a respeito do problema a ser resolvido, podendo este conhecimento ser entendido como a nota dada para a qualidade da solução. Já as restrições relacionam o processo real e o que foi modelado, correspondendo ao campo das possíveis soluções do sistema. Kagan et al. (2011) sugerem, por exemplo, que problemas no sistema elétrico de potência podem ser modelados considerando-se diversos tipos de restrições: i) econômicas, ii) técnicas, iii) entre várias outras. Outros exemplos de restrições são: i) as leis de Kirchhoff, ii) o balanço de demanda, iii) o carregamento máximo de condutores, iv) a queda de tensão máxima e v) outras.

Os problemas de otimização sem restrição são a base dos algoritmos de otimização com restrição, sendo que, a maioria dos problemas de otimização restrita podem ser convertidos em problemas irrestritos (ZHU, 2009). Problemas originalmente restritos podem ter suas restrições incluídas na função de avaliação através de penalidades, tornando-se problemas irrestritos (GOMES, 2017). Além disto, em problemas de ma-

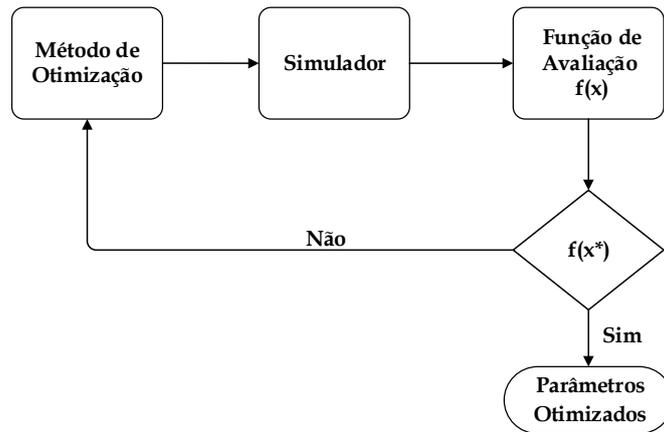


Figura 4.1 - Fluxograma do processo de otimização.

ximização busca-se o maior valor possível para $f(x)$ com desejo de $f(x) \rightarrow \infty$. Assim, é possível converter problemas de maximização em problemas de minimização através de manipulações matemáticas (GOMES, 2018).

De acordo com Araújo (2018), alguns problemas possuem funções de avaliação com vários pontos de ótimos, tanto locais quanto globais, sendo de difícil solução. Tais funções são denominadas multimodais e são caracterizadas por diversas cristas e vales. A Figura 4.2, adaptada de Araújo (2018), ilustra função multimodal e seus máximos e mínimos, locais e globais.

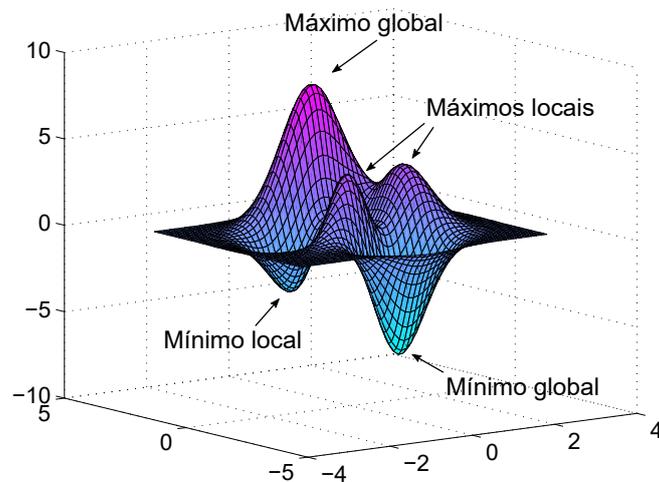


Figura 4.2 - Função multimodal.

O problema geral de otimização é dado por:

$$\begin{aligned} & \min f(x) \\ & \text{sujeito à:} \\ & g_i(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, r \leq \kappa \\ & h_j(x) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, s \leq \kappa \\ & \text{com } x \in \mathbb{R}^\kappa \subset \Omega \end{aligned} \tag{4.1}$$

onde x é o vetor com κ variáveis de decisão a serem otimizadas, $g_i(x)$ são as restrições de desigualdade, r é a quantidade de restrições de desigualdade, $h_j(x)$ são as restrições de igualdade, s é a quantidade de restrições de igualdade, Ω é o conjunto no qual as soluções existem e são viáveis, dadas as restrições no espaço de busca e $r + s$ é o número máximo de restrições (ARAÚJO, 2018).

4.4 Métodos de Otimização

Os métodos de otimização podem ser divididos em *duas* categorias: i) determinístico e ii) heurístico. Métodos determinísticos são previsíveis a cada iteração, desde que se conheça seu ponto de partida. São eficientes para funções contínuas, possuem esforço computacional reduzido e velocidade de convergência elevada, onde a velocidade de convergência é a medida da eficácia do método de otimização. Métodos heurísticos são métodos probabilísticos que não necessitam do conhecimento da derivada da função de avaliação, ideal para problemas que apresentam descontinuidades e elevado número de variáveis (SCHWAAB, 2005; BRANDAO, 2010).

4.4.1 Métodos Determinísticos

Os métodos determinísticos sempre obtêm a mesma resposta a partir do mesmo ponto inicial, sendo totalmente dependente da semente ou chute inicial (GOMES, 2017). Trata-se de método iterativo de busca da solução ótima. Logo, é necessário definir a direção de ajuste das variáveis do problema e o tamanho do passo a cada iteração, o que é realizado através de diferentes estratégias características de cada método (BARBOSA, 2013). As estratégias utilizadas podem ser divididas em *duas* classes: i) as que utilizam a derivada da função objetivo, cujos métodos são intitulados de primeira e segunda ordem e ii) as que não utilizam derivadas na busca da solução, denominados métodos de ordem *zero* (SCHWAAB, 2005).

Os métodos dependentes do conhecimento da derivada são baseados no gradiente da função de avaliação, isto é, na matriz Jacobiana (primeira ordem) ou na matriz

Hessiana (segunda ordem). Se a função é de apenas *uma* variável x e se $f(x)$ é conhecida em um ponto qualquer, pode-se encontrar o valor da função na vizinhança $x + \Delta x$ deste ponto através da série de Taylor, dada por:

$$f(x + \Delta x) = f(x) + \Delta x \cdot f'(x) + \frac{\Delta x^2}{2!} \cdot f''(x) + \frac{\Delta x^3}{3!} \cdot f'''(x) + \dots \quad (4.2)$$

Se a função possui mais de *uma* variável, encontra-se o gradiente de $f(x)$ através das derivadas parciais em relação a cada variável, dada por (ARAÚJO, 2018):

$$\nabla f = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f}{\partial x_2} \\ \vdots \\ \frac{\partial f}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Exemplos de métodos que utilizam derivadas são: i) método do gradiente, método de primeira ordem que utiliza somente o vetor gradiente da função objetivo, ii) método de Newton, método de segunda ordem que utiliza o vetor gradiente e também a matriz hessiana da função objetivo e iii) método de Nelder-Mead, método independente da derivada, no qual a busca é realizada através da inferência direta dos valores da função objetivo (SCHWAAB, 2005).

Métodos determinísticos são eficientes para funções contínuas, convexas e unimodais. Algumas das desvantagens dos métodos determinísticos são: i) tendência a ficarem presos em ótimos locais, ii) pouco eficazes em problemas discretos, iii) ineficientes em problemas com várias variáveis e iv) apresentam dificuldades em problemas de otimização multiobjetivo (GOMES, 2017; ARAÚJO, 2018).

4.4.1.1 Nelder-Mead

O método de Nelder-Mead (método Nelder-Mead simplex, método simplex geométrico flexível ou método dos poliedros flexíveis) é o método determinístico de busca direta que atua sobre as respostas geradas pelo modelo do sistema, aplicado a problemas não lineares de otimização irrestrita para funções de avaliação não diferenciáveis, publicado em 1965 por John Ashworth Nelder e Roger Mead (NELDER; MEAD, 1965;

BARBOSA, 2013).

Neste método, a função de avaliação é aplicada a cada vértice do simplex¹, determinando o pior vértice e sua troca a cada iteração, formando assim novos poliedros que direcionarão o método para novos caminhos em direção descendente, até que se encontre o valor ótimo (PAMBOUKIAN, 2013; BARBOSA, 2013). Segundo Nelder e Mead (1965), os vértices de reposição são obtidos por meio da transformação do pior vértice através da aplicação de três operações: i) reflexão ζ , em que $\zeta > 0$, ii) contração β , em que $0 < \beta < 1$ e iii) expansão γ , em que $\gamma > 1$.

Para o poliedro com $\delta + 1$ vértices contidos na região \mathbb{R}^δ , de δ dimensões, o método procura o ótimo local para o problema com κ variáveis quando a função a ser minimizada apresenta variações suaves. O pior vértice da figura geométrica é substituído por um vértice colinear a ele. Todos os vértices do simplex $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_{\delta+1})$ são ordenados de acordo com o crescimento de $f(x_i)$, dado por:

$$f(x_1) \leq f(x_2) \leq \dots \leq f(x_{\delta+1}) \quad (4.4)$$

sendo x_1 o melhor vértice e $x_{\delta+1}$ o pior vértice (GOMES, 2018).

A substituição do vértice é realizada através da aplicação das operações de reposicionamento do pior vértice ao longo da reta que passa pelo novo vértice e o centroide dos δ vértices restantes (GOMES, 2018). O centroide é calculado por:

$$\bar{x} = \sum_{i=1}^{\delta} \frac{x_i}{\delta} \quad (4.5)$$

e o critério de parada do método é dado por:

$$\sqrt{\sum_{i=1}^{\delta+1} \frac{[f(x_i) - f(\bar{x})]^2}{\delta}} \leq \eta \quad (4.6)$$

onde a variável η é a tolerância do erro.

Os métodos determinísticos não são capazes de resolver todos os tipos de problema, principalmente aqueles com não linearidades duras. Os problemas reais geralmente

¹Figura regular geométrica.

são não lineares, de difícil representação e caracterizados por funções nem sempre diferenciáveis (GOMES, 2018).

4.4.2 Métodos Heurísticos

Os métodos heurísticos são algoritmos de busca randômica em que a cada geração busca-se aproximar da resposta ótima ou otimizada. Como o método utiliza variáveis aleatórias, iniciando a otimização sempre com o mesmo valor inicial, diferentes execuções produzem diferentes resultados. Os métodos heurísticos não precisam de informações sobre as derivadas da função de avaliação ou sobre as descontinuidades do problema (REIS, 2014).

Métodos heurísticos permitem encontrar soluções ótimas ou otimizadas mesmo quando o problema possui superfície de otimalidade com vários ótimos locais. A desvantagem destes em relação aos métodos determinísticos é o maior esforço computacional requerido, o que aumenta o tempo de processamento (ARAÚJO, 2018). De acordo com Calixto (2016), no pior caso, os métodos heurísticos encontram soluções otimizadas, vizinhas das soluções ótimas.

4.4.2.1 Método do Recozimento Simulado

Gouvêa (2016) afirma que o método do recozimento simulado (*simulated annealing*) tem como base os princípios termodinâmicos utilizados na obtenção da estrutura cristalina ideal. Este método é baseado na mecânica estatística e no algoritmo de simulação de Metropolis et al. (1953), proposto em 1983 por Kirkpatrick et al. (1983).

No recozimento a temperatura diminui lentamente até que a estabilidade do sistema seja alcançada na temperatura desejada, isto porque o resfriamento rápido forma produtos com imperfeições (GOUVÊA, 2016). A temperatura é o parâmetro de controle da função de avaliação. Se a temperatura está elevada, maior é a componente aleatória inclusa na solução posterior. A medida que a temperatura decresce, o algoritmo converge para o ótimo local. Podem acontecer reaquecimentos seguidos de resfriamentos como forma de penalizar a função de avaliação, evitando assim ótimos locais (SOEIRO et al., 2009).

Soeiro et al. (2009) apresentam no Algoritmo 4.1 o pseudocódigo do método do recozimento simulado, onde: i) χ é a solução gerada na iteração corrente, ii) χ^* é a melhor solução encontrada, iii) f é a função de avaliação, iv) T_0 é a temperatura inicial, v) T é a temperatura corrente, vi) ΔE é a variação de energia, vii) $0 \leq p \leq 1$ é a variável aleatória de decisão, viii) N_T é o número de soluções em dada temperatura

e ix) n_{max} é o número máximo de soluções.

Algoritmo 4.1: Recozimento simulado

```
1 início
2   Atribuir a  $\chi$  solução inicial;
3   Fazer  $\chi^* = \chi$ ;
4   Definir temperatura inicial  $T_0$ ;
5   Verificar se as condições de parada foram satisfeitas;
6   Escolher ponto  $\chi'$  vizinho de  $\chi$ ;
7   Calcular  $\Delta E = f(\chi') - f(\chi)$ ;
8   se  $\Delta E < 0$  então
9     |  $\chi = \chi'$ ;
10    | se  $f(\chi') < f(\chi^*)$  então
11     | |  $\chi^* = \chi'$ 
12    | fim
13  fim
14  se  $\Delta E > 0$  então
15    | gerar número aleatório  $p'$ ;
16    | se  $p' < e^{(-\Delta E/T)}$  então
17     | |  $\chi = \chi'$ 
18    | fim
19  fim
20  se  $N_T \leq n_{max}$  então
21    | retornar à linha 6
22  fim
23  Atualizar  $T$ ;
24  Retornar à linha 5.
25 fim
```

4.4.2.2 Algoritmo Genético

O algoritmo genético (AG) é técnica de busca baseada no processo biológico de evolução natural. De acordo com Calixto (2008), os AG são métodos de busca aleatória para soluções ótimas ou otimizadas onde a população de indivíduos ou cromossomos, que são as possíveis soluções do problema, são submetidas a cruzamentos de genes obtendo novos candidatos à solução, com tendência de melhoria a cada geração.

Cada indivíduo tem diferentes aptidões em relação ao meio em que estão inseridos, conforme a sua capacidade de solução do problema. O processo de evolução natural gera indivíduos cada vez mais adaptados ao meio. Estes indivíduos melhores adaptados ocupam nas novas gerações os lugares de seus predecessores, levando as

informações genéticas (KAGAN et al., 2011). O método é, portanto, flexível para trabalhar com restrições arbitrárias, podendo otimizar múltiplas funções com objetivos conflitantes e possível de ser hibridizado com outras técnicas (ARAÚJO, 2018). A Figura 4.3, adaptada de Gomes (2018), ilustra o fluxograma do AG.

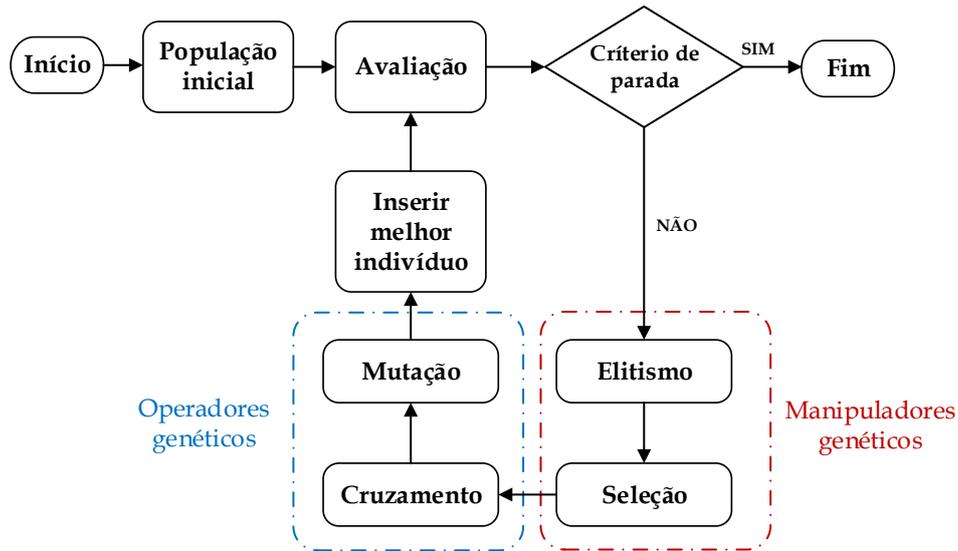


Figura 4.3 - Fluxograma do algoritmo genético.

A população é formada por indivíduos, cujos genes são parâmetros a serem otimizados. Os indivíduos são representados por vetores e a população por matriz. Cada linha i da matriz é um indivíduo I_{ndi} , as colunas j são os genes G_j , onde a matriz $m \times n$ tem m indivíduos e n parâmetros a serem otimizados, dado por (GOMES, 2018; DIAS, 2017):

$$\begin{bmatrix}
 & G_1 & G_2 & G_3 & \dots & G_n \\
 I_{nd1} & c_{11} & c_{12} & c_{13} & \dots & c_{1n} \\
 I_{nd2} & c_{21} & c_{22} & c_{23} & \dots & c_{2n} \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\
 I_{ndm} & c_{m1} & c_{m2} & c_{m3} & \dots & c_{mn}
 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

A aptidão de cada indivíduo é realizada através da função de avaliação, que mensura determinado indivíduo como possível solução do problema, avaliando o seu desempenho. A função de avaliação representa todo o conhecimento que se tem a respeito do

problema (CALIXTO, 2008). Os critérios de parada variam, podendo ser utilizados: i) limite de gerações, ii) diversidade da população, iii) função de avaliação estagnada ou com valores predeterminados e iv) outros (GOMES, 2018). O elitismo é a manutenção do desempenho do AG ao longo das gerações, garantindo que o melhor indivíduo não se perca durante o processo. Isto é realizado guardando o melhor indivíduo para a geração seguinte, antes da aplicação do operador genético (CALIXTO, 2008).

O método de seleção é utilizado na escolha dos progenitores e existem diversos métodos de seleção: i) por roleta, ii) por torneio e iii) outros (SANTOS, 2016; CALIXTO, 2008). Os operadores do algoritmo genético clássico são: i) operador de cruzamento e ii) operador de mutação. Os operadores provocam variabilidade na população. Agem de forma aleatória, produzindo diversidade cromossômica e permitindo a inserção de novas informações na população. Isto é realizado através da busca local pelo operador de mutação ou na busca global pelo operador de cruzamento (CALIXTO, 2012; GOMES, 2018).

O operador de cruzamento ou recombinação é o responsável por combinar *dois* ou mais indivíduos, realizando troca de informações entre candidatos a diferentes soluções (CALIXTO, 2012). Existem diversos tipos de operadores de cruzamento: i) de *um* ponto, ii) de múltiplos pontos, iii) uniforme, iv) simples (*simple crossover*) e vi) outros (HOLLAND, 1975; DRÉO, 2006; ACKLEY, 1987; BARBOSA, 2013). O operador de mutação produz perturbação controlada nos valores dos genes. Existem diversos tipos de operadores de mutação: i) não uniforme, ii) gaussiano e iii) outros.

O operador de cruzamento define a eficiência do AG através da taxa de cruzamento. No operador de cruzamento simples a variável binária probabilística de decisão ϕ é utilizada de forma que, se $\phi = 0$ não há troca de genes e se $\phi = 1$ os genes são trocados gerando novos descendentes, como ilustrado na Figura 4.4, adaptada de Barbosa (2013), onde o cromossomo pai é a referência para a troca de genes. A taxa de mutação é definida como a probabilidade de ocorrer mutação genética. A Figura 4.5 ilustra o operador de mutação gaussiana, onde σ é o desvio padrão dos valores de determinado gene.

4.5 Hibridização

Métodos híbridos surgem da tentativa de se combinar pontos fortes existentes em diferentes métodos de otimização. Desta forma, conflitos entre robustez e eficiência são resolvidos. Assim, pode-se combinar, por exemplo, métodos determinísticos e

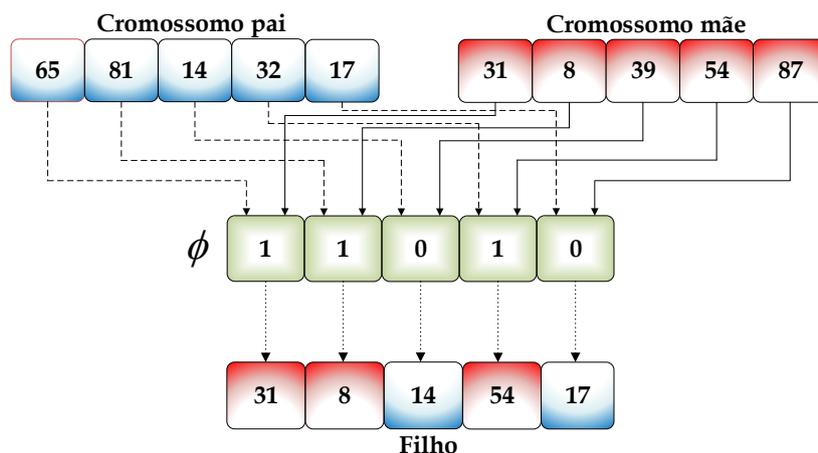


Figura 4.4 - Operador de cruzamento simples.

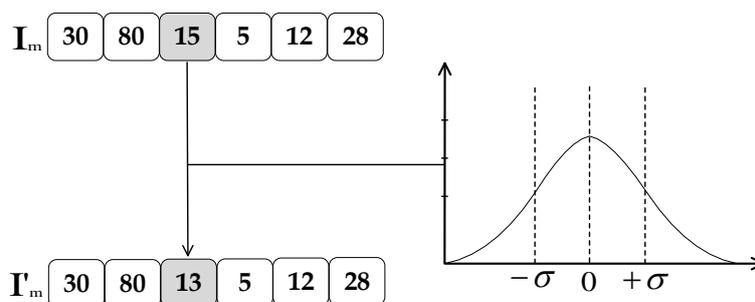


Figura 4.5 - Operador de mutação gaussiana.

heurísticos. Tais combinações levam à soluções mais robustas e eficientes, o que não seria possível com a utilização dos métodos separado (GOUVÊA, 2016; REZENDE, 2003). Gomes (2018) define processo de hibridização como a utilização de *duas* ou mais técnicas diferentes com o objetivo de melhorar a performance na busca de soluções ótimas ou otimizadas.

Algumas vantagens da hibridização são: i) melhoria do desempenho de métodos já consagrados, ii) divisão de problemas complexos em partes, onde cada parte é resolvida por métodos distintos e iii) obtenção de melhores resultados com menor custo computacional (REIS, 2014).

4.6 Simuladores

Após criado o modelo do sistema é possível simulá-lo. O simulador, apresentado na Figura 4.1, realiza a união de todas as partes do modelo, suas representações e expressões, devendo ser compatível com o sistema desejado, sendo ferramenta computacional ou não. Gomes (2017) descreve o simulador como o conjunto de modelos detalhados do sistema real, necessários para verificar como o sistema se comportará mediante mudanças de parâmetros.

Segundo Magalhaes (2018), simuladores reproduzem o comportamento do sistema sob determinadas condições através de modelos desenvolvidos com foco no sistema estudado, necessitando avaliar as soluções geradas após a conclusão da simulação. Reis (2014) afirma que as simulações objetivam conhecer o comportamento do sistema real antes da implementação de modificações no mesmo, sendo utilizadas na verificação e validação de projetos.

Há vários tipos de simuladores, podendo ser agrupados em: i) linguagens de simulação, que envolve os simuladores desenvolvidos analiticamente por especialistas através de rotinas em softwares de programação e ii) simuladores, que engloba os softwares especialistas em determinadas áreas. Exemplo de simuladores são: i) túnel de vento que simula o efeito do movimento do ar sobre sólidos, ii) *ATPDraw*TM (GARCIA et al., 2013) e *OpenDSS*[®] (DUGAN, 2013a), que simulam redes de distribuição de energia, iii) *SketchUp*[®] (DONG; YANG, 2014), software para a criação de modelos em três dimensões e iv) entre outros (SUDHAKAR et al., 2016; DIAS, 2017; CARARO et al., 2014).

4.7 Considerações

Este capítulo descreve os métodos de otimização utilizados neste trabalho, esclarecendo os motivos da sua utilização e suas particularidades. O próximo capítulo apresenta a metodologia proposta, com ênfase no desenvolvimento do algoritmo de otimização da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de energia elétrica.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentado o processo de otimização da inserção de geração distribuída fotovoltaica para adequação de tensão e as partes que o compõe. A modelagem da rede de distribuição de energia, das unidades de geração distribuída fotovoltaica e o problema de otimização são descritos. Além disto, os algoritmos, em pseudocódigos, de mapeamento das transgressões de tensão e de inserção de geração distribuída fotovoltaica são apresentados.

5.1 Adequação de tensão

As tensões com transgressão, presentes nas redes de distribuição de energia elétrica, podem ser adequadas de várias formas. Uma das formas de realizar esta adequação é através da inserção de geração distribuída fotovoltaica (GDFV), pois unidades de geração distribuída são capazes de alterar os níveis de tensão das redes quando conectadas à elas. Para isto, o conhecimento do: i) posicionamento geográfico de inserção, ii) mínima potência de fornecimento e iii) quantidade de GDFV necessárias é relevante.

Neste sentido, é desenvolvido algoritmo capaz de classificar as tensões elétricas nos consumidores em: i) adequadas, ii) precárias ou iii) críticas, conforme a norma de qualidade de energia elétrica adotada. A metodologia de inserção de GDFV proposta está dividida em *três* partes fundamentais: i) simulador de redes de distribuição, ii) algoritmo de inserção de GDFV e iii) processo de otimização.

5.2 Modelagem e simulação da rede de distribuição de energia

Para a construção do simulador da rede de distribuição de energia elétrica, é necessário desenvolver os elementos básicos do circuito alimentador, dentre os quais destacam-se: i) barramento de saída do alimentador, ii) código do condutor, iii) segmento de linha, iv) transformador de distribuição, v) curva de carga, vi) carga e vii) coordenadas dos postes ou barras (ANEEL, 2014; FREITAS, 2015). Estes elementos são classificados em *três* tipos: i) conversão de energia, ii) transporte de energia e iii) suporte, elementos que auxiliam a definição de parâmetros dos demais.

Um dos software de simulação da rede de distribuição de energia elétrica mais utilizados é o *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, software sob licença de código aberto, baseado em linhas de comando, de propriedade do EPRI[©] (DUGAN,

2013a). Este software tem disponível interface *Component Object Model* (COM) que permite o desenvolvimento de soluções customizadas, podendo ser controlado por programas externos ou linguagens, tais como MatLab[®], C-Sharp, Python entre outros. Além disto, permite aos desenvolvedores criarem suas próprias bibliotecas de vínculo dinâmico (*Dynamic-Link Library* – DLL) (FREITAS, 2015). O software possui estrutura ilustrada na Figura 5.1.

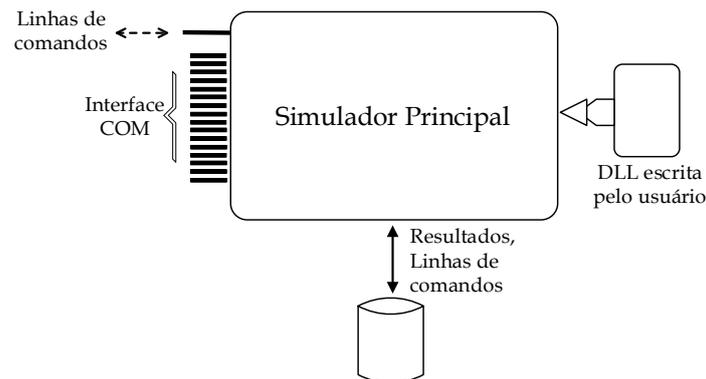


Figura 5.1 - Interface do software *OpenDSS*.

O *OpenDSS* possui diversos modos de solução do tipo *quazi-static*, que permitem a realização de simulações sequenciais no tempo, analisando como os sistemas se comportam durante intervalos de tempo específicos. Os principais modos de solução do software são: i) fluxo de potência instantâneo, ii) fluxo de potência diário, iii) fluxo de potência anual, iv) análise harmônica, v) análise dinâmica e vi) estudo de curto-circuito (DUGAN, 2013a). Possui ainda interface gráfica de usuário (*Graphical User Interface* – GUI). Os resultados das simulações são gerados em relatórios padrões em arquivos do tipo *.csv ou *.txt (SEXAUER, 2016).

Deve ser criado o arquivo `Master.dss`¹ para a execução de todos elementos em conjunto. O código `Master.dss` é exemplificado no Código 5.1, onde os arquivos com extensão `.dss` são invocados de forma ordenada. Além da inserção dos arquivos `.dss` necessários para a construção da rede no simulador, também é necessário configurar no código `Master.dss` as tensões base da rede, indicadas na linha 12 e o modo de solução do fluxo de potência, indicado na linha 15. O modo de solução instantâneo (*snapshot*) é o modo padrão para simulações em que se pretende conhecer as condições limites do sistema em ponto específico no tempo. Outros modelos

¹Onde `.dss` é a extensão de arquivo utilizada pelo simulador *OpenDSS*.

de solução, como o diário (*daily*) e o anual (*yearly*), também podem ser utilizados. Através destes modelos, é possível simular o circuito ao longo do dia ou do ano, respectivamente, com a possibilidade de utilizar diferentes bases de tempo em cada um deles.

Código 5.1: Master.dss

```
1 início
2   Clear
3   Redirect Alimentador.dss
4   RedirectCodigoCondutor.dss
5   RedirectSegmentoMT.dss
6   RedirectSegmentoBT.dss
7   RedirectRamal.dss
8   RedirectTransformador.dss
9   RedirectCurvaCarga.dss
10  RedirectConsumidorMT.dss
11  RedirectConsumidorBT.dss
12  Set voltagebases=[13.8 0.38]
13  Calcvoltagebases
14  Buscoords Coordenadas.dss
15  Set mode=snapshot
16  Solve
17 fim
```

O arquivo `Alimentador.dss`, indicado na linha 3 de `Master.dss`, contém o código do barramento de saída do alimentador. No *OpenDSS*, o objeto *circuit*, elemento de conversão de energia com apenas *um* terminal pode conter diversos conectores em apenas *uma* barra e é utilizado para definir o alimentador. O código no *OpenDSS* do barramento de saída do alimentador na condição de barramento infinito é exemplificado no Código 5.2, onde: i) *basekv* é a tensão base [*kV*] nominal de linha, ii) *bus1* é o nome da barra em que o terminal do elemento está conectado, iii) *pu* é a tensão do barramento por unidade, iv) *phases* é a quantidade de fases, v) *R1* é a resistência [Ω] de sequência positiva da fonte e vi) *X1* é a reatância [Ω] de sequência positiva da fonte. O software não faz distinção entre letras maiúsculas e minúsculas.

As características do condutor são declaradas no arquivo `CodigoCondutor.dss`, indicado na linha 4 de `Master.dss`. Para isto, é utilizado o objeto *linecode*, elemento de suporte que contém as impedâncias do cabo. Desta forma, utiliza-se o *linecode* do condutor para descrever suas características, sem a necessidade de repetir parâ-

Código 5.2: Alimentador.dss

```
1 início
2 | New circuit.AL1 basekv=13.8 Bus1=3613666 pu=1.00 phases=3 R1=0
  | X1=0.0001
3 fim
```

metros para as diversas linhas idênticas. O código do condutor pode ser definido de duas formas: i) por matriz de impedância e ii) por componentes simétricas.

O código do condutor, definido por componentes simétricas, é exemplificado no Código 5.3, onde: i) *nphases* é o número de fios do segmento BT ou MT, ii) *baseFreq* é a frequência base, iii) *R1* é a resistência [Ω] de sequência positiva, iv) *X1* é a reatância [Ω] de sequência positiva, v) *units* é a unidade de medida de comprimento do cabo e vi) *normamps* é a corrente nominal do cabo [*A*].

Código 5.3: CodigoCondutor.dss

```
1 início
2 | New Linecode.A04-3 nphases=3 baseFreq=60 R1=1.551 X1=0.49 units=km
  | normamps=114
3 fim
```

Para a definição do segmento de linha no *OpenDSS* utiliza-se o objeto *line*, elemento de transporte de energia com *dois* terminais. Este pode ser segmento de linha BT, MT ou ramal. O ramal define o trecho onde as unidades consumidoras BT estão conectadas. No código *Master.dss*, os seguimentos de linha correspondem aos arquivos *SeguimentoMT.dss*, indicado na linha 5, *SeguimentoBT.dss*, indicado na linha 6 e *Ramal.dss*, indicado na linha 7. As impedâncias características das linhas podem ser definidas diretamente no objeto *line* ou através do objeto *linecode*.

O código para o segmento de linha no *OpenDSS* é exemplificado no Código 5.4, onde: i) *phases* é o número de fases, ii) *bus1* é a barra do terminal 1, iii) *bus2* é a barra do terminal 2 e iv) *linecode* é o nome do objeto *linecode* correspondente ao segmento. A numeração (.1.2.3) após o nome/número da barra indica as fases que se conectam na mesma, como disposto na Tabela 5.1.

O arquivo *Transformador.dss*, indicado na linha 8 de *Master.dss*, contém o código do transformador de distribuição, posto de transformação ou simplesmente posto,

Código 5.4: Segmento.dss ou Ramal.dss

```
1 início
2 | New Line.52878988 phases=3 bus1=3612896.1.2.3 bus2=3612899.1.2.3
  |   linecode=A04-3
3 fim
```

Tabela 5.1 - Numeração das fases para os pontos de conexão na barra.

Fases	A	B	C	AN	BN	CN	AB
Numeração	.1	.2	.3	.1.0	.2.0	.3.0	.1.2
Fases	AC	BC	ABN	ACN	BCN	ABC	ABCN
Numeração	.1.3	.2.3	.1.2.0	.1.3.0	.2.3.0	.1.2.3	.1.2.3.0

declarado no *OpenDSS* através do objeto *transformer*, elemento de transporte de energia com *dois* ou mais terminais. O Código 5.5 exemplifica o código que define o transformador com ligação em delta-estrela aterrada. O símbolo \sim no Código 5.5 permite que o código continue na linha seguinte e o comando *wye* define a conexão em estrela.

Para definir o elemento *transformer* são utilizados os seguintes parâmetros: i) *phases* é o número de fases, ii) *windings* é a quantidade de enrolamentos, iii) *XHL* é a reatância percentual do primário para o secundário, iv) *%loadloss* é o percentual de perda total com base na carga nominal, v) *%noloadloss* é o percentual de perda a vazio com base na carga nominal, vi) *wdg* é o enrolamento que receberá os parâmetros, vii) *bus* é a barra em que o terminal do enrolamento está conectado, viii) *conn* é a conexão do enrolamento (delta ou estrela), ix) *kV* é a tensão nominal [*kV*] do enrolamento, x) *kVA* é a potência nominal [*kVA*] do enrolamento e xi) *tap* é a tensão [*pu*] de ajuste do TAP.

Código 5.5: Transformador.dss

```
1 início
2 | New Transformer.5451476 Phases=3 Windings=2 XHL=0.01
  |   %loadloss=0.94 %noloadloss=0.15
3 | ~ wdg=1 bus=4933191.1.2.3 conn=delta kv=13.8 kva=225 tap=1
4 | ~ wdg=2 bus=5451476.1.2.3.0 conn=wye kv=0.380 kva=225 tap=1
5 fim
```

As curvas de carga são definidas no *OpenDSS* através do objeto *loadshape*, elemento de suporte que consiste em multiplicadores no intervalo $[0,1]$, aplicados aos valores de potência ativa, representando a variação da carga ao longo do período de tempo escolhido. No código `Master.dss` as curvas de carga são definidas através do arquivo `CurvaCarga.dss`, indicado na linha 9. O código no *OpenDSS* da curva de carga diária é exemplificado no Código 5.6, onde: i) *npts* é o número de pontos da curva de carga, ii) *interval* é o intervalo $[h]$ entre os pontos da curva de carga e iii) *mult* $[pu]$ é o vetor multiplicador de carga.

Código 5.6: `CurvaCarga.dss`

```

1 início
2   New LoadShape.Ax npts=24 interval=1.0 mult=(0.757 0.724 0.703 0.695
   0.705 0.739 0.775 0.831 0.906 0.898 0.902 0.866 0.883 0.916 0.935 0.941
   0.937 0.888 0.996 1 0.925 0.997 0.951 0.834)
3 fim

```

As cargas no *OpenDSS* representam as unidades consumidoras BT e MT. Para a definição das cargas utiliza-se o objeto *load*, elemento de conversão de energia com terminal único. No código `Master.dss` as cargas correspondem aos arquivos `ConsumidorMT.dss`, indicado na linha 10 e `ConsumidorBT.dss`, indicado na linha 11. Estas podem ser definidas de três formas: i) pela potência ativa nominal $[kW]$ e pelo fator de potência *PF*, ii) pela potência ativa nominal $[kW]$ e pela potência reativa nominal $[kVAr]$ e iii) pela potência aparente nominal $[kVA]$ e pelo *PF*. No *OpenDSS* cada modelo de carga é representado por número, como disposto na Tabela 5.2, onde ZIP é o modelo no qual as cargas possuem parcelas de impedância, corrente e potência constantes.

Tabela 5.2 - Principais modelos de carga.

Modelo	Descrição
1	Modelo de potência constante
2	Modelo de impedância constante
5	Modelo de corrente constante
8	Modelo ZIP

No *OpenDSS*, o código que define a unidade consumidora utilizando modelo de carga

com potência constante e curva de carga diária é exemplificado no Código 5.7, onde: i) *bus1* é o nome do barramento de conexão da carga, ii) *phases* é o número de fases da carga, iii) *kV* é a tensão base [*kV*] da carga, iv) *kW* é a potência ativa nominal [*kW*] da carga, v) *PF* é o fator de potência, vi) *model* é o modelo de carga, vii) *daily* é o nome da curva de carga diária e viii) *conn* é o padrão de conexão da carga (delta ou estrela (*we*)).

Código 5.7: Consumidor.dss

```

1 início
2 | // Comentário
3 | New Load.11457582 Bus1=13605875271133.1.2.3.0 Phases=3 kV=0.38
4 | kW=2.40162037037037 PF=0.92 Model=1 daily=Ax Conn=we
5 | // Residencial
5 fim

```

Para a definição das coordenadas dos postes utiliza-se o objeto *buscoords*, que define as coordenadas geográficas de cada barra. No código *Master.dss* as coordenadas dos postes são definidas no arquivo *Coordenadas.dss*, indicado na linha 14, onde pode-se utilizar as coordenadas *Universal Transversa de Mercator* (UTM), como exemplificado no Código 5.8.

Código 5.8: Coordenadas.dss

```

1 início
2 | //Barra UTM_X UTM_Y
3 | 3612635 974777.33 8154825.98
4 | 3612640 974803.37 8154722.24
5 fim

```

A validação do modelo da rede de distribuição de energia elétrica é realizada através de campanha amostral em determinado posto de transformação utilizando equipamento intitulado analisador de energia elétrica. Compara-se os dados medidos na rede real com os dados obtidos no mesmo posto de transformação da rede simulada, no mesmo intervalo de tempo. A campanha amostral realiza medições de tensão e corrente durante *sete* dias, totalizando 168 horas de medições com 1008 leituras válidas coletadas em intervalos de 10 minutos (ANICETO et al., 2017).

5.3 Mapeamento das transgressões de tensão

O *OpenDSS* pode ser utilizado para mapear os níveis de tensão da rede elétrica e classificar as tensões em adequadas, precárias ou críticas. O Algoritmo 5.1 descreve o pseudocódigo simplificado para o mapeamento das tensões, onde os limites podem ser ajustados conforme a norma utilizada.

Algoritmo 5.1: Algoritmo de classificação de tensão

```
1 início
2   Conecta o algoritmo de classificação de tensão ao OpenDSS via interface
   COM;
3   Compila a rede de distribuição e realiza o cálculo do fluxo de potência;
4   Extrai os nomes de todas as barras da rede;
5   Extrai as coordenadas de todas as barras da rede;
6   Extrai a tensão  $V$  [pu] de todos os nós da rede, separados por fase;
7   Verifica a existência de tensão crítica, separadas por fase;
8   Verifica a existência de tensão precária, separadas por fase;
9   Plota a rede de distribuição simulada com os pontos de tensão adequada,
   precária e crítica;
10  Gera o relatório com quantidade e porcentagem de nós com tensão
   adequada, precária e crítica, por fase.
11 fim
```

5.4 Modelagem dos geradores distribuídos fotovoltaicos

O sistema fotovoltaico pode ser modelado através da junção do modelo do gerador fotovoltaico com os parâmetros do inversor de frequência, como ilustrado na Figura 5.2, adaptada de EPRI (2011). A potência de saída do sistema é dada em função do: i) tempo, ii) irradiação, iii) temperatura, iv) eficiência do inversor, v) tensão da rede e vi) potência nominal no ponto de máxima potência P_{mpp} , para irradiação solar de $1kW/m^2$ e temperatura da célula em $25^\circ C$ (FREITAS, 2015; EPRI, 2011). A potência de saída P_{cc} do painel fotovoltaico é dada por:

$$P_{cc}(t_0) = P_{mpp} \cdot P_{mpp}[T(t_0)] \cdot E_{e_{base}} \cdot E_e(t_0) \quad (5.1)$$

onde $P_{mpp}[T(t_0)]$ é o fator de correção [pu] da P_{mpp} em função da temperatura T no instante t_0 , $E_{e_{base}}$ é a máxima irradiância [kW/m^2] para o dia selecionado e $E_e(t_0)$ é o fator de correção [pu] da irradiância no instante t_0 .

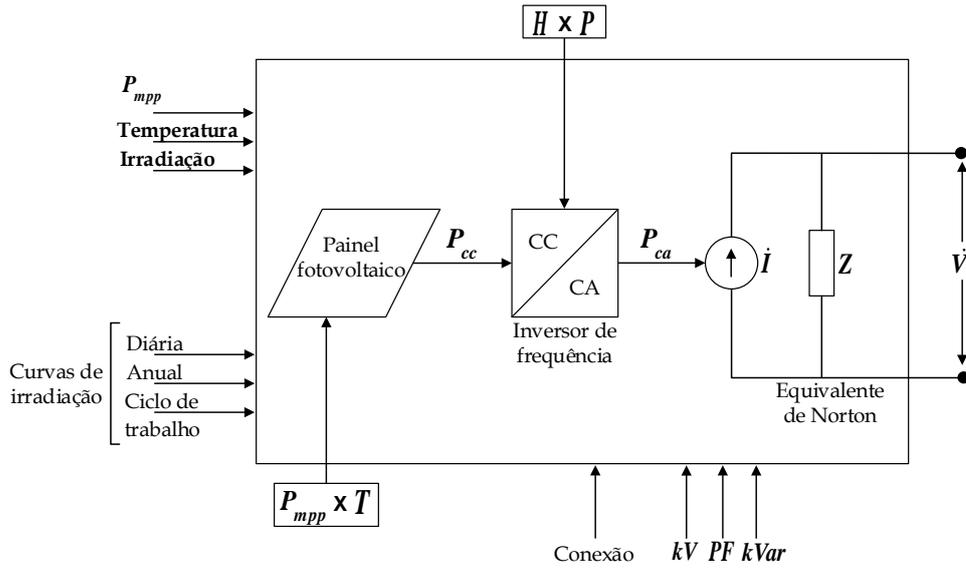


Figura 5.2 - Modelo do sistema fotovoltaico.

A potência ativa P_{ca} de saída fornecida pelo sistema fotovoltaico é dada por:

$$P_{ca}(t) = P_{cc}(t) \cdot H[P_{ca}(t)] \quad (5.2)$$

onde $H[P_{ca}(t)]$ é a eficiência do inversor. A potência reativa pode ser definida como fixa ou em função do PF fixo.

Para a definição da GDFV no *OpenDSS* utiliza-se o objeto *pvsystem*, elemento de conversão de energia, cujo código é exemplificado no Código 5.9, onde: i) kV é a tensão nominal de linha [kV], ii) *bus1* é o nome da barra na qual está conectada a GDFV, iii) kVA é a potência nominal [kVA] do inversor, iv) PF é o fator de potência, v) *irrad* é a irradiância base [kW/m^2], vi) P_{mpp} é a potência nominal [kVA] no ponto de máxima potência, vii) *temperature* é a temperatura nominal [$^{\circ}C$], viii) *effcurve* é a curva de eficiência por potência ($H \times P$), ix) *P-TCurve* é a curva $P_{mpp} \times T$, x) *Daily* é a curva [pu] de irradiação solar diária e xi) *Tdaily* é a curva de temperatura [$^{\circ}C$] diária da placa. A GDFV é conectada à rede através do transformador de tensão, como ilustrado na Figura 5.3, onde B1, B2 e B3 são barras entre linhas de distribuição, B_FV é a barra que conecta a GDFV à rede e Trafo_FV é o transformador de tensão da GDFV.

Código 5.9: SistemaFotovoltaico.dss

```
1 início
2   New PVSystem.GDFV phases=3 bus1=trafo-GDFV.1.2.3 kV=0.380
   kVA=500
3   ~ irrads=0.8 Pmpp=500 temperature=25 PF=1
4   ~ effcurve=C-HXP P-TCurve=C-PmppXT Daily=C-Irradiacao
   TDaily=C-Temperatura
5 fim
```

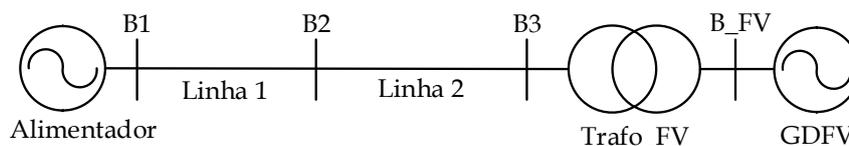


Figura 5.3 - Ilustração da geração distribuída fotovoltaica conectada à rede.

Para a análise do comportamento do sistema fotovoltaico é necessário descrever as curvas de: i) irradiação solar **C-Irradiacao**, ii) temperatura da placa fotovoltaica **C-Temperatura**, iii) $P_{mpp} \times T$ **C-PmppXT** e iv) eficiência do inversor de frequência **C-HXP**.

A curva de irradiação solar é descrita através do objeto *loadshape* e caracteriza a irradiação solar [kW/m^2] para cada hora do dia. Geralmente é definida por multiplicadores [*pu*] da irradiância base. Seu código é exemplificado no Código 5.10, onde: i) *npts* é o número de pontos presentes na curva, ii) *interval* é o intervalo de tempo [*h*] entre os pontos e iii) *mult* são os multiplicadores [*pu*].

Código 5.10: C-Irradiacao

```
1 New Loadshape.C-Irradiacao npts=24 interval=1
2 ~ mult=[0 0 0 0 0 0 0.1 0.2 0.3 0.5 0.8 0.9 1.0 1.0 0.99 0.9 0.7 0.4 0.1 0 0 0 0]
```

A curva de temperatura da placa solar é descrita através do objeto *tshape*, cujo código é exemplificado no Código 5.11, onde os 24 valores do vetor *temp* representam a temperatura [$^{\circ}C$] da placa para cada hora do dia.

Código 5.11: C-Temperatura

```
1 New Tshape.C-Temperatura npts=24 interval=1  
2  $\sim temp=[25\ 25\ 25\ 25\ 25\ 25\ 25\ 25\ 35\ 40\ 45\ 50\ 60\ 60\ 55\ 40\ 35\ 30\ 25\ 25\ 25\ 25\ 25]$ 
```

A curva que relaciona a potência nominal no ponto de máxima potência em relação a temperatura da placa ($P_{mpp} \times T$) é descrita através do objeto *XYCurve*, cujo código é exemplificado no Código 5.12, onde: i) *xarray* é o vetor de temperatura [$^{\circ}C$] e ii) *yarray* é o vetor da P_{mpp} [*pu*].

Código 5.12: C-PmppXT

```
1 New XYCurve.C-PmppXT npts=4  
2  $\sim xarray=[0\ 25\ 75\ 100]\ yarray=[1.2\ 1.0\ 0.8\ 0.6]$ 
```

A curva que descreve a eficiência do sistema fotovoltaico em função da potência ativa fornecida ($H \times P$) é descrita através do objeto *XYCurve*, cujo código é exemplificado no Código 5.13, onde: i) *xarray* é o vetor de potência [*pu*] e ii) *yarray* é o vetor com dados de eficiência do inversor (EPRI, 2011).

Código 5.13: C-HXP

```
1 New XYCurve.C-HXP npts=4  
2  $\sim xarray=[0.1\ 0.2\ 0.4\ 1.0]\ yarray=[0.86\ 0.9\ 0.93\ 0.97]$ 
```

A eficiência do inversor é dada pela relação entre a potência de saída P_{ca} e a potência de entrada P_{cc} do sistema fotovoltaico para determinada tensão contínua V_{cc} de entrada constante (CRESESB, 2004).

5.5 Processo de otimização

O intuito do processo de otimização aplicada é minimizar as transgressões de tensão elétrica dos nós de cada barra da rede de energia a partir da inserção de GDFV em posições geográficas *pos*, com valor de potência de fornecimento *pot* e quantidade *qtd* mínima de GDFV a ser inserida. Trata-se, portanto, de metodologia de adequação de tensão em redes elétricas reais, cujo objetivo é encontrar as melhores

posições geográficas de inserção da menor quantidade possível de GDFV com a mínima potência de fornecimento necessária a fim de que as transgressões de tensão sejam minimizadas. A função de avaliação utilizada é dada por:

$$f(trgA(\vec{x}), trgB(\vec{x}), trgC(\vec{x})) = \sum (trgA(\vec{x})) + \sum (trgB(\vec{x})) + \sum (trgC(\vec{x})) \quad (5.3)$$

onde \vec{x} é o vetor com os parâmetros a serem otimizados, $trgA(\vec{x})$ são as transgressões de tensão $[pu]$ na fase A , $trgB(\vec{x})$ são as transgressões de tensão $[pu]$ na fase B e $trgC(\vec{x})$ são as transgressões de tensão $[pu]$ na fase C , transgressões de tensão classificadas conforme Aneel (2018). Desta forma, pode-se reescrever a função de avaliação como (CARARO et al., 2017a; CARARO et al., 2017b):

$$f(trgA(\vec{x}), trgB(\vec{x}), trgC(\vec{x})) = f(\vec{x}) \quad (5.4)$$

A posição geográfica de inserção da GDFV é representada conforme o número da barra de conexão, sendo que cada barra é numerada de 1 até a quantidade total de barras da rede de distribuição (variável qtd_{barras}). O problema de otimização possui restrições de: i) tensão, ii) corrente, iii) posicionamento geográfico das GDFV, iv) potência de fornecimento das GDFV e v) quantidade de GDFV. Estas restrições são dadas por:

$$\begin{aligned} V_{min} &\leq V \leq V_{max} \\ I &\leq I_{max_{cond}} \\ 1 &\leq pos \leq qtd_{barras} \\ pos &\in \mathbb{Z}_+^* \\ pos_i &\neq pos_{i+1} \neq pos_{i+2} \neq \dots \neq pos_{i+n} \\ 1 &\leq pot \leq pot_{max} \\ 1 &\leq qtd \leq qtd_{max} \end{aligned} \quad (5.5)$$

onde V_{min} é o limite mínimo de tensão e V_{max} é o limite máximo de tensão, conforme Aneel (2018), $I_{max_{cond}}$ é a corrente máxima suportada pelo condutor, pot_{max} é a potência de fornecimento máxima admissível para a GDFV e qtd_{max} é a quantidade máxima de GDFV que pode ser inserida. Para a potência de fornecimento das GDFV é definido o valor máximo a fim de evitar a inserção de unidades de geração

distribuída com dimensões físicas elevadas.

O processo de otimização para inserção de GDFV em rede de distribuição de energia elétrica para a adequação dos níveis de tensão é representado pelo fluxograma ilustrado na Figura 5.4. O bloco **simulador de redes de distribuição** representa: i) o simulador construído no software *OpenDSS*, ii) a modelagem da rede de distribuição de energia elétrica e iii) a modelagem da GDFV.



Figura 5.4 - Processo de otimização da inserção de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição de energia elétrica.

O bloco **algoritmo de inserção de GDFV** é dividido em *duas* partes: i) a versão simplificada do algoritmo, capaz de otimizar menor quantidade de variáveis, porém, com menor tempo de execução e ii) versão completa do algoritmo, capaz de otimizar todas as variáveis do problema, entretanto, com maior tempo de execução. Realiza-se a inserção de GDFV através da interface COM, que acopla o algoritmo de inserção de GDFV ao simulador.

O bloco **método de otimização** representa o algoritmo de otimização utilizado, podendo ser determinístico, heurístico ou híbrido. O método de otimização fornece os parâmetros a serem otimizados ao algoritmo de inserção de GDFV. Os parâmetros a serem otimizados são dados pelo vetor \vec{x} que contém possíveis soluções para o problema. Além disto, o método de otimização recebe do bloco **algoritmo de inserção de GDFV** o valor da função de avaliação $f(\vec{x})$.

5.6 Algoritmos de inserção de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição

O bloco **algoritmo de inserção de GDFV** da Figura 5.4 é dividido em *duas* partes. Na **Parte 1** o algoritmo de inserção de GDFV é utilizado para otimizar a posição geográfica *pos* e a potência de fornecimento *pot* de cada GDFV. A quantidade *qtd* de GDFV a ser inserida é fixa e definida pelo usuário. A **Parte 2** do algoritmo é utilizada para otimizar além das variáveis *pos* e *pot*, também a quantidade *qtd* de

GDFV necessária para a adequação dos níveis de tensão da rede, fazendo parte do processo de otimização.

No processo de otimização a quantidade máxima de GDFV qtd_{max} é igual a quantidade total de barras da rede de distribuição qtd_{barras} . Para a **Parte 1**, o vetor \vec{x} é dado por:

$$\vec{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n] \quad (5.6)$$

onde, $n = 2 \cdot qtd$, onde a primeira metade do vetor corresponde a posição geográfica de inserção de cada uma das GDFV, dada por:

$$pos = [x_1, \dots, x_{\frac{n}{2}}]; \quad 1 \leq pos \leq qtd_{barras} \quad (5.7)$$

e a segunda metade de (5.6) corresponde as potências de fornecimento, dado por:

$$pot = [x_{\frac{n}{2}+1}, \dots, x_n]; \quad 1 \leq pot \leq pot_{max} \quad (5.8)$$

Portanto, é possível representar o vetor \vec{x} por:

$$\vec{x} = [pos_1, \dots, pos_{\frac{n}{2}}, pot_1, \dots, pot_{\frac{n}{2}}] \quad (5.9)$$

Na **Parte 2** do processo de otimização, a quantidade qtd de GDFV a ser inserida é introduzida como variável a ser otimizada. A quantidade qtd passa a ser o primeiro elemento do vetor \vec{x} . O restante do vetor é subdividido conforme a **Parte 1**, com a primeira metade correspondendo as variáveis pos e a segunda metade correspondendo as variáveis pot . Na **Parte 2**, o vetor \vec{x} é dado por:

$$\vec{x} = [qtd, pos_1, \dots, pos_{\frac{n-1}{2}}, pot_1, \dots, pot_{\frac{n-1}{2}}] \quad (5.10)$$

O Algoritmo 5.2 apresenta de forma simplificada o pseudocódigo da **Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV. A **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV é semelhante a **Parte 1**, com principal alteração relacionada a manipulação do vetor \vec{x} .

Algoritmo 5.2: Algoritmo de inserção de GDFV - Parte 1

Entrada: qtd, \vec{x}

```
1 início
2   Recebe do usuário a quantidade  $qtd$  de GDFV;
3   Recebe do algoritmo de otimização (bloco método de otimização) o vetor
    $\vec{x}$ ;
4   Penaliza  $f(\vec{x})$  caso  $\vec{x}$  contenha posições repetidas e retornar à linha 1;
5   Conecta o bloco algoritmo de inserção de GDFV ao bloco simulador
   de redes de destruição (OpenDSS) via interface COM;
6   Compila a rede de distribuição e realizar o cálculo do fluxo de potência;
7   Extrai os nomes de todas as barras da rede;
8   Extrai a tensão  $V$  [ $pu$ ] de todas as barras da rede, separadas por fase;
9   Localiza as transgressões de tensão (barras com transgressão), separadas
   por fase;
10  Inserir os dados de modelagem da GDFV;
11  Cria os objetos da GDFV e do transformador que é conectado a mesma;
12  para  $GDFV = 1 : qtd$  faça
13    Recebe de  $\vec{x}$  os valores otimizados de  $pos$  e  $pot$  de inserção de cada
    GDFV;
14    Insere cada GDFV e seu respectivo transformador, de acordo com os
    valores de  $pos$  e  $pot$ ;
15    Atualiza dados: novo cálculo de fluxo de potência;
16    Verifica se a tensão da barra de inserção da GDFV não extrapolou o
    limite superior ou o limite inferior de tensão. Caso ocorra, penaliza
     $f(\vec{x})$  e retorna à linha 1;
17  fim
18  Repete as linhas 7, 8 e 9;
19  Extrai a corrente  $I$  das linhas. Se  $I \geq I_{max_{cond}}$  penaliza  $f(\vec{x})$  e retorna à
    linha 1;
20  Calcula a função de avaliação;
21  Desativa todas as GDFV e seus respectivos transformadores;
22  Retorna à linha 1: início de nova iteração do algoritmo de otimização.
23 fim
Saída:  $f(\vec{x})$ 
```

5.7 Validação da metodologia

Para validação da metodologia é realizado adaptações no alimentador de distribuição de energia através de desconexões de unidades consumidoras (UC) de forma que se obtenha rede de distribuição com transgressões de tensão em posições geográficas e magnitudes conhecidas. Por exemplo, para que o alimentador fique com transgressão de tensão precária em única barra, eleva-se as potências das UC ligadas a esta barra e desconecta-se diversas UC que estão gerando transgressão de tensão nas demais

barras, até que a rede tenha a configuração desejada. Desta forma, como a posição geográfica e o nível de transgressão são conhecidos, ao solicitar que o algoritmo de inserção de GDFV encontre a posição geográfica e a potência de fornecimento otimizada da GDFV, saber-se-á se os resultados obtidos são os otimizados, capazes de adequar a tensão da rede de distribuição.

Estas alterações na rede de distribuição podem ser aplicadas para se obter nós com transgressão de tensão em diferentes regiões do circuito, de forma a validar o algoritmo de inserção de GDFV para a inserção de mais de *uma* GDFV, mesmo quando a quantidade de GDFV é inferior a quantidade de regiões do circuito com transgressões de tensão.

5.8 Considerações

Este capítulo descreve a metodologia do processo de otimização da inserção de GDFV em redes reais de distribuição de energia elétrica para adequação de tensão, dividida em: i) modelagem da rede de distribuição e das GDFV, ii) desenvolvimento do algoritmo de inserção de GDFV e iii) modelagem do problema de otimização. Além disto, é descrito o desenvolvimento do algoritmo de mapeamento das transgressões de tensão na rede de distribuição e sugerido processo de validação da metodologia. No próximo capítulo são apresentados os resultados alcançados utilizando a metodologia proposta.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS

Neste capítulo são exibidos os resultados obtidos utilizando a metodologia apresentada no capítulo anterior. Estes resultados estão dispostos em estudos de casos contemplando: i) simulação dos alimentadores, ii) classificação de tensão, iii) análise de posicionamento geográfico das gerações distribuídas fotovoltaicas, iv) validação da metodologia e v) comparação entre métodos de otimização determinístico, heurístico e híbrido.

6.1 Redes de distribuição de energia simuladas

As redes de distribuição de energia utilizadas nos estudos de caso propostos foram modeladas a partir de dados reais coletados do banco de dados georreferenciados da concessionária de distribuição de energia elétrica CELG D. A concessionária CELG D distribui energia elétrica em 237 municípios do estado de Goiás. Possui mais de *quatro* mil *km* de redes de distribuição rural de baixa tensão (BT) e quase 28 mil *km* de redes de distribuição urbana BT. Possui mais de 168 mil *km* de redes de distribuição rural de média tensão (MT) e quase *dez* mil *km* de redes de distribuição urbana MT. Com mais de 220 mil transformadores de distribuição atende a 2,8 milhões de unidades consumidoras (UC), suprindo quase *oito* mil *MVA* de carga instalada (ANICETO et al., 2017).

Como condição de operação do sistema considera-se a curva de carga de cada consumidor, por fase, e todas as impedâncias do circuito. Foram utilizadas *dezesesseis* curvas de carga representando diferentes grupos tarifários, tais como: i) residencial, ii) rural, iii) iluminação pública e iv) outros. As curvas de carga foram obtidas por meio de campanhas de medições realizadas pela distribuidora. A tensão base ou de referência, utilizada para o circuito MT é a tensão nominal de 13,8kV no barramento de saída da subestação e 380V fase-fase ou 220V fase-neutro nas linhas BT. Considera-se que o sistema opera com carga constante, geração constante e topologia invariante. Adota-se, para o cálculo do fluxo de potência, o método iterativo de Newton Raphson (OLIVEIRA et al., 2017).

As simulações com geração distribuída fotovoltaica conectadas na rede elétrica utilizaram única curva de irradiação solar para todo o ano, com dados de irradiação solar ao longo de 24 horas e única curva de temperatura da placa solar, com dados de temperatura ao longo de 24 horas (CRESESB, 2017; EPRI, 2011). Como os níveis

de irradiação solar noturnos são próximos a *zero*, a geração fotovoltaica noturna é mínima, prejudicando a adequação de tensão nestes horários. Para o valor máximo admissível da potência de fornecimento pot_{max} da GDFV, foi utilizado $1000kVA$.

As redes de distribuição de energia elétrica simuladas correspondem aos alimentadores da subestação (SE) Goiânia Leste. Esta subestação possui nível de tensão de $230/13,8kV$ com $136MVA$ de potência instalada, com o total de *vinte* alimentadores de distribuição de energia e está localizada no setor Leste Universitário, na cidade de Goiânia, Goiás.

6.2 Simulação dos alimentadores da subestação Goiânia Leste

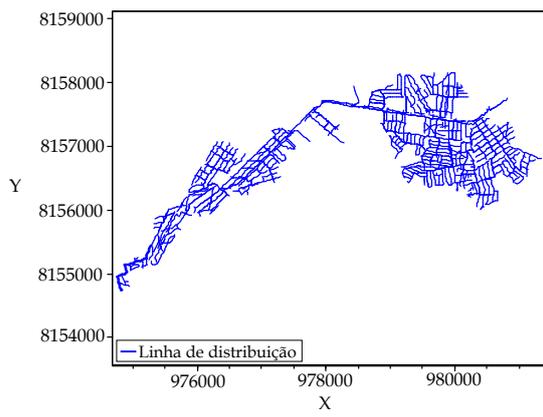
Dos *vinte* alimentadores de distribuição de energia elétrica da SE Goiânia Leste, foram simulados *dezesete*. Os únicos alimentadores não simulados foram o alimentador 11, o alimentador 12 e o alimentador 18, pois os dados não foram disponibilizados.

O banco de dados da concessionária não contém as coordenadas geográficas de todos os postes, logo, algumas linhas não foram ilustradas, apesar de terem sido modeladas. As Figura 6.1, Figura 6.2 e Figura 6.3 apresentam os alimentadores simulados da SE Goiânia Leste, onde as linhas com maior espessura indicam maior fluxo de potência e X e Y são coordenadas UTM.

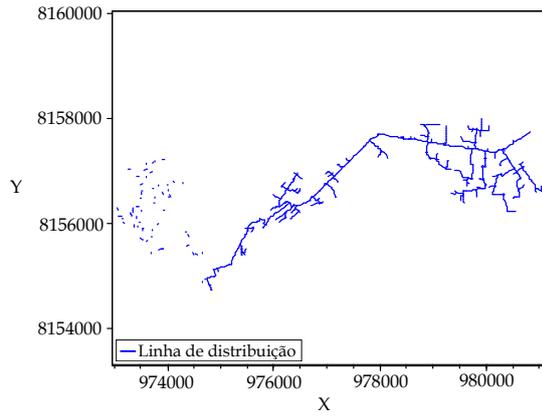
As características de cada alimentador simulado estão dispostas na Tabela 6.1, onde os destaques em negrito de cada coluna são referentes aos valores máximo e mínimo.

6.3 Classificação de tensão

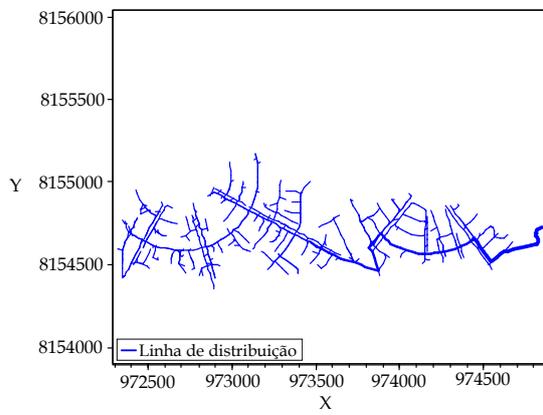
Dos *dezesete* alimentadores simulados foi utilizado o alimentador 14 para a análise, por ser o de menor dimensão. Foi utilizado o modo de solução instantâneo na simulação da rede elétrica para se obter resultados nas condições críticas do sistema. A classificação de tensão do alimentador 14 é ilustrada na Figura 6.4(a). É importante destacar que cada ponto analisado na Figura 6.4(a) corresponde a poste e não a nó. Sendo assim, se caso *um* ponto for ilustrado com nível de tensão crítica, não significa que todos os nós do poste estão com nível de tensão crítica, mas sim que aquele poste possui ao menos *um* nó com tensão crítica. Ademais, *um* ponto na Figura 6.4(a) pode pertencer a mais de *uma* classificação de tensão, já que ele representa *um* poste com várias barras ou nós. Logo, a Figura 6.4(a) não ilustra a dimensão exata da transgressão de tensão presente no alimentador 14.



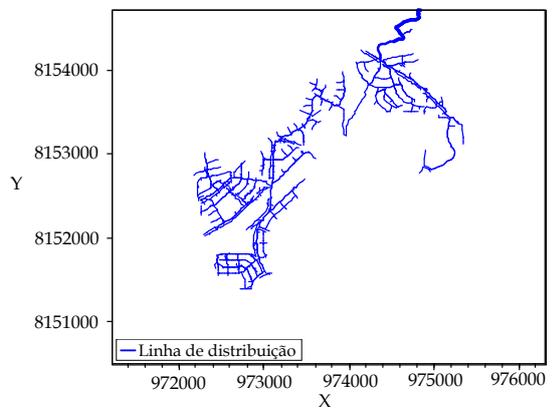
(a)



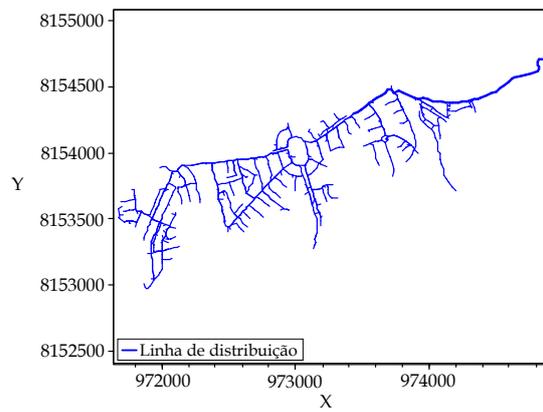
(b)



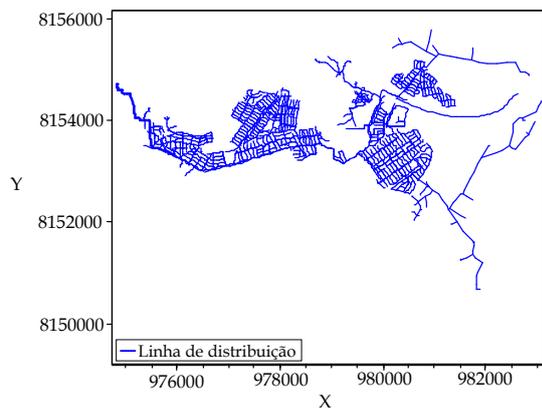
(c)



(d)

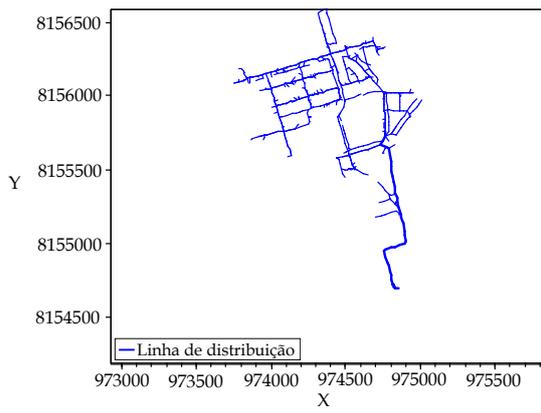


(e)

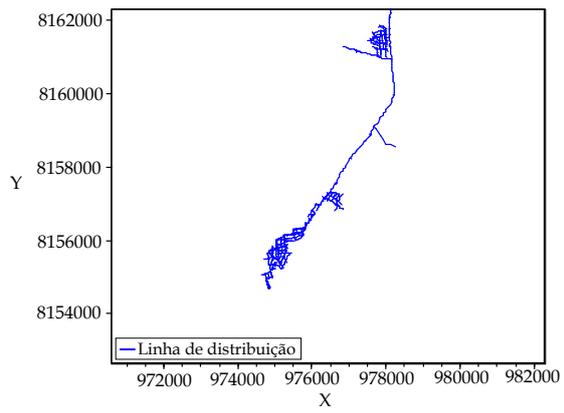


(f)

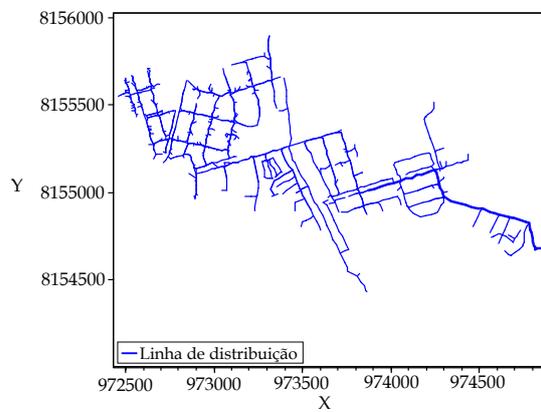
Figura 6.1 - Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 01, (b) alimentador 02, (c) alimentador 03, (d) alimentador 04, (e) alimentador 05 e (f) alimentador 06.



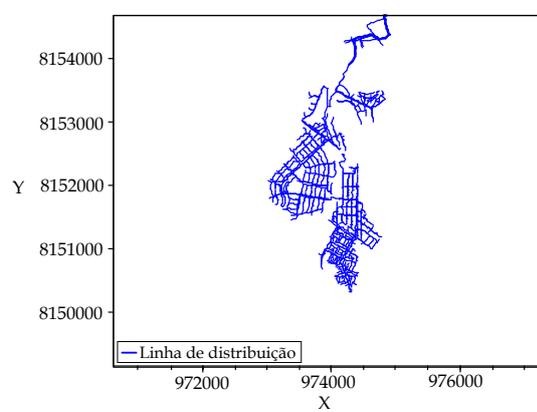
(a)



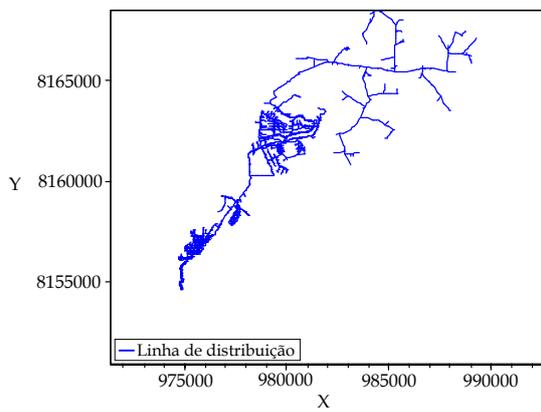
(b)



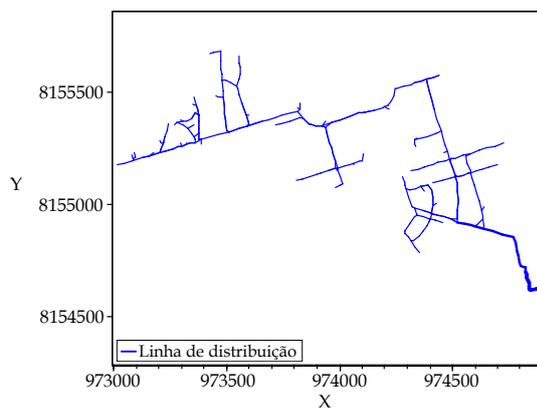
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 6.2 - Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 07, (b) alimentador 08, (c) alimentador 09, (d) alimentador 10, (e) alimentador 13 e (f) alimentador 14.

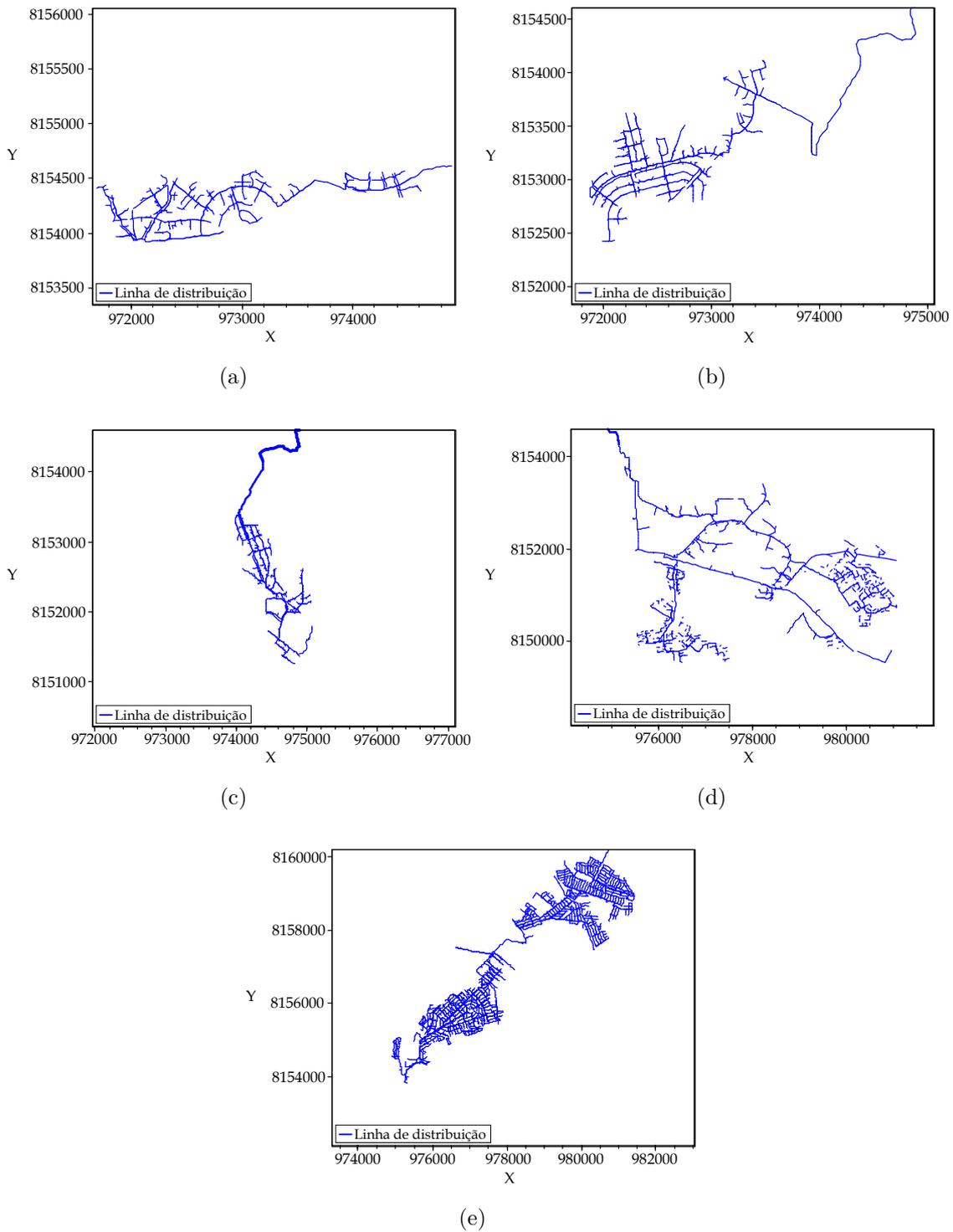


Figura 6.3 - Alimentadores da subestação Goiânia Leste: (a) alimentador 15, (b) alimentador 16, (c) alimentador 17, (d) alimentador 19 e (e) alimentador 20.

A Figura 6.4(b) ilustra o perfil de tensão do alimentador, onde: i) cada fase foi representada por *uma* cor (vermelha, preta ou azul), ii) as linhas contínuas representam

Tabela 6.1 - Características dos alimentadores da subestação Goiânia Leste.

Alimentador	Linhas MT	Linhas BT	Ramais	Trafos	UC MT	UC BT
01	893	2980	10181	140	17	12305
02	893	1051	5257	154	36	11338
03	408	652	2285	108	25	3596
04	726	1136	3485	155	35	5184
05	432	704	2113	107	35	2662
06	1245	3651	8874	178	11	11338
07	351	411	2119	96	35	3068
08	542	830	2621	79	14	3617
09	578	733	3621	165	39	5899
10	873	1937	9804	183	22	12165
13	1893	2541	4469	269	32	5306
14	188	205	962	33	12	1359
15	388	512	1570	98	31	2201
16	493	530	1761	119	44	2233
17	524	413	5339	144	42	6540
19	1141	2819	4074	153	12	4533
20	1233	3986	13253	175	18	15590

linhas MT, iii) as linhas pontilhadas representam linhas BT e iv) as linhas verdes horizontais representam o limite inferior de tensão ($0,92pu$) e o limite superior de tensão ($1,05pu$), conforme Aneel (2018). Como não são todos os postes que têm coordenadas geográficas, o perfil de tensão pode conter linhas com transgressão de tensão que não foram representadas na Figura 6.4(a).

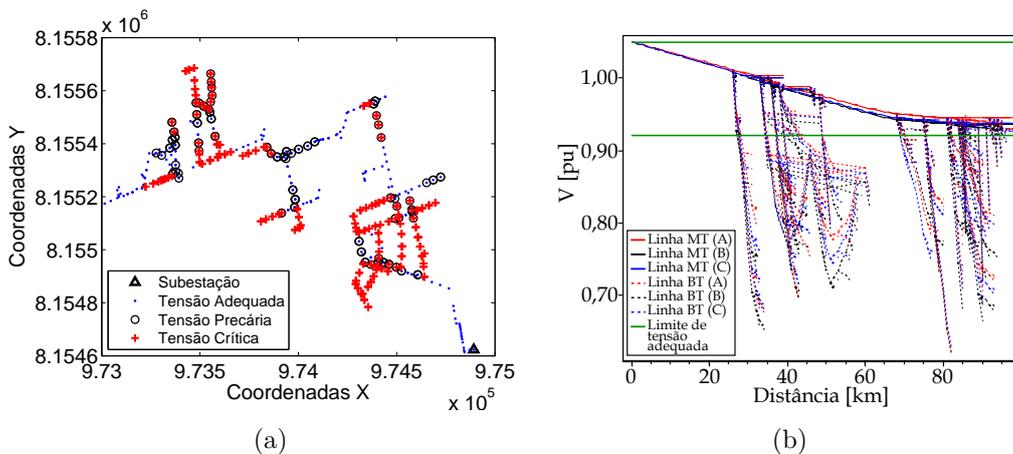


Figura 6.4 - Alimentador 14: (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

Para análise mais detalhada da classificação de tensão no alimentador, pode-se recorrer à relatório estatístico disposto na Tabela 6.2, onde: i) T.C. corresponde à quantidade de nós com tensão crítica, ii) T.P. corresponde à quantidade de nós com tensão precária e iii) T.A. corresponde à quantidade de nós com tensão adequada. As perdas elétricas na rede foram de 13,08%. Os percentuais de tensão crítica, precária e adequada estão destacados em negrito.

Tabela 6.2 - Classificação de tensão dos nós do alimentador 14 (AL-14).

AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1386	46,94	445	32,11	144	10,39	797	57,50
Fase B	840	28,44	235	27,98	115	13,69	490	58,33
Fase C	727	24,62	240	33,01	97	13,34	390	53,64
Total	2953	100,00	920	31,15	356	12,05	1677	56,79

O resultado da classificação de tensão dos nós depende da qualidade dos dados recebidos. Erros de leitura de tensão podem ocorrer durante a geração do banco de dados, resultando em alterações na classificação. Entretanto, independente da precisão dos dados, foi possível aplicar e validar a metodologia desenvolvida através do comparativo dos resultados de classificação de tensão anteriores e posteriores a aplicação da metodologia.

6.4 Impacto do posicionamento geográfico dos geradores distribuídos fotovoltaicos

O intuito deste estudo de caso foi comprovar a afirmação de Smith et al. (2011), descrita na introdução, que trata sobre o impacto que os diferentes posicionamentos geográficos das GDFV, com potência de fornecimento total idênticas, podem causar na rede de distribuição de energia. Sendo assim, três análises de posicionamentos geográficos foram realizadas: i) impacto da inserção de *uma* unidade de GDFV de 1000kVA no início da rede de distribuição, próximo à subestação de energia, ii) impacto da inserção de *uma* unidade de GDFV de 1000kVA no fim da rede de distribuição e iii) impacto da inserção de *dez* unidades de GDFV de 100kVA em pontos aleatórios da rede, totalizando 1000kVA de potência injetada em todos os *três* casos.

Para a realização das análises foi utilizado o alimentador 14. A classificação de tensão do alimentador na presença de GDFV nas três condições é ilustrada na Figura 6.5(a),

Figura 6.6(a) e Figura 6.7(a). É possível visualizar a posição de inserção das GDFV em cada análise e a classificação de tensão do alimentador na presença das GDFV. Apesar das imagens não ilustrarem a dimensão exata da transgressão de tensão, é observado a influência da posição geográfica da inserção das GDFV na classificação de tensão, alterando o posicionamento dos diferentes níveis de transgressão de tensão.

O perfil de tensão do alimentador na presença de GDFV nas *três* condições é ilustrado na Figura 6.5(b), Figura 6.6(b) e Figura 6.7(b). Ao examinar o perfil de tensão para cada análise, é observado a influência do posicionamento geográfico das GDFV na disposição das linhas ao longo do gráfico. Para informações detalhadas do impacto da posição geográfica de inserção das GDFV em cada análise, é disposta a Tabela 6.3 com dados de classificação de tensão, onde os percentuais de tensão crítica, precária e adequada foram destacados em negrito. Na inserção da GDFV no início da rede as perdas elétricas foram de 13,57%, na inserção da GDFV no final da rede as perdas elétricas foram 14,30% e na inserção de *dez* GDFV aleatoriamente distribuídas as perdas elétricas foram 38,14%.

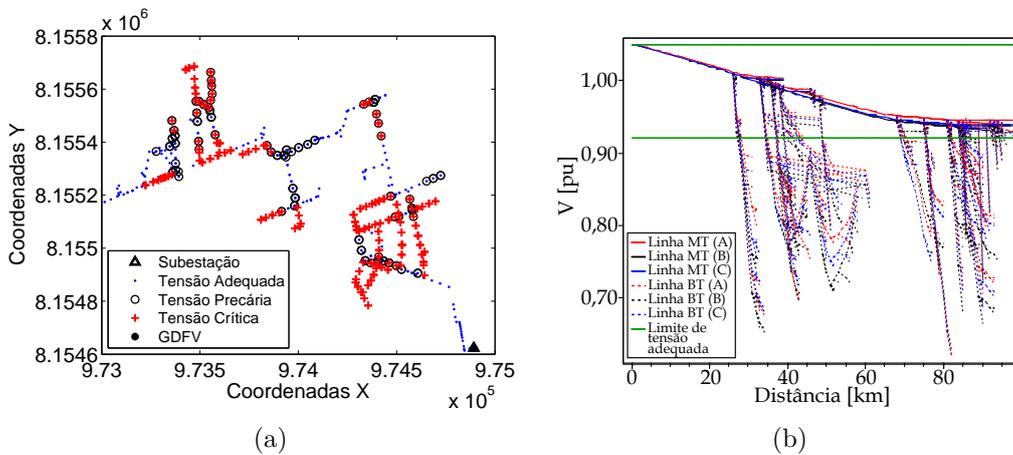


Figura 6.5 - **Análise 1:** Geração distribuída fotovoltaica unitária próximo à subestação. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

Os dados da Tabela 6.3 indicam que, para o alimentador 14, a inserção da GDFV no final da rede gerou o maior percentual de nós com tensões adequadas (67,01%). Na análise com as *dez* GDFV inseridas, a quantidade total de nós do alimentador subiu de 2953 para 2983, acréscimo de 30 nós, correspondentes às *dez* GDFV trifásicas. Observa-se a afirmação de que as diferentes posições geográficas de inser-

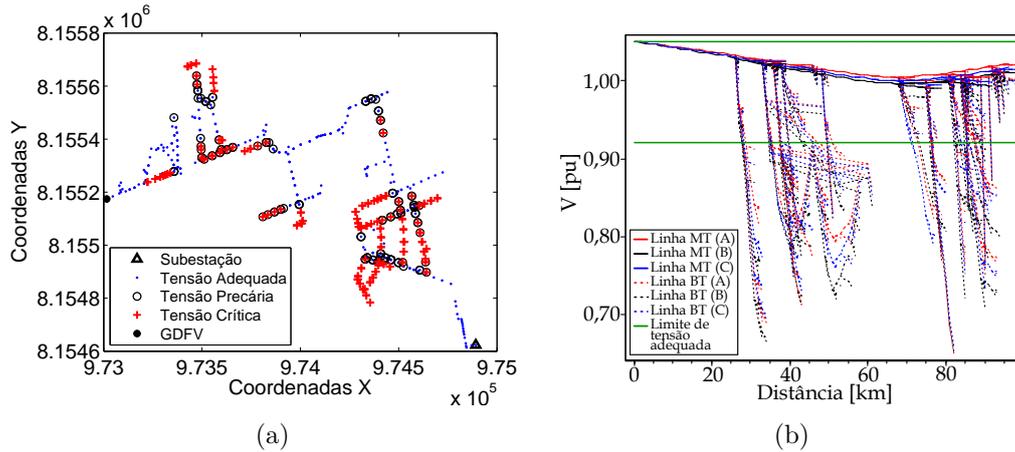


Figura 6.6 - **Análise 2:** Geração distribuída fotovoltaica unitária no fim da rede. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

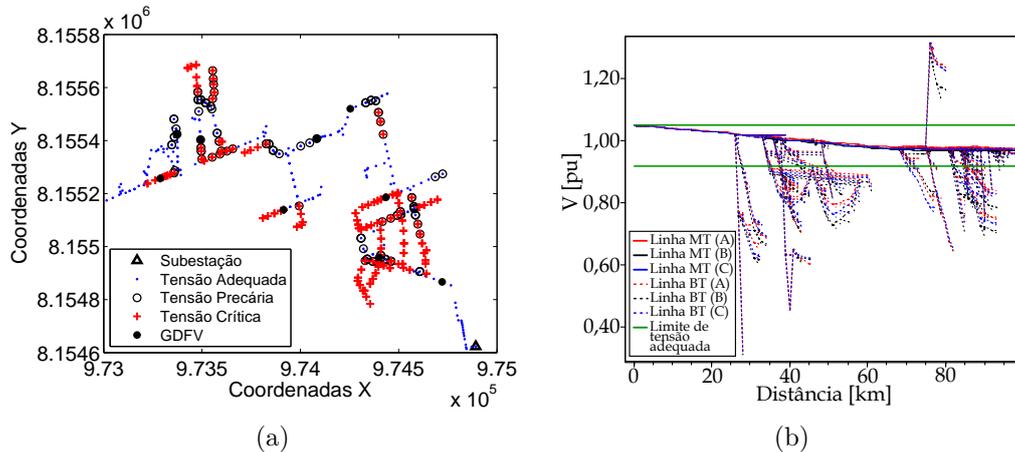


Figura 6.7 - **Análise 3:** Geração distribuída fotovoltaica em posições aleatórias. (a) classificação de tensão e (b) perfil de tensão.

ção das GDFV provocam diferentes impactos na rede, para a mesma potência de fornecimento total injetada no circuito.

6.5 Validação dos modelos propostos

Este estudo de caso visa validar: i) o modelo da rede de distribuição de energia elétrica, ii) a **Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV e iii) a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV.

A **validação do modelo da rede de distribuição de energia** foi realizada utilizando dados da campanha amostral realizada pela CELG D no dia 27 de janeiro

Tabela 6.3 - Impacto do posicionamento geográfico da geração distribuída fotovoltaica no alimentador 14: (a) início da rede, (b) final da rede e (c) dez distribuídas aleatoriamente.

(a)

AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1387	46,92	446	32,15	138	9,95	803	57,90
Fase B	841	28,45	234	27,83	115	13,67	492	58,50
Fase C	728	24,63	241	33,10	95	13,05	392	53,85
Total	2956	100,00	921	31,15	348	11,77	1687	57,07

(b)

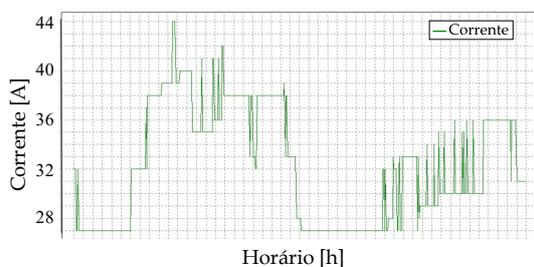
AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1387	46,92	367	26,46	93	6,71	927	66,83
Fase B	841	28,45	181	21,52	75	8,92	585	69,56
Fase C	728	24,63	181	24,86	78	10,72	469	64,42
Total	2956	100,00	729	24,66	246	8,32	1981	67,01

(c)

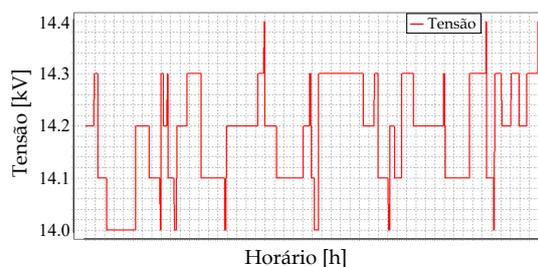
AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1396	46,80	430	30,81	108	7,73	858	61,46
Fase B	850	28,50	230	27,05	87	10,24	533	62,71
Fase C	737	24,70	236	32,02	74	10,04	427	57,94
Total	2983	100,00	896	30,04	269	9,02	1818	60,94

de 2017. Para isto, foram comparados dados medidos da rede real com dados obtidos da rede simulada, ambos para o mesmo posto de transformação, durante as primeiras 24 horas da campanha amostral (ANICETO et al., 2017).

A Figura 6.8(a) ilustra o comportamento da corrente medida em *uma* das *três* fases e a Figura 6.8(b) ilustra o comportamento da tensão medida em *uma* das *três* fases. A Figura 6.9(a) ilustra o comportamento da corrente simulada nas *três* fases e a Figura 6.9(b) ilustra o comportamento da tensão simulada nas *três* fases.



(a)



(b)

Figura 6.8 - Dados medidos: (a) corrente e (b) tensão.

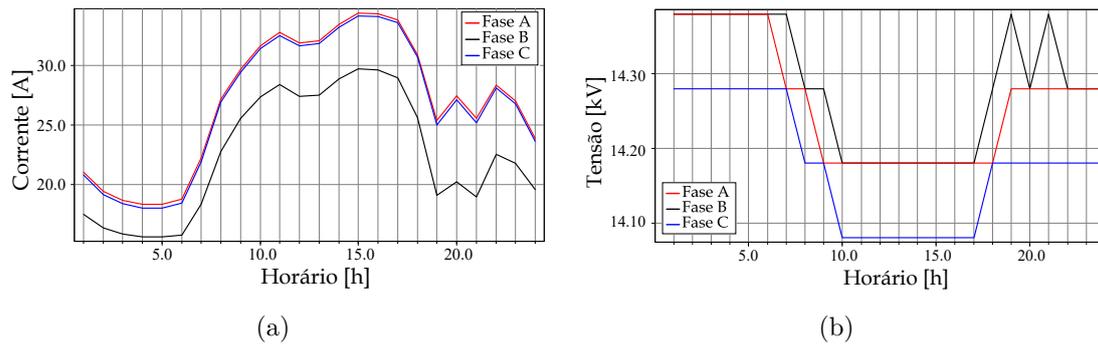


Figura 6.9 - Dados simulados: (a) corrente e (b) tensão.

A Tabela 6.4 dispõe a comparação entre valores máximos e mínimos, medidos e simulados para a corrente. O desvio entre o valor medido e o simulado para a corrente máxima foi de 20,45% e para a corrente mínima foi de 37,03%. Embora este desvio seja relativamente elevado, é importante destacar que os valores medidos referem-se à apenas *uma* das fases e os valores simulados referem-se às *três* fases. Além disto, para obter menor desvio entre os dados medidos e simulados de corrente é preciso que parte dos dados das UC simuladas representem as respectivas UC reais medidas, o que nem sempre acontece, pelo fato do banco de dados estar desatualizado. Entretanto, observa-se que o valor máximo da corrente simulada não ultrapassa o valor máximo da corrente medida, evitando que o modelo apresente alarmes falsos de sobrecorrente.

Tabela 6.4 - Correntes medidas e simuladas.

#	Corrente Medida [A]	Corrente Simulada [A]	Desvio [%]
Máximo	44	35	20,45
Mínimo	27	17	37,03

A Tabela 6.5 dispõe a comparação entre valores máximos e mínimos, medidos e simulados para a tensão. O desvio entre o valor medido e o simulado foi inferior a 1%, tanto para valores máximos quanto para valores mínimos, o que atesta a confiabilidade do modelo da rede de distribuição de energia para o estudo de adequação de tensão, validando o modelo proposto.

Para a **validação da Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV foram considerados *quatro* cenários: i) rede de distribuição com transgressão de tensão em apenas *uma* região e algoritmo utilizado para encontrar a posição geográfica e a potência de

Tabela 6.5 - Tensões medidas e simuladas.

#	Tensão Medida [A]	Tensão Simulada [A]	Desvio [%]
Máximo	14,4	14,38	0,14
Mínimo	14	14,07	-0,50

fornecimento otimizadas de única GDFV, ii) rede com transgressão em *duas* regiões e algoritmo utilizado para encontrar a posição geográfica e a potência de fornecimento otimizadas de *duas* GDFV, iii) rede com transgressão em *três* regiões e algoritmo utilizado para encontrar a posição geográfica e a potência de fornecimento otimizadas de *três* GDFV e iv) rede com transgressão em *três* regiões e algoritmo utilizado para encontrar a posição geográfica e a potência de fornecimento otimizadas de única GDFV.

Para a validação dos algoritmos de inserção de GDFV foram realizadas adaptações no alimentador 14 para se obter alimentadores com transgressões de tensão em regiões específicas e com magnitudes controladas. Estas adaptações foram realizadas desconectando-se unidades consumidoras da rede ou alterando a potência das UC. O método de otimização utilizado foi o algoritmo genético configurado com: i) método de seleção por torneio, ii) operador de mutação adaptativo e iii) operador de cruzamento heurístico. Como critério de parada foi estabelecido o máximo de 50 gerações.

No primeiro cenário, a Figura 6.10(a) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado para apresentar transgressão de tensão em única região. Como não são todos os postes que possuem coordenadas, é possível que exista quantidade maior de postes que apresentam nós com transgressão precária, além dos ilustrados na Figura 6.10(a). As perdas elétricas do alimentador 14 adaptado foram de 5,57%. A Figura 6.11(a) ilustra o perfil de tensão da rede. Pela análise do perfil observa-se que as transgressões de tensão estão localizadas no final da rede.

Para validação, foi utilizado o algoritmo de inserção de GDFV **Parte 1** inserindo única GDFV com posição geográfica e potência de fornecimento otimizada. Como a quantidade de nós com transgressão de tensão foi pequena, o algoritmo encontrou o ótimo global utilizando *três* gerações. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 10,95$ e final de $f(\vec{x}) = 0$. A função de avaliação é dada pelo somatório das transgressões de tensão em cada fase, logo, $f(\vec{x}) = 0$ significa ausência de transgressão de tensão.

A otimização encontrou como resultado a posição geográfica da barra¹ 35 (do total de 1385 barras) e potência de fornecimento igual a 254,42kVA. A Figura 6.10(b) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado, após a inserção otimizada da GDFV. Observa-se que o ponto de inserção da GDFV foi próximo ao local da transgressão, com potência suficiente para adequar a tensão da rede. As perdas elétricas após a inserção da GDFV foram de 4,70%, redução de 0,87%. A Figura 6.11(b) ilustra o perfil de tensão do alimentador após a otimização. Observa-se a inexistência de linhas com transgressão de tensão após a inserção da GDFV, pois todas se encontram entre os limites de tensão adequada.

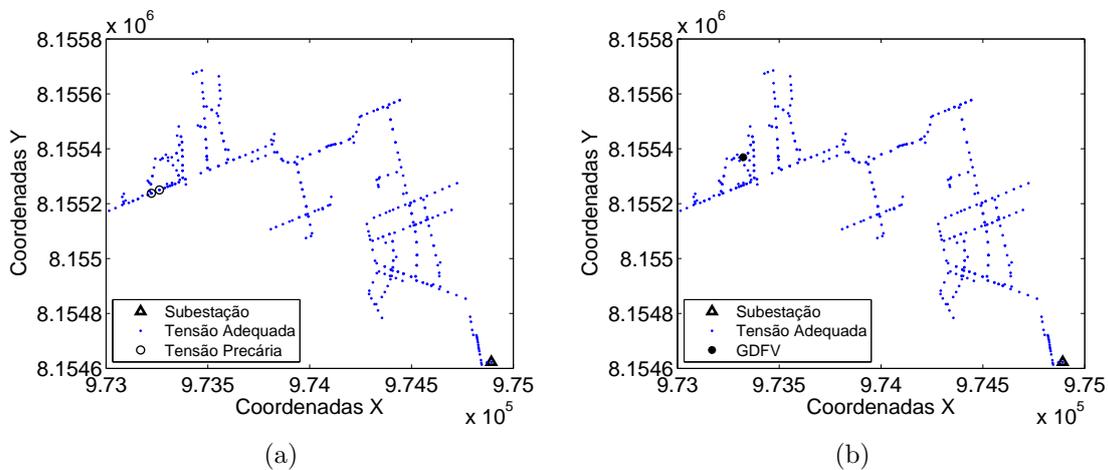


Figura 6.10 - Simulação do primeiro cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.

Para o segundo cenário, a Figura 6.12(a) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado para apresentar transgressão de tensão em *duas* regiões. As perdas elétricas da rede foram de 6,49%. A Figura 6.13(a) ilustra o perfil de tensão do alimentador 14 adaptado. Pela análise da Figura 6.13(a) verifica-se a presença de transgressão de tensão no final da rede.

Para validação do algoritmo neste cenário, o objetivo foi a inserção otimizada de *duas* GDFV. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 42,77$ e final de $f(\vec{x}) = 0$. Foram utilizadas *seis* gerações para encontrar o resultado ótimo.

A Figura 6.12(b) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado, após a inserção das GDFV. Observa-se que cada GDFV foi inserida próximo a região com

¹A sequência de numeração das barras não significa, necessariamente, sequência de posicionamento. Portanto, a barra 36 pode estar distante da barra 35.

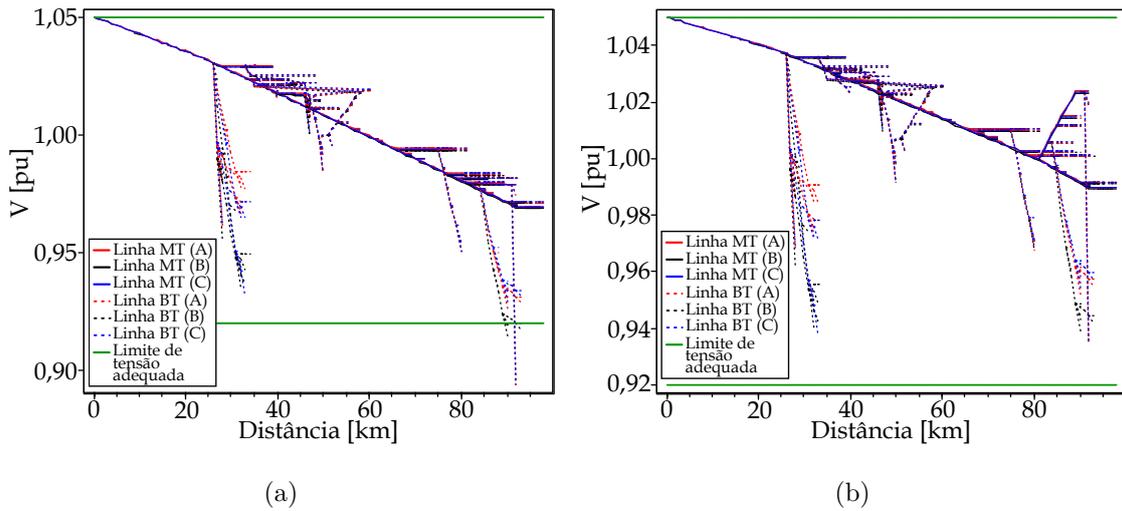


Figura 6.11 - Simulação do primeiro cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.

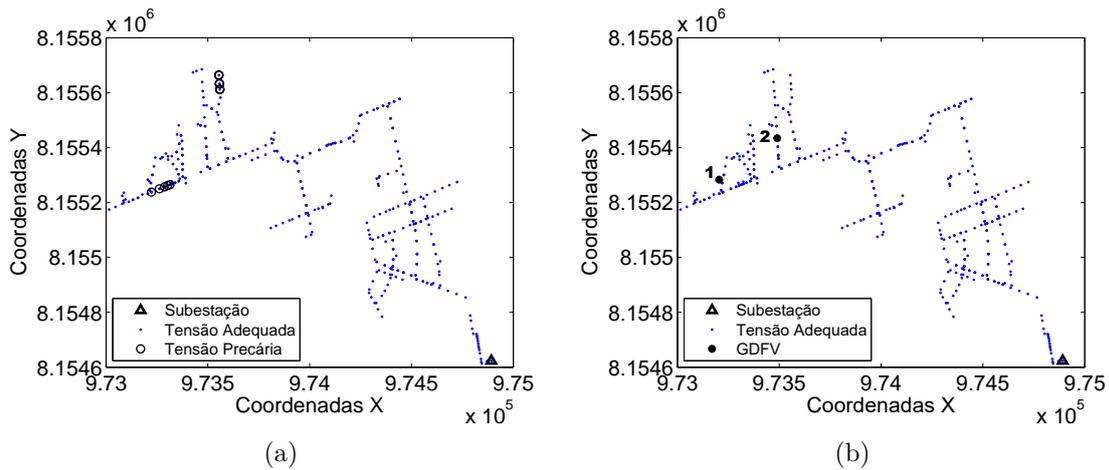


Figura 6.12 - Simulação do segundo cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.

transgressão. A Figura 6.13(b) ilustra o perfil de tensão após a inserção das GDFV. Verifica-se que a inserção das GDFV provocaram a adequação das tensões da rede através da influência exercida no formato do perfil de tensão, principalmente com relação a inclinação das linhas MT.

A otimização obteve como resultado para a GDFV 1 a posição geográfica da barra 163 e a potência de fornecimento de $423,84kVA$ e para a GDFV 2 a posição geográfica da barra 366 e a potência de fornecimento de $302,77kVA$, totalizando

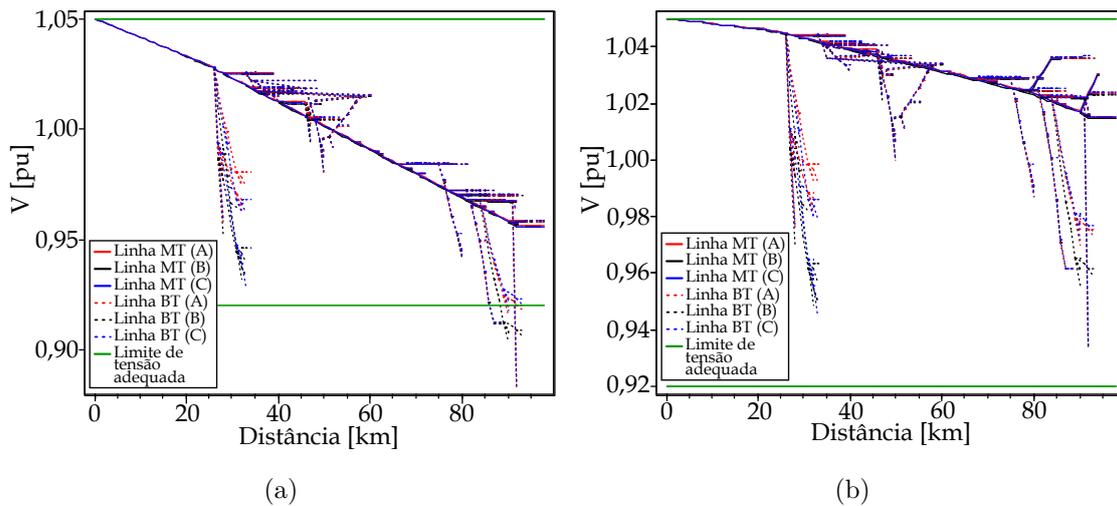


Figura 6.13 - Simulação do segundo cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.

726, 61kVA injetados na rede. Após a otimização, as perdas elétricas da rede foram de 7,20%, acréscimo de 0,71%, provavelmente devido a elevação de corrente ocasionada pela injeção de potência na rede. Através da realização de novas simulações, outros resultados com menores níveis de perdas elétricas e potências de fornecimento para as GDFV podem ser obtidos.

No terceiro cenário, Figura 6.14(a) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado para apresentar transgressão de tensão em *três* regiões. As perdas elétricas do circuito foram de 6,59%. A Figura 6.15(a) ilustra o perfil de tensão do alimentador 14 adaptado. Observa-se a presença de linhas com transgressão de tensão. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 50,93$ e a função de avaliação após a otimização foi de $f(\vec{x}) = 0$, apresentando adequação de tensão em todas as linhas. Para encontrar o resultado ótimo, foram utilizadas *sete* gerações.

A Figura 6.14(b) ilustra a classificação de tensão do alimentador 14 adaptado, após a inserção das GDFV. A GDFV 1 foi inserida na posição geográfica da barra 119 com potência de fornecimento de 221, 2kVA, a GDFV 2 foi inserida na posição geográfica da barra 114 com potência de fornecimento de 221, 5kVA e a GDFV 3 foi inserida na posição geográfica da barra 174 com potência de fornecimento de 100, 7kVA, totalizando 543, 4kVA injetados na rede. Observa-se que cada uma das GDFV está próxima a região com transgressão de tensão, com destaque para a GDFV 2 que se encontra entre *duas* regiões com transgressão, influenciando em ambas regiões.

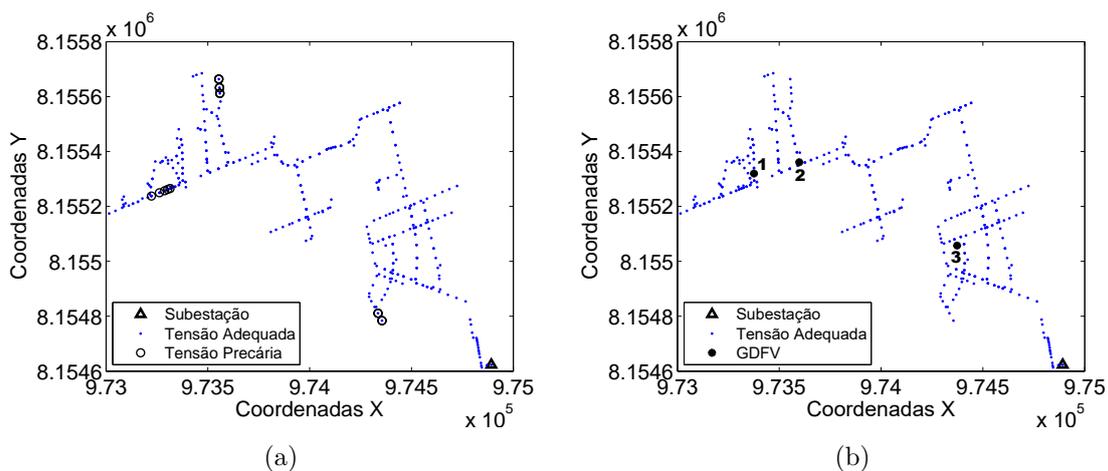


Figura 6.14 - Simulação do terceiro cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.

A Figura 6.15(b) ilustra o perfil de tensão do alimentador 14 adaptado, após a otimização. Observa-se através do perfil de tensão que todas as linhas se encontram entre os limites de tensão adequada. Após as inserções das GDFV as perdas elétricas na rede foram de 4,18%, decréscimo de 2,41%.

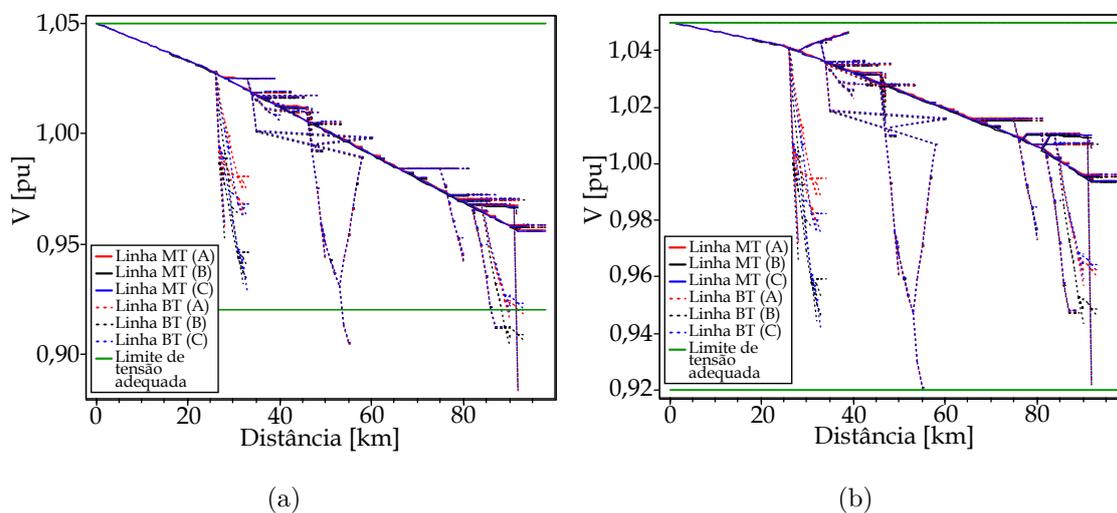


Figura 6.15 - Simulação do terceiro cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.

No quarto cenário foi utilizado a mesma rede do terceiro cenário, ilustrada novamente na Figura 6.16(a), entretanto, com o objetivo de utilizar o algoritmo para a inserção

otimizada de única GDFV. Como o número de regiões com transgressão de tensão agora é maior que a quantidade de GDFV a ser inserida, não é trivial a visualização de possíveis soluções para o problema, dada a variedade de possibilidades de soluções. Neste caso, o uso do algoritmo de inserção de GDFV é necessário. Soluções de *duas* simulações geradas pelo algoritmo foram analisadas.

Para a primeira simulação do quarto cenário, a classificação de tensão da rede antes e depois da inserção otimizada da GDFV é ilustrada na Figura 6.16. Foi inserida única GDFV na posição geográfica da barra 188 com potência de fornecimento de $405,49kVA$, ilustrada na Figura 6.16(b). A função de avaliação inicial é de $f(\vec{x}) = 50,93$ e a função de avaliação final é de $f(\vec{x}) = 5,48$. Foram utilizadas *duas* gerações para encontrar o resultado otimizado. Observa-se através do valor da função de avaliação que ainda existem transgressões de tensão no circuito.

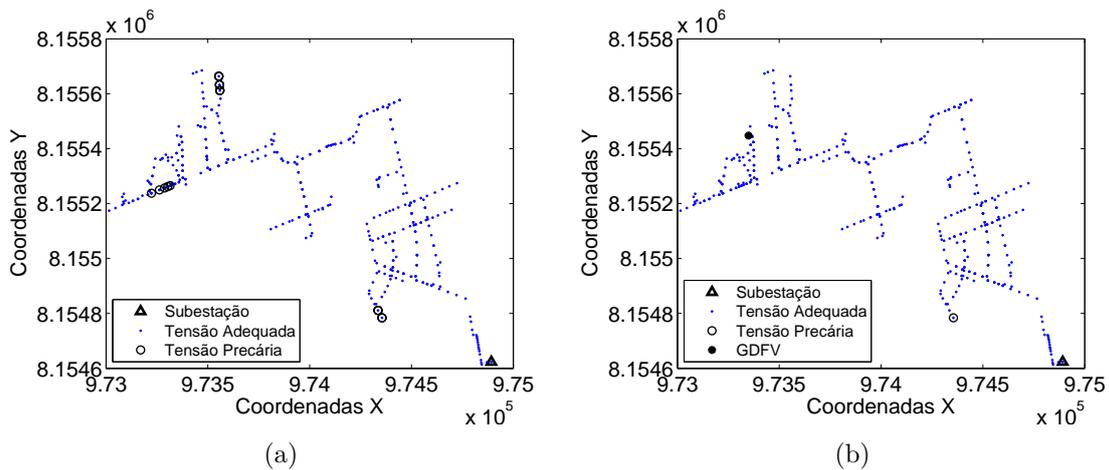


Figura 6.16 - Primeira simulação do quarto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção .

A Figura 6.17 ilustra o perfil de tensão do alimentador antes e depois da inserção otimizada de GDFV. Analisando a Figura 6.17(b) observa-se que as transgressões de tensão existentes no final da rede foram adequadas, entretanto, as transgressões de tensão localizadas próximas à distância de $55km$ não foram totalmente resolvidas. Este fato também é observado na Figura 6.16(b) e ocorre pois a GDFV foi inserida em local incapaz de realizar influência na região com transgressão de tensão remanescente. As perdas elétricas da rede após a inserção da GDFV foram de $7,13\%$, acréscimo de $0,54\%$.

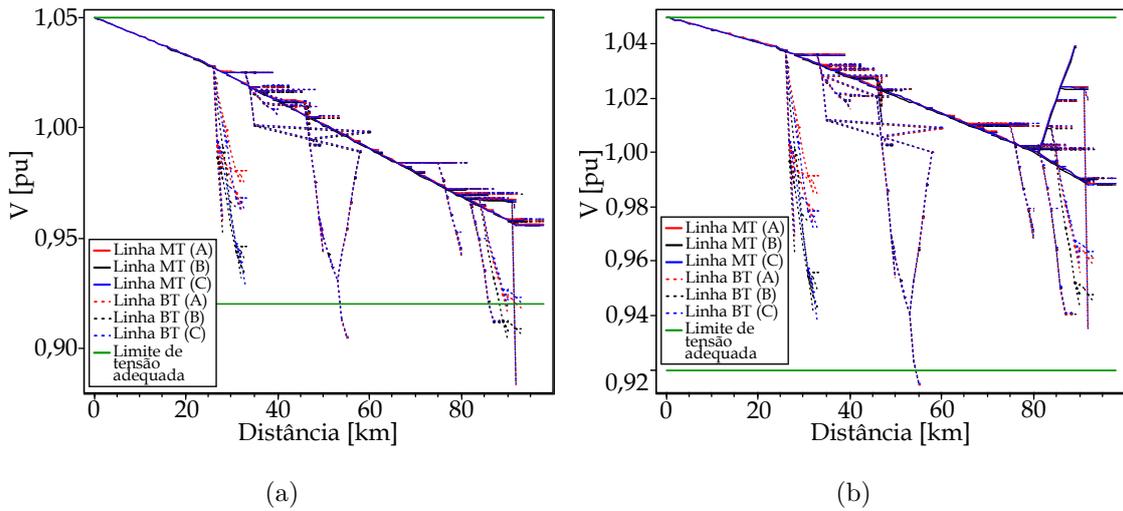


Figura 6.17 - Primeira simulação do quarto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.

Dada a heurística do processo, a segunda simulação do quarto cenário apresentou função de avaliação de $f(\vec{x}) = 0$, o que indica ausência de transgressão de tensão. Para encontrar o resultado ótimo foram utilizadas *cinco* gerações. A Figura 6.18 ilustra a classificação de tensão da rede antes e depois da inserção otimizada da GDFV. Foi inserida *uma* GDFV na posição geográfica barra 183 com potência de fornecimento de $821,60kVA$, ilustrado na Figura 6.18(b), onde é observado a inexistência de transgressão de tensão.

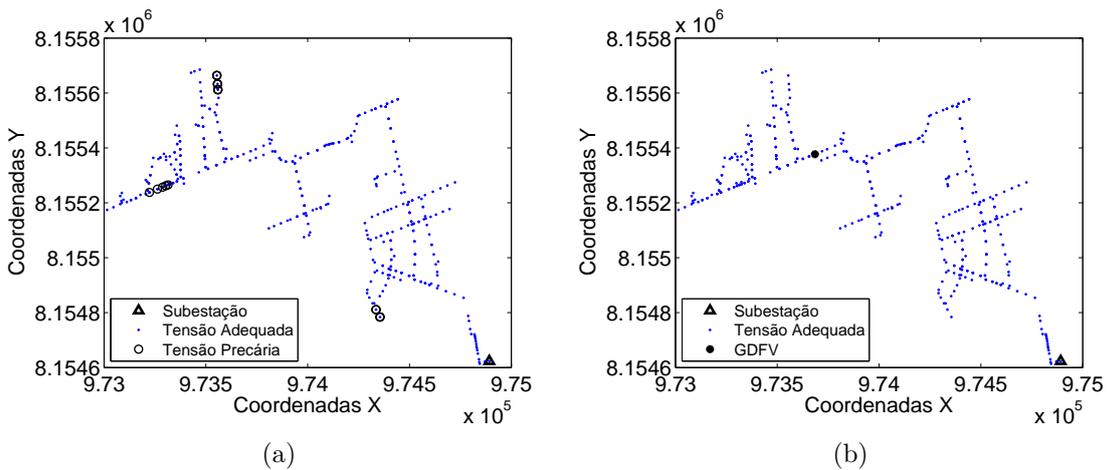


Figura 6.18 - Segunda simulação do quarto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.

As perdas elétricas na rede após a otimização foram de 6,82%, acréscimo de 0,23%. O perfil de tensão do alimentador antes e depois da inserção otimizada da GDFV é ilustrado na Figura 6.19. Analisando a Figura 6.19(b), observa-se a inexistência de transgressão de tensão após a inserção da GDFV, ocorrendo mudança no formato do perfil de tensão após a inserção.

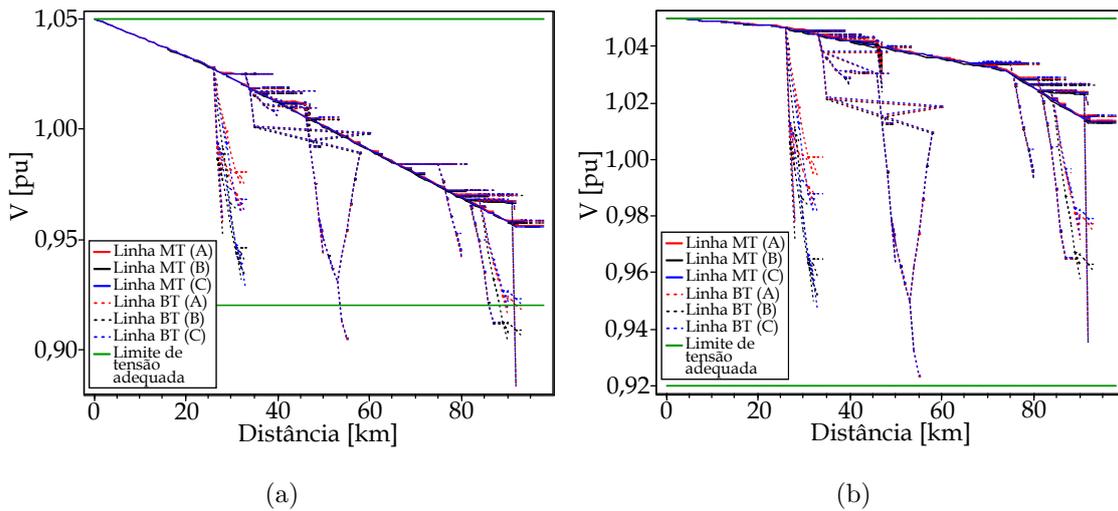


Figura 6.19 - Segunda simulação do quarto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.

A primeira e a segunda simulação do quarto cenário possuem vantagens e desvantagens. Na primeira simulação, a potência de fornecimento da GDFV é de $405,49kVA$ e foi consideravelmente inferior a da segunda simulação com potência de fornecimento de $821,60kVA$. Entretanto, na primeira simulação a adequação de tensão do circuito não foi realizada por completo, com a presença de linha com transgressão de tensão. Neste caso, cabe ao usuário do sistema analisar a relação custo/benefício para a escolha da melhor opção, já que quanto maior a potência maior é o custo de implantação.

A **validação da Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV considerou mais *dois* cenários: i) utilização do alimentador do primeiro cenário adaptado para apresentar transgressão de tensão em única região, ilustrado na Figura 6.10(a), para que o algoritmo encontre a posição geográfica, a potência de fornecimento e a quantidade otimizadas de GDFV e ii) utilização do alimentador do terceiro cenário adaptado para apresentar transgressão de tensão em *três* regiões, ilustrado na Figura 6.14(a), para que o algoritmo encontre a posição geográfica, a potência de fornecimento e a

quantidade otimizadas de GDFV.

No quinto cenário foram analisados os resultados de *duas* simulações, com função de avaliação inicial de $f(\vec{x}) = 10,95$ e função de avaliação final de $f(\vec{x}) = 3,29$. A classificação de tensão do circuito antes e depois da inserção otimizada de GDFV é ilustrada na Figura 6.20. A posição geográfica de inserção encontrada foi na barra 26 e a potência de fornecimento encontrada foi de $245,93kVA$, ilustrado na Figura 6.20(b), valores semelhantes aos encontrados no primeiro cenário. Observa-se que o algoritmo encontrou a quantidade de GDFV igual a quantidade de regiões com transgressão de tensão, sugerindo como posição geográfica da GDFV local próximo à região de transgressão.

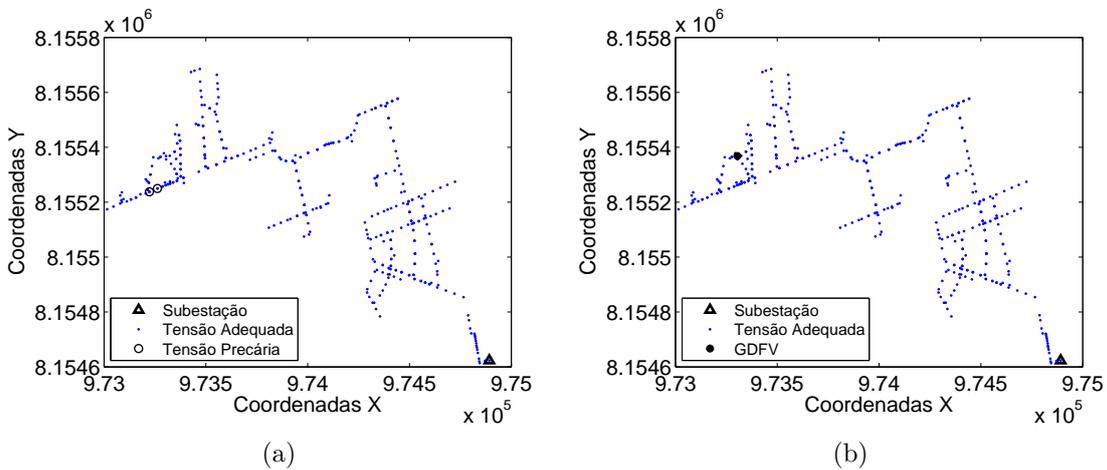


Figura 6.20 - Primeira simulação do quinto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção de GDFV e (b) classificação de tensão após a inserção de GDFV.

A Figura 6.20(b) indica ausência de transgressão de tensão após a inserção da GDFV. Neste caso, para adequar a rede de distribuição por completo, a **Parte 2** do algoritmo inseriu² GDFV trifásica com tensão de $1,099pu$ por fase³, valor que foi somado à função de avaliação por ultrapassar o limite superior de $1,05pu$, resultando no valor final da função de avaliação igual a $3 \cdot 1,099 = 3,297$. Observa-se, portanto, que o valor final da função de avaliação diferente de *zero*, neste caso, não diz respeito à transgressão de tensão remanescente na rede, mas sim, refere-se ao nível de tensão da própria GDFV. Para encontrar este resultado foram utilizadas *três* gerações.

²A barra de conexão da GDFV é o secundário do transformador de tensão da GDFV, utilizado para conectá-la a rede de distribuição, como ilustrado na Figura 5.3.

³No algoritmo, o nível de tensão máximo admissível para a GDFV é configurável.

A Figura 6.21 ilustra o perfil de tensão do alimentador antes e depois da inserção otimizada de GDFV. Analisando a Figura 6.21(b), observa-se que após a inserção da GDFV todas as linhas se encontram na faixa de tensão adequada e que a posição geográfica de inserção da GDFV ocasionou mudanças significativas apenas na linha em que foi inserida, por se tratar da linha final da rede. Na presença da GDFV, as perdas elétricas do circuito foram iguais a 4,82%, com redução de 0,75%.

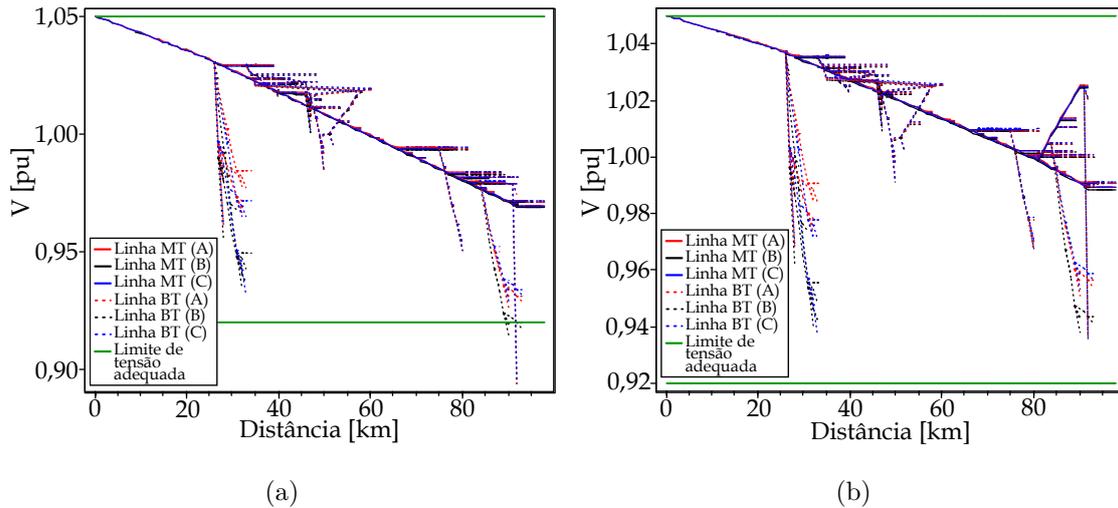


Figura 6.21 - Primeira simulação do quinto cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.

A função de avaliação da segunda otimização do quinto cenário é no início de $f(\vec{x}) = 10,95$ e a função de avaliação final de $f(\vec{x}) = 3,61$. Neste caso, as transgressões de tensão não foram eliminadas por completo, com resultado otimizado encontrado em *quatro* gerações. A Figura 6.22 ilustra a classificação de tensão do circuito antes e depois da inserção otimizada da GDFV. Observa-se que a transgressão de tensão ainda presente no circuito não foi ilustrada na Figura 6.22(b), pois restam transgressões de tensão apenas em postes sem coordenadas. A posição geográfica de inserção foi a da barra 66 e a potência de fornecimento é de $64,80 \text{ kVA}$, ilustrada na Figura 6.22(b).

A Figura 6.23 ilustra o perfil de tensão do alimentador antes e depois da inserção otimizada de GDFV. Pela análise do perfil de tensão observa-se que mesmo após a inserção da GDFV ainda existe transgressão de tensão presente no final da rede. Na presença da GDFV, as perdas elétricas da rede foram de 4,55%, redução de 1,02%.

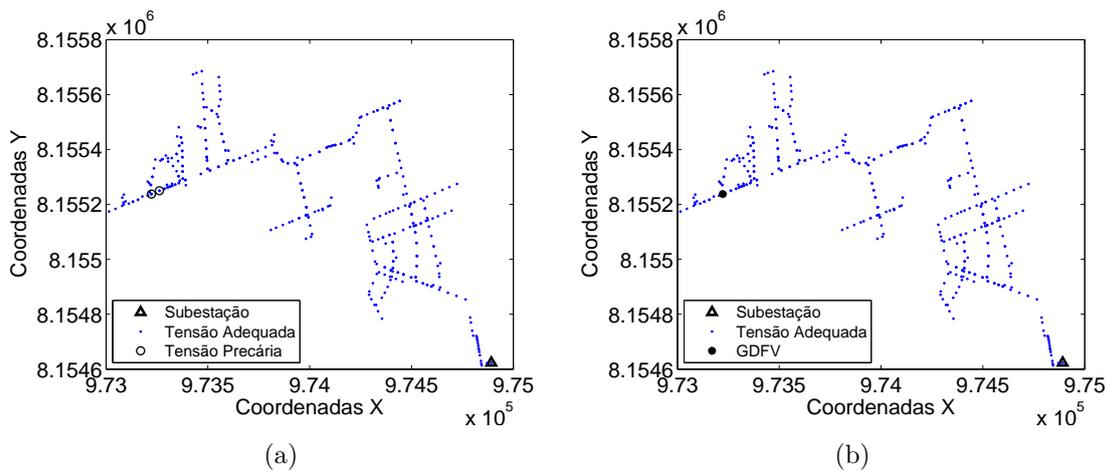


Figura 6.22 - Segunda simulação do quinto cenário: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após inserções.

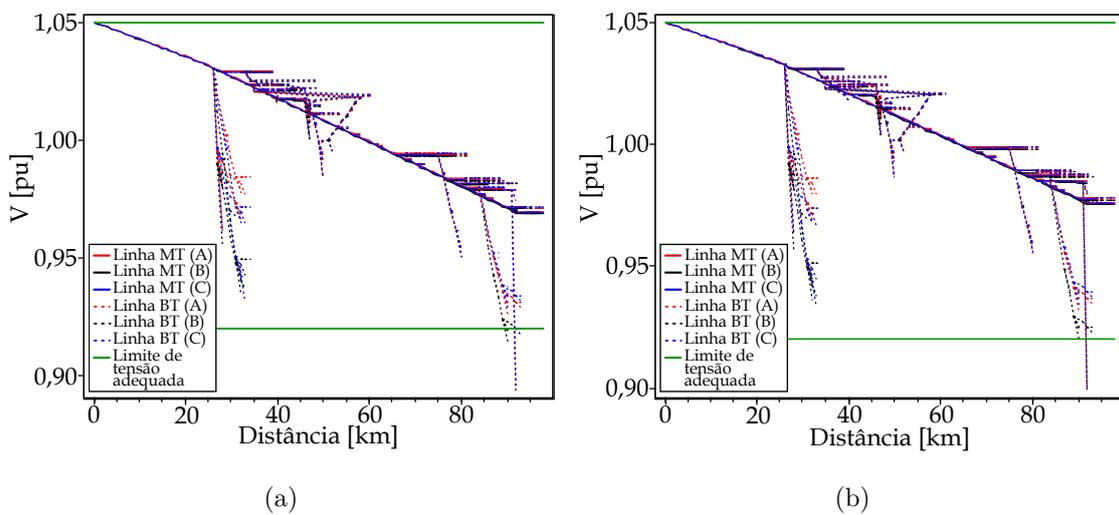


Figura 6.23 - Segunda simulação do quinto cenário: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.

Observa-se que a primeira e a segunda simulação do quinto cenário possuem vantagens e desvantagens. Na primeira simulação do quinto cenário as transgressões de tensão foram eliminadas, entretanto, utilizando potência de fornecimento de $245,93kVA$ para a GDFV inserida. Na segunda simulação do quinto cenário a transgressão de tensão não foi eliminada por completo, entretanto, a potência de fornecimento utilizada pela GDFV foi inferior, igual a $64,80kVA$. Neste caso, cabe ao analista verificar a relação custo/benefício para a escolha do resultado mais adequado. Além destes, é possível obter outros resultados satisfatórios ao usuário através

de novas simulações.

Para o sexto cenário foi utilizada a mesma rede do terceiro cenário. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 50,93$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 3,27$. Neste caso, o valor residual da função de avaliação não indica transgressão de tensão, mas sim, foi devido a tensão de $1,09pu$, presente em cada *uma* das *três* fases da barra de ligação da GDFV.

A Figura 6.24 ilustra a classificação de tensão do alimentador antes e depois das inserções de GDFV. A posição geográfica de inserção foi a da barra 159 e a potência de fornecimento é de $675,84kVA$, como ilustrado na Figura 6.24(b). Observa-se que o algoritmo sugeriu a quantidade mínima igual a *uma* unidade para a adequação da tensão da rede. Como apenas *uma* GDFV foi utilizada, a potência de fornecimento indicada pelo algoritmo foi elevada. Observa-se ainda que, a posição geográfica de inserção da GDFV está localizada ao final da rede de distribuição. Após a inserção da GDFV a tensão elétrica da rede foi adequada nas *três* regiões. Foram utilizadas 27 gerações para obter o resultado ótimo.

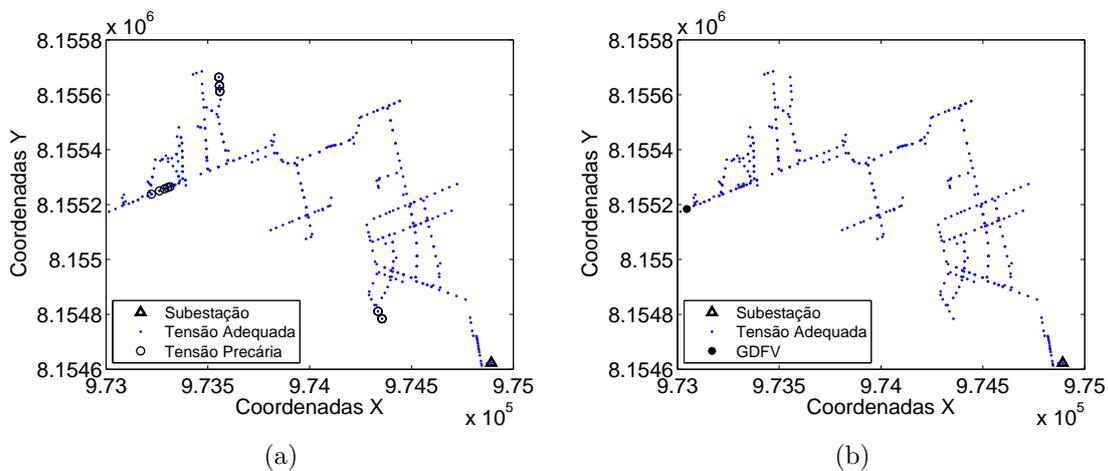


Figura 6.24 - Simulação do sexto cenário: (a) classificação de tensão antes da inserção e (b) classificação de tensão após inserção.

A Figura 6.25 ilustra o perfil de tensão da rede na ausência da GDFV e na presença da GDFV com posição e potência otimizada. Como a GDFV foi inserida no final da rede, a inclinação das linhas MT no gráfico reduziu significativamente, movendo as linhas BT para o interior da faixa de adequação de tensão. Após a inserção da GDFV as perdas foram de $5,06\%$, redução de $1,53\%$.

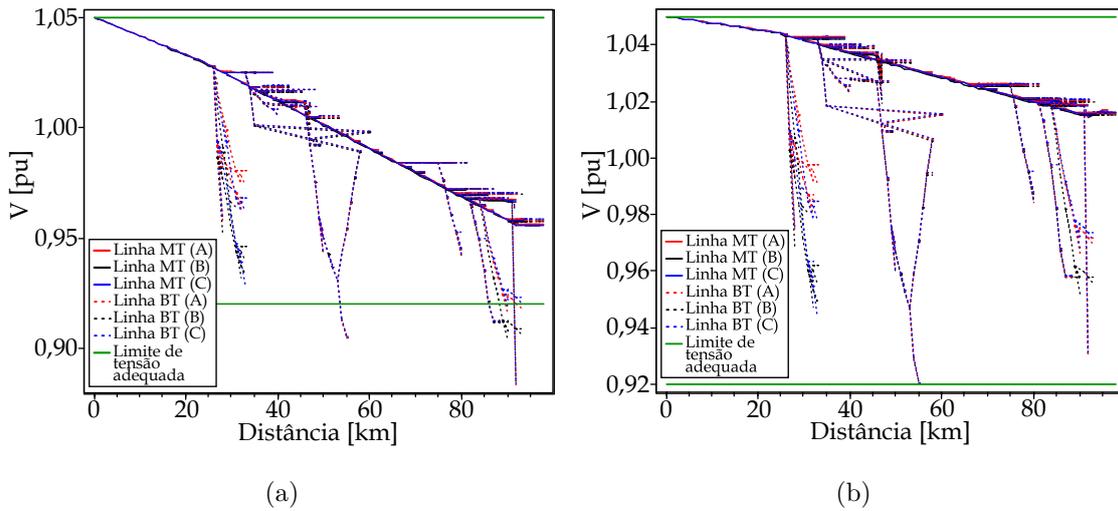


Figura 6.25 - Simulação do sexto cenário: (a) perfil de tensão antes da inserção e (b) perfil de tensão após inserção.

A comparação entre os cenários de validação da **Parte 1** e da **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV é disposta na Tabela 6.6, onde cada item corresponde a: 1) quantidade de regiões com transgressão de tensão, 2) quantidade de GDFV inseridas⁴, 3) perdas elétricas iniciais [%], 4) perdas elétricas finais [%], 5) variação entre as perdas elétricas iniciais e finais [%], 6) função de avaliação inicial, 7) função de avaliação final, 8) quantidade de gerações utilizadas até a obtenção do ótimo local ou global, 9) posições geográficas⁵ obtidas como resultado do processo de otimização, 10) potências de fornecimento obtidas como resultado do processo de otimização [kVA] e 11) tensão completamente adequada após a aplicação da metodologia (sim/não). A variável S1 indica simulação 1 e a variável S2 indica simulação 2. O cenário 1 e o cenário 5 utilizam a mesma rede de distribuição, com transgressão de tensão em única região e o cenário 3 e o cenário 6 utilizam a mesma rede, com transgressão de tensão em *três* regiões.

Em todos os cenários analisados existiram simulações que a aplicação da metodologia foi capaz de adequar os níveis de tensão de toda a rede, tanto para a **Parte 1** quanto para a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV.

⁴Configurada pelo usuário na **Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV ou obtida como resultado do processo de otimização na **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV.

⁵Caracterizadas pelo nome da barra.

Tabela 6.6 - Comparação entre cenários de validação da **Parte 1** e da **Parte 2**.

#	Algoritmo: Parte 1					Algoritmo: Parte 2			
	Item	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4		Cenário 5		Cenário 6
					S1	S2	S1	S2	
1	1	2	3	3	3	1	1	3	
2	1	2	3	1	1	1	1	1	
3	5,57	6,49	6,59	6,59	6,59	5,57	5,57	6,59	
4	4,70	7,20	4,18	7,13	6,82	4,82	4,55	5,06	
5	-0,87	+0,71	-2,41	+0,54	+0,23	-0,75	-1,02	-1,53	
6	10,95	42,77	50,93	50,93	50,93	10,95	10,95	50,93	
7	0	0	0	5,49	0	3,30	3,62	3,27	
8	3	6	7	2	5	3	4	27	
9	<i>pos₁</i>	35	163	119	188	183	26	66	159
	<i>pos₂</i>	-	366	114	-	-	-	-	-
	<i>pos₃</i>	-	-	174	-	-	-	-	-
10	<i>pot₁</i>	254,42	423,84	221,2	405,49	821,60	245,93	64,80	675,84
	<i>pot₂</i>	-	302,77	221,5	-	-	-	-	-
	<i>pot₃</i>	-	-	100,7	-	-	-	-	-
	Total	254,42	726,61	543,4	405,49	821,60	245,93	64,80	675,84
11	sim	sim	sim	não	sim	sim	não	sim	

6.6 Comparação entre métodos de otimização

Este estudo de caso tem como intuito aplicar a **Parte 1** e a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV para comparar diferentes métodos de otimização utilizando alimentador real de distribuição de energia, simulado com os dados fornecidos pela concessionária CELG D. A rede escolhida para realizar as simulações foi o alimentador 14 original, sem adaptações. Foram utilizados neste estudo: i) o método determinístico Nelder-Mead, ii) o método heurístico recozimento simulado, iii) o método heurístico algoritmo genético e iv) o método híbrido do algoritmo genético com o método Nelder-Mead. O computador utilizado nas simulações possui processador Intel® Core™ i7 2,90 GHz, memória RAM de 8,00 GB e sistema operacional de 64 bits, configuração que interfere no tempo de processamento.

6.6.1 Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 1

A primeira simulação utilizou o método determinístico Nelder-Mead e teve comportamento ilustrado na Figura 6.26(a). Optou-se pela inserção da quantidade de 30 GDFV. Como o problema envolve diversas variáveis, com a presença de nós, barras, linhas, correntes, tensões, potências, transformadores, cargas, entre outros, este exige elevado processamento. Nesta simulação, no chute inicial foi utilizado posições geográficas diferentes para evitar a penalização do método pela violação da restrição que obriga todas as GDFV ocuparem diferentes posições geográficas, evitando

que o método encontrasse resultados que não atendessem a restrição. A potência de fornecimento inserida como chute inicial foi de $10kVA$ para todas as GDFV.

Pela análise da Figura 6.26(a) observa-se que entre a primeira iteração e a última o método não conseguiu redução significativa na função de avaliação, ficando preso em ótimo local a partir da terceira iteração. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 961,34$. Foram utilizadas 201 iterações durante $2h$ e $30min$ de simulação. As perdas elétricas da rede após a otimização foram de $10,84\%$, com redução de $2,24\%$.

A segunda simulação utilizou o método heurístico recozimento simulado. Com este método foram realizadas *duas* otimizações. A primeira otimização utilizou como chute inicial a posição geográfica da barra 100 e a potência de fornecimento de $10kVA$ para todas as 30 GDFV inseridas. A segunda otimização utilizou como chute inicial o resultado da primeira otimização. A Figura 6.26(b) ilustra o comportamento da primeira otimização.

A função de avaliação inicial da primeira otimização do método do recozimento simulado foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 796,45$. Os valores com ordem de grandeza de 10^5 foram penalizações devido a presença de posições geográficas repetidas. O método de otimização utilizou 1247 iterações até conseguir inserir apenas posições diferentes. Da iteração 1248 até a última (iteração 2962) as alterações no valor da função de avaliação foram imperceptíveis no gráfico. Diferente do método determinístico Nelder-Mead, este método foi capaz de encontrar valores distintos para posições geográficas, mesmo iniciando com posições idênticas. O tempo total de simulação foi de $25min$. Após a otimização, as perdas elétricas da rede foram de $10,49\%$, redução de $2,59\%$. O comportamento da segunda otimização utilizando o método do recozimento simulado é ilustrado na Figura 6.26(c).

Como a segunda otimização do método do recozimento simulado utilizou como chute inicial o resultado da primeira otimização, observa-se na Figura 6.26(c) que nenhuma penalização foi aplicada em decorrência das posições repetidas. Foi estabelecido como critério de parada o máximo de 1000 iterações. O tempo total de simulação foi de $45min$. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 796,45$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 769,85$. As perdas elétricas da rede reduziram de $13,08\%$ para $10,05\%$, redução de $3,03\%$.

A terceira simulação utilizou o método heurístico algoritmo genético configurado com: i) método de seleção estocástico uniforme, ii) operador de mutação adaptativo

e iii) operador de cruzamento heurístico. Foi estabelecido o máximo de 1000 gerações como critério de parada. A quantidade de GDFV inseridas manteve-se igual a 30 unidades. O comportamento da otimização é ilustrado na Figura 6.26(d).

A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 705,81$. Observa-se que ao atingir o critério de parada de 1000 gerações a variabilidade da função ainda era elevada, o que provavelmente indica que utilizando mais gerações a função de avaliação final poderia ser menor. Este comportamento também pode ser observado pelo valor médio da função de avaliação de $\overline{f(\vec{x})} = 150601$, indicando que o algoritmo ainda não estabilizou. O tempo total de simulação foi de $8h45min$. As perdas elétricas da rede elevaram de 13,08% para 18,26%, acréscimo de 5,18%.

A quarta simulação utilizou a hibridização dos métodos algoritmo genético com o método de Nelder-Mead. As configurações utilizadas para o algoritmo genético na terceira simulação foram mantidas, bem como o critério de parada de 1000 gerações e a quantidade de GDFV inseridas. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 700,90$. A Figura 6.26(e) ilustra o comportamento da otimização utilizando o método híbrido.

Assim como na terceira simulação, esta apresenta elevada variação da função de avaliação até atingir o critério de parada de 1000 gerações, o que indica possível melhoria no processo de otimização caso a simulação continue. Este fato também é corroborado pelo valor da função média de $\overline{f(\vec{x})} = 200562$, ainda superior ao valor final da função de avaliação. O tempo gasto de simulação foi de $8h$ e $30min$. As perdas elétricas da rede elevaram de 13,08% para 17,16%, acréscimo de 4,08%.

Dentre todas as simulações, a que gerou o melhor resultado utilizando a **Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV foi a do método híbrido do algoritmo genético com o método Nelder-Mead. Para análise detalhada dos resultados desta simulação é disposta a Tabela 6.7 com relatório estatístico apresentando dados do alimentador 14 após a inserção das GDFV.

Comparando a Tabela 6.7 com a Tabela 6.2, que dispõe os dados do alimentador 14 antes das inserções das GDFV, observa-se as melhorias na rede. A quantidade de nós com tensão crítica reduziu de 31,15% para 19,61%, redução de 11,54%, a quantidade de nós com tensão precária reduziu de 12,05% para 8,05%, redução de 4,0%. Como consequência, a quantidade de nós com tensão adequada elevou de 56,79% para 72,33%, elevação de 15,54%. Foram inseridas 30 GDFV, totalizando 3871,76 kVA de

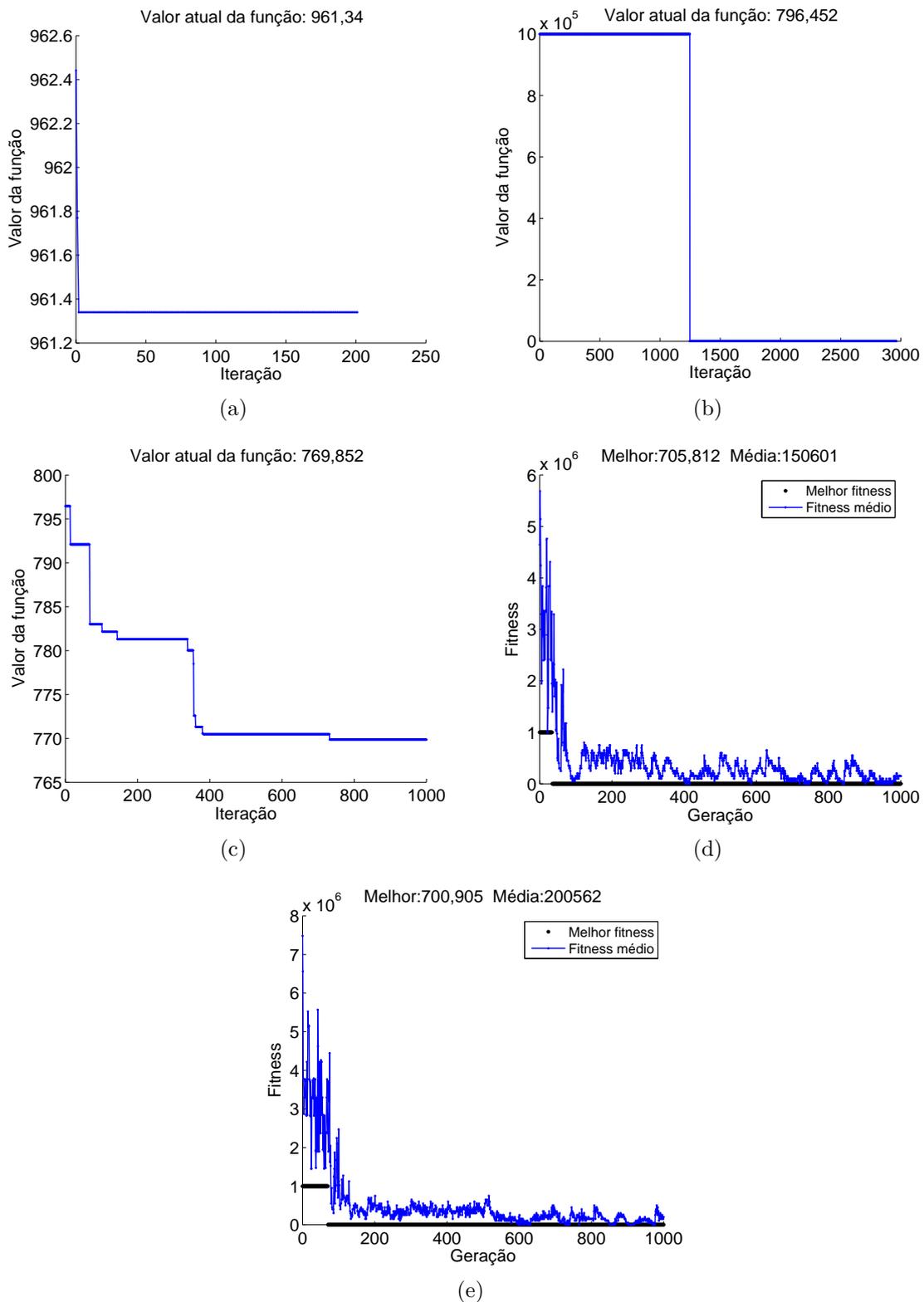


Figura 6.26 - Comparação entre métodos de otimização utilizando a **Parte 1** do algoritmo de inserção: (a) Nelder-Mead, (b) recozimento simulado (primeira otimização), (c) recozimento simulado (segunda otimização), (d) algoritmo genético e (e) híbrido.

potência de fornecimento injetada.

Tabela 6.7 - Algoritmo de inserção - **Parte 1**: classificação de tensão dos nós do alimentador 14 após inserções utilizando o método híbrido.

AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1416	46,53	304	21,47	100	7,06	1012	71,47
Fase B	870	28,59	147	16,96	65	7,47	658	75,63
Fase C	757	24,88	146	19,28	80	10,56	531	70,15
Total	3043	100,00	597	19,61	245	8,05	2201	72,33

Melhores resultados poderiam ser encontrados utilizando maior número de gerações na otimização e com maior quantidade de GDFV inseridas, dado que foram inseridas somente 30 GDFV. Além disso, o grau de transgressão crítica do alimentador é elevado, com diversas tensões abaixo de $0,8pu$, sendo portanto, alimentador de difícil adequação de tensão. A Figura 6.27 ilustra a classificação de tensão antes e depois das inserções das GDFV, com o posicionamento geográfico das 30 GDFV ilustrado na Figura 6.27(b). A Figura 6.28 ilustra o perfil de tensão antes e depois das inserções de GDFV. Analisando a Figura 6.28(b) observa-se que a maioria das linhas sofreram elevações nos níveis de tensão, principalmente as linhas MT, que elevaram seus níveis de tensão próximos ao limite superior de tensão adequada.

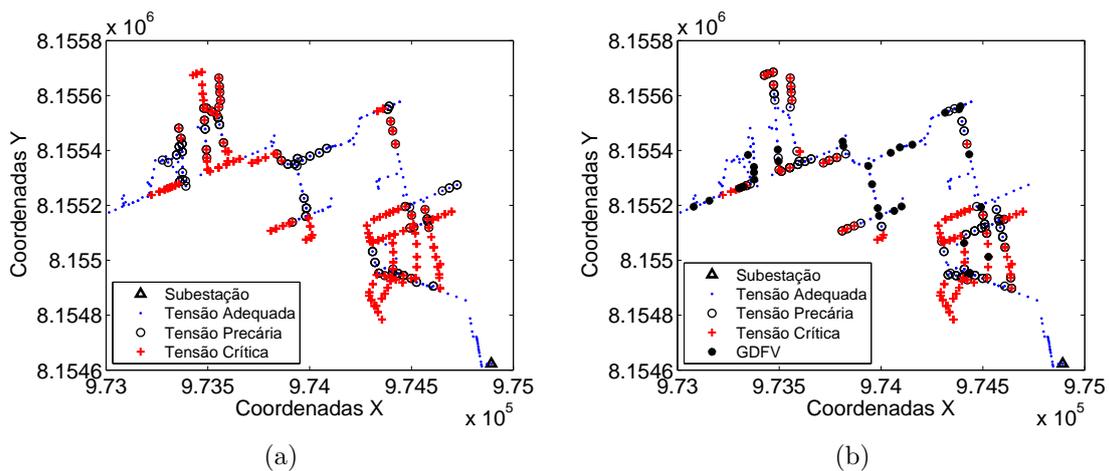


Figura 6.27 - Algoritmo de inserção - **Parte 1**: (a) classificação de tensão antes das inserções e (b) classificação de tensão após as inserções.

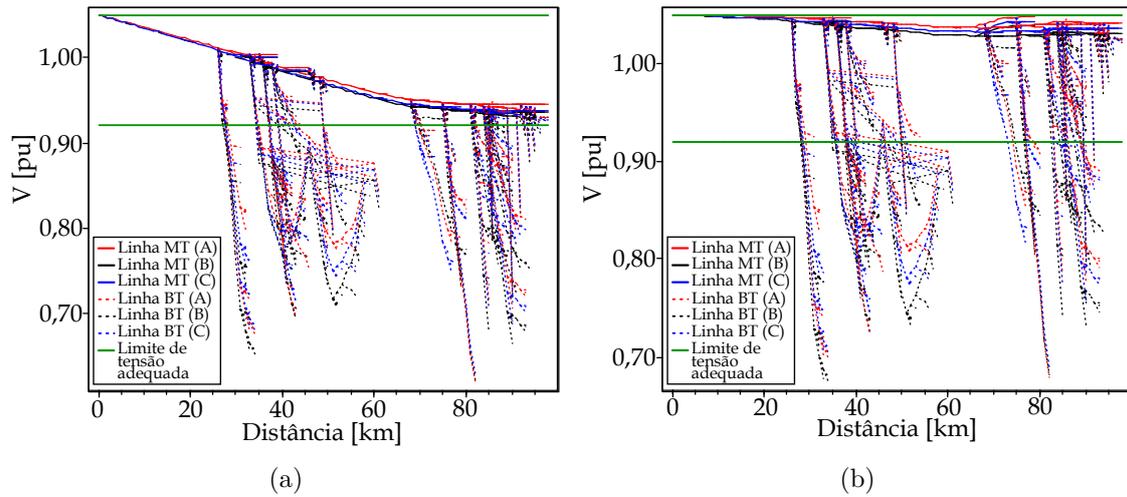


Figura 6.28 - Algoritmo de inserção - **Parte 1**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após as inserções.

6.6.2 Comparação entre métodos de otimização utilizando a Parte 2

A primeira simulação utilizou o método determinístico de Nelder-Mead. O método utilizou como chute inicial a quantidade de GDFV igual a 30, posições geográficas diferentes para evitar que o método seja penalizado e potência de fornecimento igual a $10kVA$ para cada posição geográfica utilizada. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 992,52$. A partir da terceira iteração o método ficou preso em ótimo local até o fim da simulação. Foram utilizadas 356 iterações e o tempo de $20min$ de simulação. A quantidade de GDFV encontrada pelo método foi a mesma inserida no chute inicial, igual a 30. As perdas elétricas da rede reduziram de 13,08% para 10,75%, redução de 2,33%. O comportamento da otimização é ilustrado na Figura 6.29(a).

A segunda simulação utilizou o método heurístico recozimento simulado. Duas otimizações foram realizadas. A primeira otimização utilizou como chute inicial a quantidade de GDFV igual a 30, todas as posições geográficas das GDFV iguais a da barra 100 e todas as potências de fornecimento das GDFV iguais a $10kVA$. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 977,59$. Foi estabelecido o critério de parada de 1000 iterações. O tempo de simulação gasto foi de $25min$. O método encontrou como resultado a quantidade de GDFV igual a 10. As perdas elétricas da rede reduziram de 13,08% para 11,27%, redução de 1,81%. O comportamento da primeira otimização do método recozimento simulado é ilustrado na Figura 6.29(b). Observa-se que este comportamento foi se-

melhante ao ilustrado na Figura 6.26(b).

Os resultados da primeira otimização utilizando o método recozimento simulado foram utilizados como chute inicial para a segunda otimização utilizando o método recozimento simulado. Isto fez com que o chute inicial fosse melhor direcionado. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 977,59$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 955,67$. O critério de parada estabelecido foi de 1000 iterações. O tempo de simulação até que o critério de parada fosse atingido e o método encontrasse como resultado a quantidade de 14 GDFV foi de $1h$ e $05min$. A Figura 6.29(c) ilustra o comportamento da segunda otimização utilizando o método recozimento simulado. Observa-se pela variabilidade da função que na milésima iteração a otimização provavelmente ainda não encontrou o valor otimizado. As perdas elétricas da rede, após a otimização, reduziram de 13,08% para 10,47%, redução de 2,61%.

A terceira simulação utilizou o método heurístico algoritmo genético. As configurações utilizadas foram as mesmas do algoritmo genético utilizado na **Parte 1**. O critério de parada estabelecido foi de 1000 gerações. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 738,98$. A Figura 6.29(d) ilustra o comportamento da otimização. Observa-se, pela variação da função no gráfico, que o algoritmo ainda não havia atingido seu melhor desempenho, fato observado pelo valor médio da função $\overline{f(\vec{x})} = 100669$ superior ao valor final da função de avaliação. O tempo total de simulação foi de $7h$ e a quantidade de GDFV obtida como resultado foi igual a 17. As perdas elétricas na rede elevaram de 13,08% para 19,10%, acréscimo de 6,02%.

A quarta simulação utilizou o método híbrido do algoritmo genético com o método Nelder-Mead utilizando as mesmas configurações do algoritmo genético da terceira simulação e o mesmo critério de parada de 1000 gerações. A função de avaliação inicial foi de $f(\vec{x}) = 1046,20$ e a função de avaliação final foi de $f(\vec{x}) = 745,52$. A Figura 6.29(e) ilustra o comportamento da otimização. Observa-se, que durante as 1000 gerações, a função apresentou elevada variação, estando ainda distante do melhor desempenho do algoritmo. A função de avaliação média foi de $\overline{f(\vec{x})} = 150639$, valor superior à função de avaliação final encontrada. O tempo de simulação foi de $6h$ e $30min$. A quantidade de GDFV obtida como resultado foi igual a 16. As perdas elétricas da rede elevaram de 13,08% para 18,84%, acréscimo de 5,76%.

O algoritmo genético foi, dentre todos, o que demonstrou melhor desempenho nas simulações utilizando a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV. A Tabela 6.8 dispõe o relatório estatístico com os dados do alimentador 14 após as inserções das

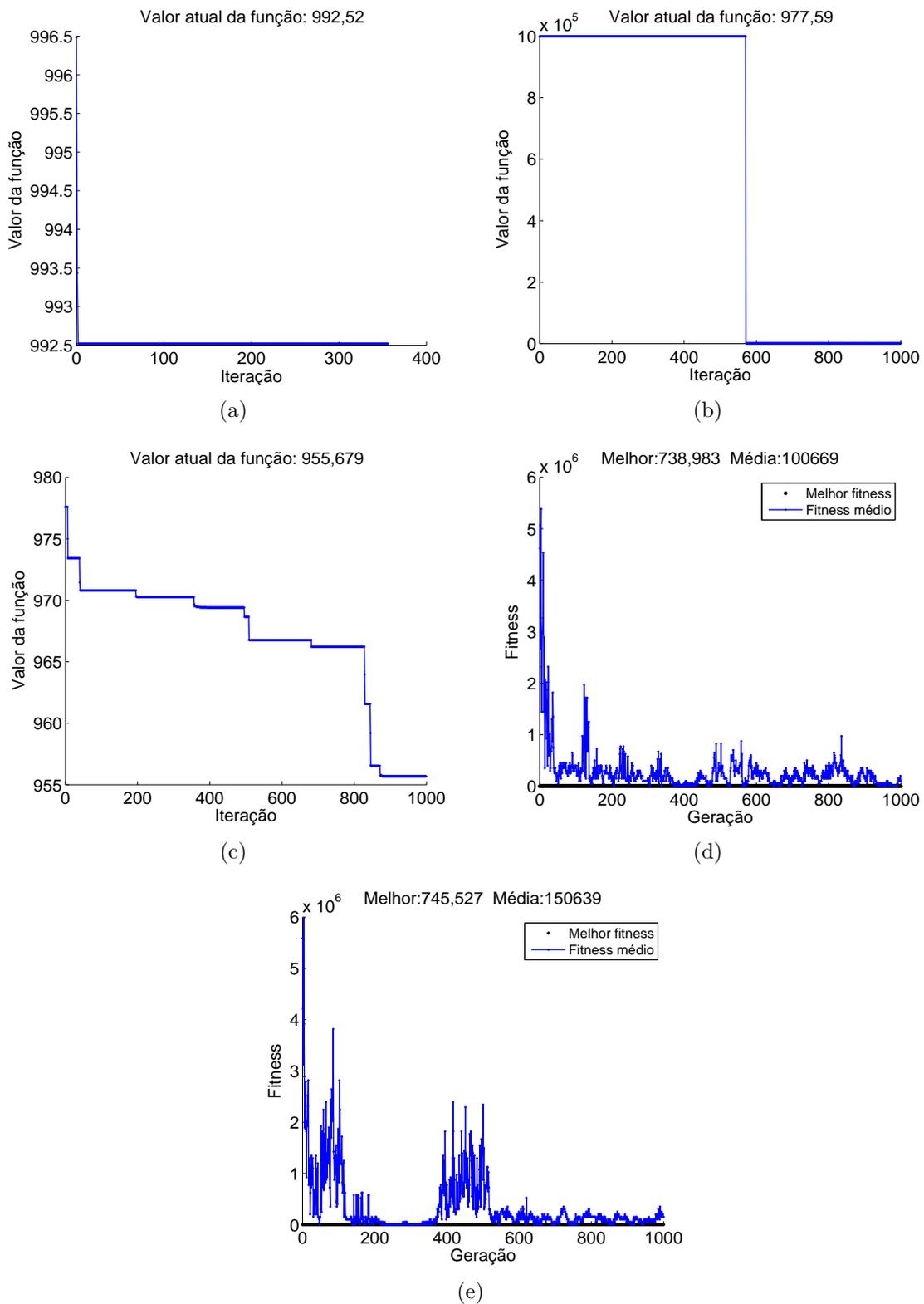


Figura 6.29 - Comparação entre métodos de otimização utilizando a **Parte 2** do algoritmo de inserção: (a) Nelder-Mead, (b) recozimento simulado (primeira otimização), (c) recozimento simulado (segunda otimização), (d) algoritmo genético e (e) híbrido.

GDFV. Foram injetados na rede o total de 1777,38 kVA de potência de fornecimento através das 17 GDFV inseridas.

Tabela 6.8 - Algoritmo de inserção - **Parte 2**: classificação de tensão dos nós do alimentador 14 após inserções utilizando método heurístico algoritmo genético.

AL-14	Nós	Nós [%]	T.C.	T.C. [%]	T.P.	T.P. [%]	T.A.	T.A. [%]
Fase A	1403	46,70	307	21,88	110	7,84	986	70,28
Fase B	857	28,53	160	18,66	62	7,23	635	74,10
Fase C	744	24,77	156	20,96	75	10,08	513	68,95
Total	3004	100,00	623	20,73	247	8,22	2134	71,04

Comparando a Tabela 6.8 com a Tabela 6.2, verifica-se as modificações que as inserções das 17 GDFV, com posicionamento geográfico e potência de fornecimento fornecidas pelo algoritmo genético, ocasionaram na rede. Os nós com tensão crítica reduziram de 31,15% para 20,73%, redução de 10,42%, os nós com transgressão precária reduziram de 12,05% para 8,22%, redução de 3,83% e os nós com tensão adequada elevaram de 56,79% para 71,04%, acréscimo de 14,25%. A Figura 6.30 ilustra a classificação de tensão antes e depois das inserções das GDFV. O posicionamento geográfico das 17 GDFV é ilustrado na Figura 6.30(b). A Figura 6.31 ilustra o perfil de tensão antes e depois das inserções das GDFV.

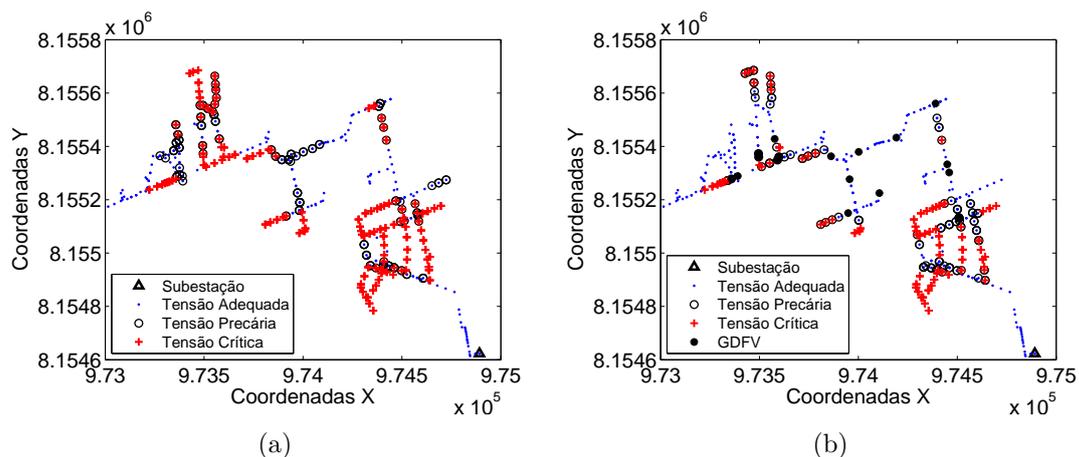


Figura 6.30 - Algoritmo de inserção - **Parte 2**: (a) classificação de tensão antes das inserções (b) classificação de tensão após as inserções.

Observa-se na Figura 6.31(b), assim como na Figura 6.28(b), que a maioria das li-

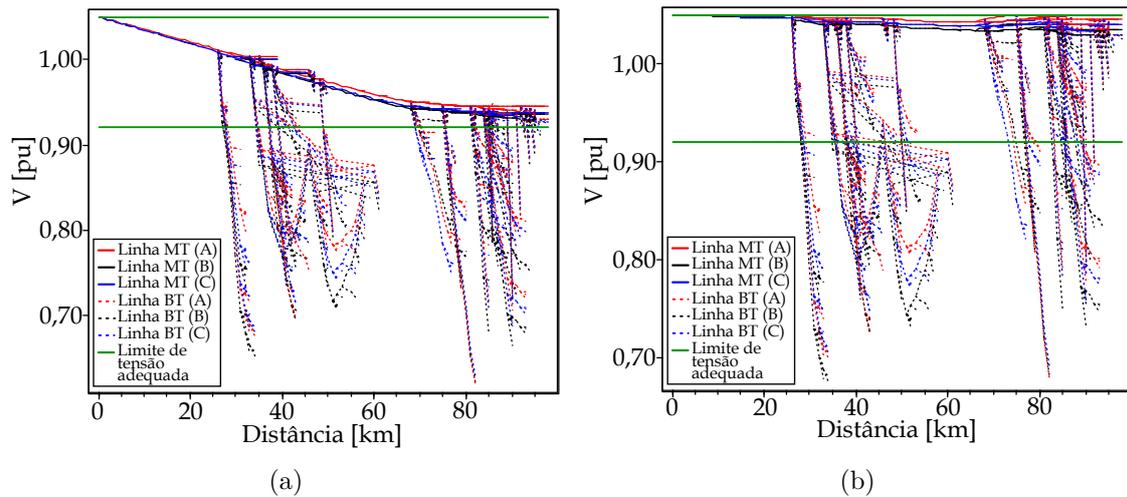


Figura 6.31 - Algoritmo de inserção - **Parte 2**: (a) perfil de tensão antes das inserções e (b) perfil de tensão após inserções.

nhas sofreram elevação de tensão sem ultrapassarem o limite de tensão adequada, em especial as linhas MT, que ficaram com níveis de tensão próximos a $1,05pu$. Ambos os perfis apresentaram comportamentos semelhantes após a otimização, entretanto, o perfil da Figura 6.28(b) foi obtido inserindo 30 GDFV com $3871,76kVA$ de potência total de fornecimento, enquanto o perfil da Figura 6.31(b) foi obtido inserindo apenas 17 GDFV com $1777,38kVA$ de potência total de fornecimento, diferença de $2094,38kVA$.

Isto indica que a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV encontrou as posições geográficas otimizadas, as potências de fornecimento otimizadas e a quantidade mínima de GDFV necessária para a adequação de tensão possível de se obter em 1000 gerações.

6.6.3 Comparação entre resultados

Os resultados obtidos utilizando os diferentes métodos de otimização para a **Parte 1** e a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV foram comparados. A Tabela 6.9 dispõe síntese dos resultados, onde os métodos de otimização foram representados por: (i) Nelder-Mead, (ii) recozimento simulado, (iii) algoritmo genético e (iv) híbrido do algoritmo genético com Nelder-Mead.

Cada item da Tabela 6.9 corresponde a: 1) quantidade de geração distribuída fo-

tovoltaica⁶ inseridas, 2) perdas elétricas iniciais [%], 3) perdas elétricas finais [%], 4) variação entre as perdas elétricas iniciais e finais [%], 5) função de avaliação inicial, 6) função de avaliação final, 7) quantidade de iterações/gerações utilizadas até a obtenção do melhor resultado e 8) tempo de simulação utilizado [*min*]. A variável S1 indica simulação 1 e a variável S2 indica simulação 2. Os destaques em negrito indicam as melhores funções de avaliação obtidas para a **Parte 1** e para a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV.

Tabela 6.9 - Síntese da comparação entre métodos de otimização utilizando a **Parte 1** e a **Parte 2**.

#	Algoritmo: Parte 1					Algoritmo: Parte 2				
Item	(i)	(ii)		(iii)	(iv)	(i)	(ii)		(iii)	(iv)
		S1	S2				S1	S2		
1	30	30	30	30	30	30	10	14	17	16
2	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08	13,08
3	10,84	10,49	10,05	18,26	17,16	10,75	11,27	10,47	19,10	18,84
4	-2,24	-2,59	-3,03	+5,18	+4,08	-2,33	-1,81	-2,61	+6,02	+5,76
5	1046,2	1046,2	796,4	1046,2	1046,2	1046,2	1046,2	977,6	1046,2	1046,2
6	961,3	796,4	769,8	705,8	700,9	992,5	977,6	955,6	738,9	745,5
7	3	2209	1000	1000	1000	3	571	879	1000	1000
8	150	25	45	525	510	20	25	65	420	390

Observa-se que o método determinístico Nelder-Mead utiliza menor tempo de simulação. Este método não foi eficaz na busca de soluções para o problema de otimização de inserção de GDFV, tanto para a **Parte 1** quanto para a **Parte 2** do algoritmo. O método recozimento simulado utilizou *duas* simulações no processo de otimização, tanto para a **Parte 1** quanto para a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV, para o melhor direcionamento do chute inicial, demonstrando elevada dependência deste.

Dentre todos os métodos utilizados, o algoritmo genético demonstrou ser o mais eficiente para problemas envolvendo a inserção de GDFV, entretanto, necessita de elevado tempo de simulação para alcançar resultado satisfatório. A hibridização também demonstrou ser eficaz para a solução de problemas de otimização desta natureza.

⁶Para a **Parte 1** do algoritmo de inserção de GDFV este valor foi configurado pelo usuário e para a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV este valor foi obtido através do processo de otimização.

6.7 Comentários

A primeira dificuldade encontrada no desenvolvimento deste trabalho foi a coleta dos dados para a simulação das redes de distribuição de energia. Como os dados necessários para a modelagem da rede se encontravam em diferentes bancos de dados, foram utilizados vários meses nesta tarefa. Além disto, a ausência de alguns dados no banco de dados foi caráter desafiador no desenvolvimento do trabalho.

Outra dificuldade encontrada foi equilibrar o nível de penalização necessário para atender as restrições impostas ao problema de otimização. Como existem restrições que não podem ser violadas, algumas penalizações utilizaram valor elevado, fazendo com que o tempo de simulação estendesse e com que a otimização fosse comprometida em muitas simulações.

O algoritmo encontrou, para inserção das GDFV, maior número de posições geográficas em linhas MT do que em linhas BT, devido as penalizações inseridas para que todas as restrições fossem atendidas. Para o caso de transgressão de tensão com nível crítico elevado, com a inserção de GDFV apenas em linhas MT não é possível saná-las. Logo, a inserção de maior quantidade de GDFV em linhas MT do que em linhas BT reduziu a possibilidade de adequação de tensão da rede, já que existem muitas linhas BT com nível crítico elevado na rede utilizada.

O tempo de simulação e a capacidade de processamento computacional requeridos para otimizar a inserção de GDFV em rede real também foi dificuldade encontrada no desenvolvimento do trabalho. Por isto, a maioria das pesquisas desta natureza utilizam redes de teste com pequeno número de barras, normalmente com no máximo 100 barras, valor bem inferior as 1385 barras e 2953 nós da rede real utilizada.

Como os métodos que apresentam melhor desempenho são heurísticos, caracterizados por aleatoriedade nos resultados, é necessário a realização de diversas simulações para garantir que o resultado gerado esteja entre os melhores possíveis, o que demanda tempo, pois outra característica destes métodos é o elevado tempo de simulação requerido até atingir seu melhor desempenho.

Apesar das dificuldades encontradas, os estudos validaram a metodologia, demonstrando que ela é ferramenta eficaz na adequação de tensão através da inserção de GDFV, oferecendo ao usuário: i) a possibilidade de configurar quantas unidades de GDFV devem ser utilizadas, obtendo posições geográficas e potências de fornecimento otimizadas ou ii) a possibilidade de solicitar ao algoritmo que encontre a

quantidade de GDFV necessárias para a minimização da transgressão de tensão da rede. Como os métodos heurísticos e híbridos demandam elevado tempo de simulação, para possibilitar a comparação utilizando as mesmas configurações entre os métodos de otimização, foi estabelecido limite relativamente elevado para o número máximo de gerações, configurado através do critério de parada de 1000 gerações. Por isto, independente do valor da média da função de avaliação, todas as simulações foram finalizadas após atingido 1000 gerações.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÃO

O intuito deste trabalho foi desenvolver metodologia capaz de otimizar a inserção de GDFV. Para isto, métodos de otimização determinístico, heurístico e híbrido foram testados a fim de fornecer as variáveis: i) posição geográfica, ii) potência de fornecimento e iii) quantidade de GDFV. Foi realizada a modelagem e simulação de alimentadores reais de distribuição de energia elétrica para a aplicação da metodologia. O algoritmo de inserção de GDFV desenvolvido foi dividido em *duas* partes: i) **Parte 1**, capaz de fornecer a posição geográfica e a potência de fornecimento das GDFV, com quantidade de GDFV definida pelo usuário e ii) **Parte 2**, capaz de fornecer a posição geográfica, a potência de fornecimento e a quantidade de GDFV.

A metodologia foi aplicada como ferramenta para a análise da rede de distribuição e para a classificação de tensão dos nós do circuito, podendo ser utilizada para a análise do posicionamento geográfico das GDFV, mesmo sem aplicação do processo de otimização. Constatou-se que a inserção de diferentes quantidades de GDFV com potência total de fornecimento idênticas exercem influências distintas na classificação de tensão da rede, conforme o posicionamento geográfico das unidades de geração distribuída, consoante ao afirmado por [Smith et al. \(2011\)](#).

A validação da metodologia demonstrou relativa eficiência, tanto para a **Parte 1** quanto para a **Parte 2** do algoritmo de inserção de GDFV. Os resultados são melhores quanto menor for o grau e a quantidade de transgressão de tensão, com a possibilidade de completa adequação de tensão da rede. Observou-se que nem sempre a melhor posição geográfica de inserção da GDFV é próxima à região com transgressão de tensão, principalmente quando a quantidade de GDFV a ser inserida é menor que a quantidade de regiões com transgressão. Isto é devido a interferência que única GDFV exerce nos níveis de tensão de diversas linhas ao longo da rede. Neste caso, a utilização do algoritmo de inserção de GDFV apresenta melhores resultados.

O método determinístico Nelder-Mead demonstrou baixa eficiência para problemas envolvendo otimização da inserção de GDFV em redes de distribuição. Este método apresentou melhores resultados quando hibridizado com métodos heurísticos. O método do recozimento simulado, apesar de heurístico, demonstrou dependência do chute inicial. Os métodos que exibiram os melhores resultados foram o método heurístico algoritmo genético e o método híbrido do algoritmo genético com o método Nelder-Mead.

Algumas limitações foram observadas durante as simulações. Os métodos heurísticos, apesar de eficientes, apresentam variabilidade nos resultados a cada simulação. Portanto, a otimização com estes métodos requer maior quantidade de simulações para obter resultados satisfatórios, de acordo com a necessidade do usuário. A metodologia também requer capacidade de processamento e memória computacional elevada, em especial a **Parte 2** do algoritmo. O tempo de simulação é elevado, variando de minutos a dias, principalmente para redes de distribuição com quantidade elevada de barras elétricas e elevado grau e quantidade de transgressão crítica, como a rede utilizada neste trabalho.

Outro fator limitante é a quantidade de GDFV a ser escolhida pelo usuário na **Parte 1** do algoritmo, que pode ser insuficiente conforme o grau de transgressão. As penalizações fizeram com que os resultados apontassem para a inserção da maioria das GDFV em linhas MT, reduzindo a eficácia da metodologia. As penalizações impostas à metodologia, para garantir que todas as restrições fossem satisfeitas, demonstraram ser o fator limitador de maior impacto no processo de otimização.

7.1 Contribuições do Trabalho

As contribuições podem assim ser descritas:

- a) Auxílio no desenvolvimento do projeto de P&D 423/2016, intitulado: Metodologia de análise e adequação da rede de distribuição quanto às violações de tensão previstas no PRODIST - ANEEL, desenvolvido para a concessionária de distribuição de energia elétrica CELG D.
- b) Desenvolvimento de simulador computacional para a inserção otimizada de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição de energia elétrica.

Artigos publicados em anais de eventos internacionais:

Cararo, J. A. G.; Silva, A. H. F.; Aniceto, B. C.; Reis, M. R. C.; Rodrigues, B. U.; Galvão, N. K. M.; Vilela, W. A.; Caetano Neto, J.; Calixto, W. P. Optimizing of the insertion of distributed generation into a power distribution network. In: 2017 Chilean Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Oct. 18-20. Pucon, Chile: IEEE, 2017.

Aniceto, B. C.; Júnior, W. A. V.; Caetano Neto, J.; Rodrigues, B. U.; Cararo, J. A. G.; Gomes, V. M.; Silva, A. H. F.; Júnior, J. L. F.; Silva, D. C.; Gomes, F. A.;

Santos, P. V.; Nielson, R.; Reis, M. R. C.; Galvão, N. K. M.; Alves, A. J.; Silva, L. F. A.; Calixto, W. P. Calculation and analysis of problem in voltage transgressions on electricity distribution networks. In: 18TH International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), May. 17-19. Kouty nad Desnou, Czech Republic: IEEE, 2017.

Artigos publicados em anais de evento nacional:

Cararo, J. A. G.; Silva, A. H. F.; Aniceto, B. C.; Reis, M. R. C.; Rodrigues, B. U.; Galvão, N. K. M.; Vilela Júnior, W. A.; Caetano Neto, J.; Calixto, W. P. Otimização da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica em Rede de Distribuição de Energia. 14º Congresso de Pesquisa, Ensino e Extensão (CONPEEX), 2017. Goiânia, Brasil.

Artigo em fase de desenvolvimento para periódico internacional:

Artigo: Optimization of Sizing, Siting and Quantity of Multiple DGPV in Power Distribution Network.

Periódico: IEEE Transactions on Smart Grid.

Registro de software:

Registro de software na fase de escrita para depósito.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

- 1) Implementar interface gráfica para o algoritmo desenvolvido.
- 2) Utilizar o algoritmo de inserção de GDFV com outros métodos de otimização determinístico, heurístico e híbrido, comparar com os resultados obtidos neste trabalho.
- 3) Utilizar novas funções de avaliação e comparar com os resultados obtidos neste trabalho.
- 4) Incluir no algoritmo o modelo de geração distribuída eólica, entre outros.
- 5) Incluir novas variáveis a serem otimizadas, tais como, perdas elétricas da rede, entre outras.
- 6) Utilizar algoritmo multiobjetivos na solução do problema de inserção de GDFV.
- 7) Alteração da curva de irradiação solar, utilizando este parâmetro como variável.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABNT. ABNT NBR 5460 – Sistemas elétricos de potência. 1992. 35, 36
- _____. ABNT NBR IEC 61000-4-30: Compatibilidade eletromagnética parte 4-30: Técnicas de medição e ensaio – Métodos de medição de qualidade da energia. 2011. 36
- _____. Estatuto – Associação Brasileira de Normas Técnicas – Foro Nacional de Normalização. 2015. 36
- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 28, p. 669–678, 2006. 31, 32
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 57, p. 195–204, 2001. 31
- ACKLEY, D. H. **A connectionist machine for genetic hill climbing**. Boston: Kluwer Academic, 1987. 70
- ALBAGLI, A. N.; FALCAO, D. M.; REZENDE, J. F. Smart grid framework co-simulation using HLA architecture. **Electric Power Systems Research**, v. 130, p. 22–33, 2016. 31
- ALONSO, M.; AMARIS, H. Voltage stability in distribution networks with DG. In: IEEE BUCHAREST POWER TECH CONFERENCE, 2009. [S.l.], 2009. p. 1–6. 33
- AMIN, S. M.; WOLLENBERG, B. F. Toward a smart grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, 2005. 31
- ANEEL. Resolução Normativa Nº 482 de 17 de Abril de 2012. 2012. 35, 36
- _____. Nota Técnica 0057/2014 - SRD/ANEEL. Brasília: [s.n.], 2014. 73
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 1 - Introdução. 2016. Revisão 9. 35
- _____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2017. Revisão 7. 35, 36

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.** 2018. Revisão 9. 31, 34, 36, 40, 41, 42, 84, 94

ANICETO, B. C.; JÚNIOR, W. A. V.; NETO, J. C.; RODRIGUES, B. U.; CARARO, J. A. G.; GOMES, V. M.; SILVA, A. H. F.; JÚNIOR, J. L. F.; SILVA, D. C.; GOMES, F. A.; SANTOS, P. V.; NIELSON, R.; REIS, M. R. C.; GALVAO, N. K. M.; ALVES, A. J.; SILVA, L. F. A.; CALIXTO, W. P. Calculation and analysis of problem in voltage transgressions on electricity distribution networks. In: 18th INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE ON ELECTRIC POWER ENGINEERING (EPE), May. 17-19. Kouty nad Desnou, Czech Republic: IEEE, 2017. 42, 79, 89, 98

ANSI. **C84.1-2016: American National Standard – For Electric Power Systems and Equipment – Voltage Ratings (60 Hertz).** [S.l.: s.n.], 2016. 36, 38, 39

_____. **Annual Report: 2016-2017.** 2017. 38

ARAÚJO, W. R. H. de. **Otimização aplicada ao controle de potência do gerador a relutância chaveado para elevação do rendimento.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Tese, 2018. 63, 64, 65, 67, 69

ASLAKSEN, E. W. **Designing Complex Systems: Foundations of Design in the Functional Domain.** [S.l.]: CRC Press, 2008. 61

AYODELE, T.; OGUNJUYIGBE, A.; AKINOLA, O. Optimal location, sizing, and appropriate technology selection of distributed generators for minimizing power loss using genetic algorithm. **J Renew Energy**, 2015. 33

BARBOSA, J. L. F. **Metodologia de otimização de lentes para lâmpadas de LED.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2013. 62, 64, 65, 66, 70

BAYOD-RÚJULA, A. A. Future development of the electricity systems with distributed generation. **Energy**, v. 34, p. 377–383, 2009. 33, 34

BRANDAO, M. A. L. **Estudo de alguns métodos determinísticos de otimização irrestrita.** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia. Dissertação, 2010. 64

CALIXTO, W. P. **Aplicação do mapeamento conforme no cálculo do fator de Carter.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2008. 62, 68, 70

_____. **Métodos Matemático e Computacional Aplicados a Prospecção Geométrica com Estratificação Tridimensional.** Uberlândia, Minas Gerais, Brasil & Coimbra, Portugal: Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica & Universidade de Coimbra, Instituto de Sistemas e Robótica. Tese (Doutorado), 2012. 70

_____. **Nota de Aula – Análise do Comportamento de Sistemas.** Goiânia: UFG, 2016. 62, 67

CARARO, J. A. G.; SANTANA, M. L.; MELO, O. R. de. **Controle da Máquina de Corrente Contínua Utilizando Processos de Otimização na Sintonia do Controlador PID.** Goiânia: Instituto Federal de Goiás. Trabalho de Conclusão de Curso, 2014. 62, 72

CARARO, J. A. G.; SILVA, A. H. F.; ANICETO, B. C.; REIS, M. R. C.; RODRIGUES, B. U.; GALVAO, N. K. M.; VILELA, W. A.; NETO, J. C.; CALIXTO, W. P. Optimizing of the insertion of distributed generation into a power distribution network. In: 2017 CHILEAN CONFERENCE ON ELECTRICAL, ELECTRONICS ENGINEERING, INFORMATION AND COMMUNICATION TECHNOLOGIES (CHILECON), Oct. 18-20. Pucon, Chile: IEEE, 2017. 84

_____. Otimização da inserção de geração distribuída fotovoltaica em rede de distribuição de energia. In: CONGRESSO DE PESQUISA, ENSINO E EXTENSÃO (CONPEEX). Goiânia, Brasil., 2017. 84

CARSON, J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return. **Bell System Technical Journal**, v. 5, p. 539–54, 1926. 50

CCEE. **Coletânea de Legislação - Setor Elétrico Brasileiro.** [S.l.: s.n.], 2009. (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). 35

CENELEC. **CENELEC – EN 50160: Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks.** 2010. 39

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPTEL, 2004. 32, 59, 61, 83

_____. **Energia Solar: Princípios e Aplicações.** Rio de Janeiro: CEPTEL, 2006. 58, 59

CHIRADEJA, P.; RAMAKUMAR, R. An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 19, p. 764–773, 2004. 33, 34

COELHO, A. A. R.; COELHO, L. S. **Identificação de Sistemas Dinâmicos Lineares**. Florianópolis: Editora da UFSC, 2004. 61

CRESESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2017. 89

DIAS, R. N. H. M. **Análise comparativa de técnicas de controle fuzzy e matriz dinâmica aplicadas a máquina de corrente contínua**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2017. 69, 72

DONG, Q.; YANG, Y. Research on SketchUp application in graphing of civil engineering. **Applied Mechanics and Materials**, v. 580–583, p. 3163–3166, 2014. 72

DRÉO, J. **Metaheuristics for hard optimization: Methods and case studies**. Springer, 2006. 70

DUGAN, R. C. **Reference Guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. EPRI: [s.n.], 2013. 72, 74

_____. **Tech Note: Modeling Multi-Winding Transformers**. EPRI: [s.n.], 2013. 51

DUGAN, R. C.; SANTOSO, S. An example of 3-phase transformer modeling for distribution system analysis. In: **IEEE T&D**, 2003. [S.l.], 2003. 51

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **IEEE Comput Appl Power**, v. 71(2), p. 119–28, 2004. 33

EPRI. **Tech Note: OpenDSS PVSystem Element Model - Version 1**. [S.l.: s.n.], 2011. 80, 83, 89

EYKHOFF, P. **System Identification: Parameter and State Estimation**. [S.l.]: Wiley – Interscience London, 1974. 61

FALCAO, D. M. Por que precisamos de redes elétricas mais inteligentes? In: **SEPOC + SESP**, 24 a 27 de agosto de 2014. Santa Maria: COPPE 50 + 1. UFRJ, 2014. 31

FAU. **Relatório Técnico 1/8. Revisão bibliográfica: regulamentos e normas nacionais e internacionais e principais pesquisas já realizadas no Brasil e no exterior.** FAU - Fundação de Apoio Universitário. Uberlândia: UFU - Universidade Federal de Uberlândia, 2014. 36, 37, 38, 39

FLORIDA SOLAR ENERGY CENTER. **Photovoltaic System Design – Course Manual.** University of Central Florida, 1991. 59

FREITAS, P. R. R. de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS.** São Paulo: Universidade de São Paulo – USP. Trabalho de Conclusão de Curso, 2015. 73, 74, 80

GARCIA, I. G. B.; ORTIZ, M. S.; BERNARDON, D. P.; MONTAGNER, V. F.; RAMOS, M. Studies of parallelism in distribution network served by different-source substations using software ATPDraw. In: . IEEE S Brazil Sect, São Paulo, Brazil: IEEE PES 2nd Latin American Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2013. 72

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis & Design.** 5. ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2012. 43

GOMES, F. A. **Processo de otimização aplicado em método descritivo da análise de dados.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2018. 61, 62, 63, 66, 67, 69, 70, 71

GOMES, F. V. **Nota de Aula – Análise de Sistemas Elétricos de Potência 1.** Minas Gerais: UFJF, 2012. 46

GOMES, P. H. G. **Geometria de dutos de escape otimizada para aplicação na cogeração da produção de energia elétrica.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2017. 62, 64, 65, 72

GOMES, V. M. **Complexidade Natural de Sistemas Baseada em Análise de Sensibilidade.** Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Tese, 2019. 61

GOUVÊA, E. J. C. **Métodos Convergentes de Otimização Global Baseados no Vetor Q–Gradiente.** São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE. Tese, 2016. 67, 71

GÖZEL, T.; HOCAOGLU, M. An analytical method for the sizing and siting of distributed generators in radial systems. **Electr Power Syst Res**, v. 79(6), p. 912–8, 2009. 33

- GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. **Power System Analysis**. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994. 51, 52, 53, 54
- HADJSAID, N.; CANARD, J.; DUMAS, F. Dispersed generation impact on distribution networks. **IEEE Comput Appl Power**, v. 12(2), p. 22–8, 1999. 33
- HARRISON, G.; PICCOLO, A.; SIANO, P.; WALLACE, A. Distributed generation capacity evaluation using combined genetic algorithm and OPF. **Int J Emerg Electr Power Syst**, v. 8, 2007. 33
- HEMDAN, N. G. A.; MICHAEL, K. Efficient integration of distributed generation for meeting the increased load demand. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 33, p. 1572–1583, 2011. 34
- HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems**. Cambridge, MA: MIT Press, 1975. 70
- HOWELL, S.; REZGUI, Y.; HIPPOLYTE, J.; JAYAN, B.; LI, H. Towards the next generation of smart grids: semantic and holonic multiagent management of distributed energy resources. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 193–214, 2017. 31
- HUNG, D.; MITHULANANTHAN, N. Loss reduction and loadability enhancement with DG: a dual-index analytical approach. **Appl Energy**, v. 115, p. 233–41, 2014. 33
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N. Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, p. 1700–1708, 2013. 32
- HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. C. Analytical expressions for DG allocation in primary distribution networks. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 25, p. 814–820, 2010. 32
- HUNT, J. D.; STILPEN, D.; FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, p. 208–222, 2018. 31
- IEC. **IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring – Guidelines for measurement, data exchange and analysis**. 1998. 37
- _____. **Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface**. 2004. 37

_____. IEC TR 61000-3-13: Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-13: Limits – Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems. 2008. 37

_____. IEC 62446: Grid connected photovoltaic systems – Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection. 2009. 37

_____. IEC 61000-3-3: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection. 2013. 37

_____. IEC 61000-4-30: (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. 2015. 35, 36, 37

_____. IEC 62446-1: Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection. 2016. 36

_____. Bem-vindo a IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional. 2017. 37

_____. IEC 60364-7-712: Low voltage electrical installations – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems. 2017. 37

IEEE STD. IEEE Std 141-1993: IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. 1993. 37

_____. IEEE Std. 929: IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems. 2000. 38

_____. IEEE Std 1547: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System. 2003. 36, 38

_____. ANSI/IEEE 1159: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. 2009. 36, 37, 39

_____. IEEE Std 2030: IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. 2011. 38

_____. IEEE Std 1564: IEEE Guide for Voltage Sag Indices. 2014. 37

_____. **IEEE Std 519: IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. 2014. Revision of IEEE Std 519-1992. 37, 39

_____. **IEEE Std 1453: IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems**. 2015. Revision of IEEE Std 1453-2011. 39

INEE. Energy efficiency in Brazil. **Trade and Environment Review 2009-2010**, 2010. 33

ISO. **Economic Benefits of Standards – International Case Studies – Volume 2**. 2012. 38

_____. **International Classification for Standards**. 2015. Edition 7. 38

_____. **ISO ICS 29.020: Electrical engineering in general**. 2015. 38

_____. **ISO ICS 29.240.01: Power transmission and distribution networks in general**. 2015. 38

_____. **ISO ICS 29.240.20: Power transmission and distribution lines**. 2015. 38

_____. **ISO ICS 29.240.99 Other equipment related to power transmission and distribution networks**. 2015. 38

JUANUWATTANAKUL, P.; MASOUM, M. Increasing distributed generation penetration in multiphase distribution networks considering grid losses, maximum loading factor and bus voltage limits. **Gener Transm Distrib IET**, v. 6, p. 1262–71, 2012. 33

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. de; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2008. 43, 46, 47, 48, 51

KAGAN, N.; SCHMIDT, H. P.; OLIVEIRA, C. C. B. de; KAGAN, H. **Métodos de Otimização Aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. São Paulo: Edgard Blücher, 2011. 62, 69

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. [S.l.]: CRC Press, 2012. 50

KIM, S. L.; KITSOS, P.; NEKOVEE, M.; YU, F. R.; ZHANG, Y. Guest editorial: Smart grid communications systems. **IEEE Systems Journal**, USA, v. 8, 2014.

31

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by simulated annealing. **Science**, v. 220, p. 671 – 680, 1983. 67

KOTAMARTY, S.; KHUSHALANI, S.; SCHULZ, N. Impact of distributed generation on distribution contingency analysis. **Electr Power Syst Res**, v. 78(9), p. 1537–45, 2008. 33

LIMA, C. Geração distribuída: contexto nacional e internacional da normatização. In: ANEEL: SEMINÁRIO MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 2014. Brasília, 2014. 37, 38

MAGALHAES, A. S. **Repotencialização na operação paralela de gerador síncrono com gerador de indução**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Tese, 2018. 72

MAIER, M. W.; RECHTIN, E. **The Art of Systems Architecting**. [S.l.]: CRC press, 2000. 61, 62

MATIAS, C. A. **Desenvolvimento de bancada laboratorial para testes de eficiência energética em painéis fotovoltaicos**. Goiânia: Instituto Federal de Goiás. Dissertação, 2018. 59

METROPOLIS, N. C.; ROSENBLUTH, A. W.; ROSENBLUTH, M. N.; TELLER, A. H.; TELLER, E. Equation of state calculations by fast computing machines. **Journal of Chemical Physics**, v. 21, p. 1087–1092, 1953. 67

MIRANDA, R. F. C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops. **Renewable Energy**, v. 75, p. 694–713, 2015. 31

MOBUS, G. E.; KALTON, M. C. **Principles of Systems Science**. [S.l.]: Springer, 2015. 61

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2013. 43, 44

NELDER, J. A.; MEAD, R. A simplex method for function minimization. **The Computer Journal**, v. 7, p. 308–313, 1965. 65, 66

NEVES, M. S. **Modelagem de Carga em Sistemas de Energia Elétrica: Modelo Matemático e sua Validação com Testes de Campo**. Juiz de Fora: Universidade Federal de Juiz de Fora. Dissertação, 2008. 54

NRS. **NRS 048-2-2003: Electricity Supply – Quality of Supply – Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods**. 2003. 39

OLIVEIRA, C.; NETO, A. B.; MINUSSI, C.; ALVES, D.; CASTRO, C. New representation of PV buses in the current injection Newton power flow. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 90, p. 237–244, 2017. 89

OLIVEIRA, C. C. B.; SCHMIDT, H. P.; N.; ROBBA, E. J. **Introdução a Sistemas Elétricos de Potência - Componentes Simétricas**. 2. ed. São Paulo: Edgard Blü, 2000. 44, 48, 55, 56, 57

PAMBOUKIAN, M. M. **Modelagem Metabólica e Matemática do Comportamento Cinético de Células S2 de Drosophila Melanogaster Adequada a sua Flexibilidade Metabólica**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Tese, 2013. 66

PRAKASH, P.; KHATOD, D. K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 111–130, 2016. 32, 33

RADATZ, P.; ROCHA, C. **Nota Técnica: Elemento Circuit (Vsource) do OpenDSS**. EPRI. USP – ENERQ. São Paulo: [s.n.], 2017. 44, 45, 46, 47

_____. **Nota Técnica: Elemento Load do OpenDSS**. EPRI. USP – ENERQ. São Paulo: [s.n.], 2017. 55, 56, 57, 58

_____. **Nota Técnica: Elemento Transformer do OpenDSS**. EPRI. USP – ENERQ. São Paulo: [s.n.], 2017. 52, 53, 54

REIS, M. R. C. **Análise comparativa de métodos de otimização aplicados a sintonia do controlador PI**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2014. 61, 67, 71, 72

_____. **Técnicas de Acionamento e Controle Ótimo Aplicados ao Motor a Relutância Chaveado para Maximizar o Rendimento**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Tese, 2018. 61

- REZENDE, S. O. **Sistemas Inteligentes: Fundamentos e Aplicações**. Barueri, SP: Editora Manole Ltda, 2003. ISBN 8520416837. 71
- ROCHA, C.; RADATZ, P. **Nota Técnica: Elemento Line do OpenDSS**. EPRI. USP – ENERQ. São Paulo: [s.n.], 2017. 48, 50
- SAADAT, H. **Power System Analysis**. United States: McGraw-Hill, 1999. 43
- SANTOS, L. E. B. dos. **Otimização do atendimento médico–hospitalar emergencial utilizando sistema a eventos discretos**. Goiânia: Universidade Federal de Goiás. Dissertação, 2016. 70
- SCHWAAB, M. **Avaliação de algoritmos heurísticos de otimização em problemas de estimação de parâmetros**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação, 2005. 64, 65
- SEVERINO, M. M. **Avaliação técnico-econômica de um sistema híbrido de geração distribuída para atendimento a comunidades isoladas da Amazônia**. Brasília: Universidade de Brasília. Tese, 2008. 31
- SEXAUER, J. **OpenDSS Primer – Portuguese Version**. [S.l.: s.n.], 2016. 74
- SHARMA, D. K.; SHAKYA, S. R. **Training Manual for Engineers on Solar PV System**. [S.l.: s.n.], 2011. (Technical Report). 58, 60
- SINGH, B.; MUKHERJEE, V.; TIWARI, P. A survey on impact assessment of DG and FACTS controllers in power systems. **Renew Sustain Energy Rev**, v. 42(C), p. 846–82, 2015. 33
- SMITH, J. W.; DUGAN, R.; SUNDERMAN, W. Distribution modeling and analysis of high penetration PV. **IEEE**, 2011. 32, 95, 127
- SOEIRO, F. J. C. P.; BECCENERI, J. C.; NETO, A. J. S. **Técnicas de Inteligência Computacional Inspiradas na Natureza: Aplicação em Problemas Inversos em Transferência Radiativa**. São Carlos: SBMAC, 2009. 67
- SOROUDI, A.; EHSAN, M. A distribution network expansion planning model considering distributed generation options and techno-economical issues. **Energy**, v. 35, p. 3364–3374, 2010. 33, 34
- STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. 43, 46, 47, 61

SUDHAKAR, T.; KRISHNAN, M.; SRINIVAS, K.; PRABU, R. Design of a grid connected system using Proteus software. In: 3rd INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS (ICEES), Mar. 17-19. Chennai, India: IEEE, 2016. 72

SULTANA, U.; KHAIRUDDIN, A. B.; AMAN, M.; MOKHTAR, A.; ZAREEN, N. A review of optimum DG placement based on minimization of power losses and voltage stability enhancement of distribution system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 363–378, 2016. 33

TIBA, C. et al. **Atlas Solarimétrico do Brasil: Banco de Dados Solarimétricos**. Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 31

VARESI, K. Optimal allocation of DG units for power loss reduction and voltage profile improvement of distribution networks using PSO algorithm. **World Acad Sci Eng Technol**, v. 60, 2011. 33

VIRAL, R.; KHATOD, D. Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review. **Renew Sustain Energy Rev**, v. 16(7):5, p. 146–65, 2012. 33

WORLD BANK. **World Bank Development Indicator 2015**. 2015. Report. 33

ZANETTA JUNIOR, L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. [S.l.]: Editora Livraria da Física, 2006. 43, 46, 48, 50

ZANGIABADI, M.; FEUILLET, R.; LESANI, H.; HADJ-SAID, N.; KVALOY, J. T. Assessing the performance and benefits of customer distributed generation developers under uncertainties. **Energy**, v. 36, p. 1703–1712, 2011. 33, 34

ZHU, J. **Optimization of Power System Operation**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009. 62

GLOSSÁRIO

Admitância - a admitância Y , medida em $[S]$ (Siemens), é a capacidade de condução de energia elétrica do circuito de corrente alternada. É o inverso da impedância Z . Dada por número complexo.

Barramento - ou barra é o condutor de energia elétrica utilizado para estabelecer ramificações de linhas de transmissão ou distribuição de energia.

Condutância - a condutância G , medido em $[S]$ (Siemens), é a facilidade com que o material condutor é percorrido por corrente elétrica. É o inverso da resistência elétrica. É a parte real da admitância Y .

Conjugado complexo - é o número complexo obtido trocando-se o sinal do coeficiente da parte imaginária do número complexo inicial.

Crista - ponto mais alto, cume, ápice.

Fasor - é o número complexo que representa a amplitude e a fase da senoide. A diferença com relação aos vetores é que nos fasores o ângulo indica a fase temporal e não a direção espacial.

Fotovoltaico - célula fotoelétrica que gera força eletromotriz quando exposta à luz.

Gene - unidade celular fundamental do cromossomo, responsável pela transmissão do material hereditário.

Geração Centralizada - grandes centrais de geração de energia elétrica conectadas em redes de transmissão e distribuição de energia. Como exemplo, centrais hidrelétricas e termelétricas.

Harmônicas - distorções de sinais elétricos obtidas por frequências múltiplas da frequência fundamental.

Hibridização - é a realização de mistura ou produção de híbridos.

Histerese magnética - atraso entre a indução magnética e o campo magnético, caracterizada pela diferença entre forças magnetizadoras no processo de magnetização e desmagnetização.

Impedância - a impedância Z , medida em $[\Omega]$ (Ohm), é a oposição ao fluxo de corrente alternada no circuito elétrico. É o inverso da admitância Y . Dada por um número complexo.

Irradiação - propagação dos raios de luz.

Nó elétrico - é o ponto de ligação entre linhas situado na barra elétrica.

Nodal - é o que se refere a nó ou nós.

Perfil de tensão - Gráfico que ilustra a queda de tensão [pu] com a distância [km].

Poliedro - sólido espacial com várias faces planas.

Reatância - a reatância X , medida em [Ω] (Ohm), representa a resistência à passagem de corrente alternada no circuito elétrico devido à indutância e à capacitância do condutor. É o inverso da susceptância B . É a parte imaginária da impedância Z .

Recozimento - tratamento térmico do material através de aquecimento controlado até atingir temperatura específica seguido de resfriamento lento.

Simplex - polítopo (generalização dos conceitos de polígono e poliedro) de $N + 1$ vértices em N dimensões: um triângulo sobre um plano, um tetraedro no espaço de três dimensões e assim sucessivamente. Um polítopo genérico deve ser definido recursivamente: um polítopo de dimensão *zero* é o ponto, um polítopo de dimensão $N+1$ tem como faces polítopos de dimensão N .

Smart Grids - ou redes inteligentes são redes elétricas de distribuição ou transmissão de energia que possuem comunicação digital, capazes de integrar sistemas de automação, telecomunicações e tecnologia da informação, resultando em redes mais seguras e inteligentes. Nelas, o fluxo de energia elétrica e de dados são bidirecionais e em tempo real.

Susceptância - a susceptância B , medido em [S] (Siemens), é a facilidade à passagem de corrente alternada no circuito elétrico devido às indutâncias e capacitâncias do condutor. É o inverso de reatância X . É a parte imaginária da admitância Y .

Vale - depressão entre pontos altos.