

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGE

Ezequiel Campos Pereira

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO REAIS PARA A
MINIMIZAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA**

Belo Horizonte

2024

Ezequiel Campos Pereira

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO REAIS PARA A
MINIMIZAÇÃO DE PERDAS DE ENERGIA**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Antônio de Vasconcelos

Belo Horizonte
2024

P436r

Pereira, Ezequiel Campos.

Reconfiguração de redes de distribuição reais para a minimização de perdas de energia [recurso eletrônico] / Ezequiel Campos Pereira.. - 2024.
1 recurso online (150 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: João Antônio de Vasconcelos.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais,
Escola de Engenharia.

Anexos: f. 126-150.

Bibliografia: f. 105-125.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Sistemas elétricos de potência - Teses. 3. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 4. Heurística - Teses.
I. Vasconcelos, João Antônio de. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

FOLHA DE APROVAÇÃO



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

"Reconfiguração de Redes de Distribuição Reais para a Minimização de Perdas de Energia"

Ezequiel Campos Pereira

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Aprovada em 20 de junho de 2024. Por:

Prof. Dr. João Antônio de Vasconcelos
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Rodney Rezende Saldanha
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Ricardo Luiz da Silva Adriano
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Gustavo Luís Soares
Dep. Eng. Elétrica (PUC Minas)

Prof. Dr. Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa
Dep. Eng. Elétrica (UFOP)

Prof. Dr. Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo
Faculdade de Engenharia e Ciências (UNESP)



Documento assinado eletronicamente por **João Antonio de Vasconcelos, Presidente**, em 20/06/2024, às 20:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Luís Soares, Usuário Externo**, em 24/06/2024, às 16:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Henrique Faria Macedo Possagnolo, Usuário Externo**, em 24/06/2024, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Carlos Henrique Nogueira de Resende Barbosa, Usuário Externo**, em 25/06/2024, às 08:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ricardo Luiz da Silva Adriano, Professor do Magistério Superior**, em 25/06/2024, às 12:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rodney Rezende Saldanha, Membro de comissão**, em 25/06/2024, às 16:48, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3305878** e o código CRC **15ABCBA2**.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho é fruto de muitos anos de pesquisa e dedicação, portanto a lista de pessoas que gostaria de agradecer e homenagear é grande. Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, o Prof. **João Antônio de Vasconcelos**, por uma parceria que se iniciou no final do ano 2010 com a proposição de um projeto de pesquisa e desenvolvimento na CEMIG, culminando com ensinamentos e amizade ao longo de todos estes anos. Agradeço aos empregados do EPRI, especialmente o **Paulo Radatz** e **Roger Dugan**, pelas contribuições em diversos questionamentos realizados no fórum do OpenDSS. Também pelas contribuições, agradeço ao **Paulo Meira** (Unicamp). Agradeço também ao Prof. **Leonardo Macedo** (UNESP) por reuniões sobre o tema. **Dedico este trabalho**: aos amigos e colegas da CEMIG-Distribuição S.A., essenciais no apoio durante a longa jornada de realização deste trabalho. São eles(as): **Arino Barbosa, Bruno Catão, Rodrigo Rennó, Michele Pereira, Samuel da Rocha, Fábio Lelis, Daniel Rocha, Danilo Derick e Leandro Collares**. A todos os professores do Departamento de Engenharia da UFMG, com quem tive o prazer de conviver e ser aluno, nos anos de graduação (2000 a 2005), mestrado (2011 a 2014) e, mais recentemente, doutorado. De maneira especial, além do orientador, menciono os Profs.: **Antônio Emílio A. Araújo, José Oswaldo S. Paulino, Rodney R. Saldanha, Elson José da Silva, Walmir M. Caminhas, Carlos Andrey Maia, Flávio Henrique Vasconcelos, Felipe Campelo F. Pinto e Frederico G. Guimarães**. Aos amigos e Profs. **Igor Pires e Alair Dias Júnior**. À amiga e engenheira eletricista **Sônia Salgado**, ao amigo **Lucas P. Figueiredo**, aos meus irmãos, **Rafael, Rachel e Henrique**, aos meus sobrinhos **Gabriel e Marcos**, à minha mãe **Nivalda** e ao meu pai **Cesar** (*in memoriam*), também engenheiro eletricista graduado pela UFMG, turma de 1974.

“Assim, é como conto. Antes conto as coisas que formaram passado para mim com mais pertença. Vou lhe falar. Lhe falo do sertão. Do que não sei. Um grande sertão! Não sei. Ninguém ainda não sabe. Só umas raríssimas pessoas — e só essas poucas veredas, veredazinhas.”

– João Guimarães Rosa, em Grande Sertão: Veredas.

RESUMO

As Perdas Técnicas (PTs) de potência e energia elétrica são inerentes ao processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No caso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE), as PTs podem ser apuradas por meio de medições ou por simulações computacionais, em que normalmente se usa o método de cálculo do Fluxo de Potência. Neste caso, é necessária uma representação adequada do SDEE que contemple os seus principais componentes e equipamentos nas redes de Média e Baixa Tensão, além da carga conectada ao sistema. As distribuidoras de energia adotam diversas ações para a minimização das PTs que vão desde investimentos em novos equipamentos à maneiras mais eficientes de se operar o sistema. A Reconfiguração de Redes de Distribuição (RRD) é uma técnica de redução de perdas que se tornou bastante atrativa nas últimas décadas, devido à progressiva automação do sistema, com a incorporação de dispositivos *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) que possibilitam a realização de manobras telecomandadas. O desafio do problema de RRD é encontrar uma configuração de rede com melhores condições de operação, tais como menores perdas de energia e a melhoria do nível de tensão, considerando as restrições técnico-operacionais do sistema de distribuição, tais como os limites mínimos e máximos do nível de tensão, a corrente admitida nas linhas e a necessidade de manter-se a configuração radial das redes. A literatura científica apresenta diversas técnicas para a solução deste problema, sendo as técnicas heurísticas e meta-heurísticas as mais aplicadas. A proposta desta tese é aplicar as técnicas para a solução do problema de RRD visando a minimização de perdas de energia em alimentadores de distribuição reais da CEMIG-D, a concessionária de distribuição de energia elétrica do estado de Minas Gerais. Assim, foi desenvolvida um método baseado na heurística *Branch Exchange*, incorporando conceitos de meta-heurísticas evolutivas e da análise de agrupamento. Para a avaliação das propostas de configuração das redes, foram utilizados dois programas de fluxo de potência de código aberto, o MatPower e o OpenDSS. O método foi aplicado nas principais redes de *benchmark* (redes de 33, 69, 84, 119 e 136-barras), com resultados comparáveis e, em alguns casos, superiores aos da literatura científica especializada, tendo como indicador o número de simulações de fluxo de potência (NFP). As principais contribuições originais da tese são a aplicação da análise de agrupamento ao PRRD, a proposição de modificação da Equação de estimação de perdas de Baran&Wu e a adição de uma restrição de tensão ao modelo mono-objetivo, viabilizando a aplicação em sistemas reais que apresentam cargas dependentes do nível de tensão e equipamentos de regulação de tensão. Três estudos de caso em redes de distribuição reais de grandes dimensões da CEMIG-D são apresentados, comprovando a aplicabilidade do método na busca por configurações de rede com menores perdas de energia com poucas execuções de fluxo de potência. Até o momento, a metodologia foi aplicada no SDEE da CEMIG-D, com a efetivação de 89 reconfigurações em campo, representando uma redução de perdas de energia de 4.959 MWh/ano.

Palavras chaves: análise de agrupamento; cargas dependentes de tensão; fluxo de potência; matpower; meta-heurísticas evolucionárias; opendss; perdas de energia elétrica; permutação de ramos; reconfiguração de redes de distribuição.

ABSTRACT

Power and energy technical losses are inherent to the generation, transmission, and distribution of electrical energy. In the distribution energy segment, the technical losses can be determined by measurements or computer simulations, in which the Power Flow method is normally used. For the last one, a proper representation of the system is necessary, covering its main components and equipment in the medium and low voltage networks, in addition to the load connected to the system. Distribution utilities adopt several actions to minimize such losses, ranging from investments in new equipment to more efficient ways of operating the system. Distribution Network Reconfiguration (DNR) is a loss reduction technique that has become very attractive in recent decades, due to progressive grid automation with Intelligent Electronic Devices (IEDs) that allow remote operation. The challenge of the DNR Problem (DNRP) is to find a network configuration with better operating conditions, such as lower energy losses and improved voltage levels, considering the technical and operational system constraints of the system, such as minimum and maximum voltage level limits, the current admitted in the lines, and the need to maintain the grid radial configuration. The scientific literature presents several techniques for solving the problem, with heuristics and meta-heuristics techniques being the most applied. This thesis proposal applies these techniques to solve the DNR problem and minimize the energy losses in real distribution feeders of CEMIG-D, the electricity distribution utility in the state of Minas Gerais/Brazil. Thus, a method based on the Branch Exchange heuristics was developed, incorporating concepts of evolutionary meta-heuristics and cluster theory. To evaluate network configuration proposals, two open-source power flow software were applied, Matpower and OpenDSS. The method was applied in the main benchmark networks (33, 69, 84, 119, and 136-bus), with results comparable and, in some cases, better than those in the scientific literature, using the number of Power Flow simulations (NPF) as a key indicator. The main original contributions of the thesis are the application of cluster analysis to the DNRP, the proposal to modify the Baran&Wu loss estimation equation, and the addition of a voltage-level constraint to the mono-objective model, enabling the application in real distribution networks that present voltage-dependent loads and voltage regulation equipment. Three case studies in real distribution networks from CEMIG-D are presented, proving the method's applicability in the search for network configurations with lower energy losses with few PF runs. To date, the methodology has been applied to the CEMID-D grid with 89 reconfigurations carried out in the field, representing a reduction in energy losses of 4,959 MWh/year.

Keywords: branch exchange; cluster analysis; distribution network reconfiguration; energy losses; evolutionary meta-heuristics; matpower; opendss; power flow; voltage-dependent load.

PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Publicações

- PEREIRA, E. C.; BARBOSA, C. H. N. R.; VASCONCELOS, J. A. **Distribution Network Reconfiguration Using Iterative Branch Exchange and Clustering Technique**. *Energies*, v. 16, nº 5, 2023. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en16052395.
- CAMPOS, E.; BARBOSA, A. S.; VASCONCELOS, J. A. De. **Reconfiguração de Redes de MT para Redução de Perdas Técnicas – Experiência da Cemig-D com customização do OpenDSS**. Em: *XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI*, 2023.

Algoritmos

- Algoritmo **Iterative Branch Exchange** (IBE) desenvolvido em linguagem Matlab para a minimização de Perdas Técnicas (PTs) das redes de *benchmark* da literatura científica.
- **Algoritmo para agrupamento de ciclos**: algoritmo desenvolvido em linguagem Matlab para agrupamento de ciclos de acordo o critério que determina quando um ciclo está contido em outro.
- Implementação, em linguagem Matlab, de modificação da Equação de estimação de perdas de Baran&Wu, considerando o nível de tensão nas barras do ciclo.

Programas

- **Extrator GeoPerdas**: programa desenvolvido em linguagem C# para consulta no banco de dados GeoPerdasANEEL e extração dos dados e criação dos arquivos dos alimentadores da CEMIG-D no formato do OpenDSS (.dss).
- **Executor OpenDSS**: customização do programa OpenDSS, desenvolvida em linguagem C#, com diversas funcionalidades, entre as principais: implementação da heurística *Branch Exchange* e execução do fluxo de potência do OpenDSS nos alimentadores reais da CEMIG-D.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo de interconexões de SDEEs. Fonte: autor.	20
Figura 2 – Comparação dos percentuais de Perdas Técnicas RTP 2023 (8,01%). Fonte: (ANEEL, 2023).....	27
Figura 3 – Conjuntos de medição no início dos alimentadores. Fonte: CEMIG-D.	28
Figura 4 – Categorização das medidas de eficiência energética em redes de distribuição. Adaptado de (TRACTEBEL, 2015).	28
Figura 5 – Religador OSM® 27 Fab. Noja Power Nº239253 instalado em poste. Fonte: fotografia do autor.	30
Figura 6 – Exemplo de parâmetros para o controle Volt/Var. Fonte: (TEIXEIRA et al., 2018).....	44
Figura 7 – Diagrama unifilar de um SDEE típico da CEMIG-D. Fonte: autor.	47
Figura 8 – Banco de capacitores de 300 kVAr instalado em poste. Fotografia do autor.....	50
Figura 9 - Estrutura CE1 da CEMIG-D para rede protegida. Adaptado de (CEMIG, 2018).....	52
Figura 10 – Estrutura N1 da CEMIG-D para rede convencional. Adaptado de (CEMIG, 2018).	52
Figura 11 – Condutores (i,j) e suas imagens fictícias (i', j'). Fonte: (KERSTING, 2002).....	53
Figura 12 – Usina Fotovoltaica do Estádio “Mineirão”. Fonte: CEMIG-D.....	56
Figura 13 – Curva típica diária de injeção de energia da UFV Mineirão. Fonte: autor.....	57
Figura 14 – Curvas típicas de geração (cor verde) e consumo (cor vermelha) para a classe industrial. Fonte: autor.	58
Figura 15 – Circuito equivalente do transformador com impedância referida ao primário. Fonte: (ANEEL, 2022).	59
Figura 16 – Representação de um BRT e suas chaves de <i>by-pass</i> . O sentido do Fluxo de Potência é da esquerda para direita. Fonte: autor.	67
Figura 17 - a) Grafo G com 5 vértices e 7 arestas b) representação do grafo G por meio de listas de adjacência c) representação do grafo G por meio de matriz de adjacência (CORMEN et al., 2009).	70
Figura 18 – Rede de 16-barras. Fonte: autor.....	74
Figura 19 – Fluxograma da <i>Iterative Branch Exchange</i> . Fonte: autor.....	77
Figura 20 – Grupo nº 4 da rede de 136-barras. Fonte: autor.	79
Figura 21 – Rede de 16-barras. Fonte: autor.....	85
Figura 22 – Rede de 33-barras. Fonte: autor.....	86
Figura 23 – Rede de 69-barras. Fonte: autor.....	86
Figura 24 – Rede de 84-barras. Fonte: autor.....	87
Figura 25 – Rede de 119-barras. Fonte: autor.....	88
Figura 26 – Rede de 136-barras. Fonte: autor.....	89
Figura 27 – Diagrama da subestação IIGD. Legenda: quadrado verde = subestação; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra. Fonte: autor.....	96
Figura 28 – Destaque da manobra sobre mapa do Google Earth. Fonte: autor.	96
Figura 29 – Diagrama da subestação CETU. Legenda: quadrado verde = subestação; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra. Fonte: autor.....	96
Figura 30 – Destaque da manobra sobre mapa do Google Earth. Fonte: autor.	97

Figura 31 – Diagrama do alimentador IIGU115. Legenda: triângulo amarelo = BRT; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra. Fonte: autor.....	98
Figura 32 – Troca de ramos st e kl. Fonte: (M. E. Baran & Wu, 1989).....	130
Figura 33 – Bancos de Reguladores de Tensão N°209531 167 kVA Fab.TOSHIBA. Fotografia do autor.....	132
Figura 34 – Princípio de funcionamento de um regulador de tensão monofásico. 1) Tensão mínima 2) Neutro e 3) Tensão máxima. Fonte: autor.....	132
Figura 35 – Representação da mudança de tap do regulador com os parâmetros <i>band</i> (largura de faixa) e <i>delay</i> (temporização). Adaptado de (BURATTI, 2016).	133
Figura 36 – Transformador monofásico com <i>tap</i> central e diagrama de reatâncias. Fonte: autor.	134
Figura 37 – Modelo de linha e notação adotada. Fonte: (EXPÓSITO; RAMOS, 1999).....	138
Figura 38 – Exemplo de uma carga monofásica não-linear e sua representação por meio de admitância e uma corrente de compensação. Fonte: (ROCHA; RADATZ, 2017).	141
Figura 39 – Interface gráfica da customização do OpenDSS desenvolvida neste trabalho. Fonte: autor.....	143
Figura 40 – Curvas P-V dos modelos de carga. Fonte: autor.....	147
Figura 41 – Etapas da abordagem baseada em medições Fonte: (ARIF et al., 2017).	148

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Perdas Técnicas regulatórias da CEMIG-D por segmento de rede e transformação. Adaptada de (ANEEL, 2023).....	19
Tabela 2 – Principais publicações das décadas de 1980 e 1990 sobre reconfiguração de rede.....	31
Tabela 3 – Principais artigos na área de reconfiguração de rede, após o ano 2000.	31
Tabela 4 – Número de trabalhos que reportam NFP e tempo de execução. Fonte: (MISHRA; DAS; PAUL, 2017)....	37
Tabela 5 - Quantidade de execuções de fluxo de potência (NFP) dos principais trabalhos da literatura.	37
Tabela 6 – Trabalhos com abordagem multiobjetivo e respectivos objetivos.	40
Tabela 7 – Principais características dos modelos do SDEE ANEEL e o proposto.....	49
Tabela 8 – Extensão de rede SDMT de algumas concessionárias brasileiras. Ano ref. 2018.	51
Tabela 9 – Principais tipos de cabos e extensão das redes usados nas LDs de MT da CEMIG-D. Ref. 2016.....	51
Tabela 10 – Variação da reatância de retorno de terra X_g com a resistividade do solo ρ e comparação com impedância própria de cabo 336 MCM.	55
Tabela 11 – Efeito da resistividade do solo na impedância de sequência.....	55
Tabela 12 – Número de configurações radiais dos SDEEs. Fonte: autor.....	72
Tabela 13 – Chaves NAs da rede de 136-barras em sua configuração inicial agrupados em 5 grupos.....	80
Tabela 14 – Características das redes de <i>benchmark</i> da IEEE.....	84
Tabela 15 – Parâmetros da IBE utilizados.....	90
Tabela 16 – Número de execuções de fluxo de potência (NFP) para a minimização das Perdas Técnicas.	90
Tabela 17 - Comparação entre duas versões da IBE: com e sem o uso da Equação modificada de Baran&Wu.	92
Tabela 18 – Características dos sistemas de distribuição reais analisados - CEMIG-D.....	93
Tabela 19 – Parâmetros da IBE utilizados nas subestações e alimentadores reais.	93
Tabela 20 – Reconfigurações propostas com aplicação da IBE às subestações e alimentadores da CEMIG-D.....	94
Tabela 21 – Redução das perdas em energia das manobras efetivadas e do melhor cenário proposto.....	95
Tabela 22 – Nível de magnitude de tensão simulado, às 18 horas, nas chaves NFs, antes e depois da manobra. ...	98
Tabela 23 – Comparações entre os modelos do SDEE ANEEL e proposto.	99
Tabela 24 – Variação de parâmetros da IBE (número médio de NFP em 10 execuções).....	126
Tabela 25 – Variação de parâmetros da IBE (número médio de NFP em 10 execuções).....	127
Tabela 26 – Resultados da IBE sobre as redes de 33, 69, 84, 119 e 136-barras (média sobre 10 execuções).	127
Tabela 27 – Reconfigurações implantadas no Sistema de Distribuição da CEMIG-D.....	128
Tabela 28 – Principais trabalhos sobre fluxo de potência aplicados ao SDEE.	136
Tabela 29 – Sumário das características de programas de Fluxo de Potência	137
Tabela 30 – Termos matemáticos e características da carga.....	147
Tabela 31 – Trabalhos com abordagem baseadas em medição.....	148

LISTA DAS PRINCIPAIS ABREVIATURAS E SIGLAS

AE – Algoritmo Evolucionário
AG – Algoritmo Genético
AMI – Advanced Metering Infrastructure
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
AWG – American Wire Gauge
BDGD – Banco de Dados Geográficos da Distribuição
BE – Branch Exchange
BT – Baixa Tensão
CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
CEMIG-D – Cemig Distribuição S.A.
CVR – Conservation Voltage Reduction
DER – Distributed Energy Resource
dFCM – dynamic Fuzzy C-means
DFS – Depth-first Search
EPRI – Electric Power Research Institute
GD – Geração Distribuída
GDBT – Geração Distribuída em Baixa Tensão
GDFV – Geração Distribuída Fotovoltaica
GDMT – Geração Distribuída em Média Tensão
IBE – Iterative Branch Exchange
IED – Intelligent Electronic Device
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers
MIQP – Mixed-integer Quadratic Programming
MST – Minimum Spanning Tree
MT – Média Tensão
NR – Newton-Raphson
OLTC – On-load Tap Changing
OpenDSS – Open Distribution System Simulator
OPF – Optimal Power Flow
OVR – Outdoor Vacuum Recloser
PNT – Perda Não Técnica ou comercial
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRRD – Problema de Reconfiguração de Redes de Distribuição
PT – Perda Técnica
QSTS – Quasi-static Time Simulation
RRD – Reconfiguração de Redes de Distribuição
RTP – Revisão Tarifária Periódica
SAIDI – System Average Interruption Duration Index
SAIFI – System Average Interruption Frequency Index
SDAT – Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT – Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDEE – Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SDMT – Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE – Subestação
SGA – Simple Genetic Algorithm

NOMENCLATURA

Ω_l	Conjunto das linhas de distribuição no SDEE;
N_l	Quantidade de linhas de distribuição do SDEE. ($N_l = \Omega_l $);
Ω_B	Conjunto das barras do SDEE, incluindo-se os nós provedores de potência;
Ω_{Bk}	Conjunto das barras conectadas à barra k . ($\Omega_{Bk} \subset \Omega_B$);
N_B	Quantidade de barras do SDEE. ($N_B = \Omega_B $);
X	Vetor de estados representando a configuração do SDEE;
x_{kj}	Elemento do vetor de estados X , representando uma variável binária que determina se o ramo entre as barras k e j está fechado ou aberto;
V_k	Módulo da tensão na k -ésima barra;
θ_k	Ângulo da tensão na k -ésima barra;
V_K^{nom}	Valor nominal da tensão na k -ésima barra;
V_K^{max}	Valor máximo admissível de tensão na k -ésima barra;
V_K^{min}	Valor mínimo admissível de tensão na k -ésima barra;
I_i	Corrente elétrica na i -ésima linha;
I_i^{max}	Valor da ampacidade de cada linha;
P_k	Potência ativa calculada na barra k ;
Q_k	Potência reativa calculada na barra k ;
PS_k	Potência ativa fornecida pela subestação da barra k ;
QS_k	Potência reativa fornecida pela subestação da barra k ;
Pd_k	Parcela real da potência demandada na k -ésima barra;
Qd_k	Parcela reativa da potência demandada na k -ésima barra;
PT	Perda de potência ativa total do SDEE;
p. u.	Designador de por unidade.

SUMÁRIO

1	APRESENTAÇÃO, DESCRIÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA.....	18
1.1	RELEVÂNCIA DO PROBLEMA.....	18
1.2	TRABALHO PROPOSTO E OBJETIVOS.....	19
1.3	CONTRIBUIÇÕES DA TESE	22
1.4	ORGANIZAÇÃO DA TESE.....	23
2	PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	25
2.1	DEFINIÇÃO DAS PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	25
2.2	METODOLOGIAS PARA A APURAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS	25
2.3	MEDIÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS	27
2.4	MINIMIZAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS	28
2.4.1	<i>Reconfiguração do SDEE</i>	<i>29</i>
2.4.2	<i>Aplicação em SDEE Reais.....</i>	<i>36</i>
2.4.3	<i>Número de execuções de fluxo de potência</i>	<i>37</i>
2.4.4	<i>Tipo de reconfiguração</i>	<i>38</i>
2.4.5	<i>Critérios de otimização</i>	<i>39</i>
2.4.6	<i>Patamar horário analisado</i>	<i>40</i>
2.4.7	<i>Configuração radial do SDEE</i>	<i>42</i>
2.4.8	<i>Fenômenos transitórios relacionados à reconfiguração</i>	<i>42</i>
2.5	CONTROLE DE TENSÃO E CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION	43
2.6	CONTROLE DO NÍVEL DE TENSÃO POR GDS	44
2.7	BALANCEAMENTO DA REDE DE BT	45
2.8	CONCLUSÕES	46
3	MODELAGEM DO SDEE	47
3.1	MODELO GERAL DO SDEE	47
3.2	PARÂMETROS DO MODELO REGULATÓRIO	48
3.3	MODELO DO SDEE PROPOSTO	49
3.3.1	<i>Bancos de Capacitores</i>	<i>49</i>
3.3.2	<i>Impedâncias de sequência zero</i>	<i>50</i>
3.3.3	<i>Resistividade do solo do estado de Minas Gerais.....</i>	<i>52</i>
3.3.4	<i>Geradores Distribuídos de MT</i>	<i>55</i>

3.3.5	<i>Geradores Distribuídos de BT</i>	57
3.3.6	<i>Reatância de magnetização dos transformadores de distribuição</i>	58
3.4	CONCLUSÕES	59
4	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA	61
4.1	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA - REDES DE <i>BENCHMARK</i>	61
4.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA – ALIMENTADORES REAIS	64
4.3	COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES	67
5	ITERATIVE BRANCH EXCHANGE	69
5.1	COMPUTAÇÃO EVOLUCIONÁRIA	69
5.2	APLICAÇÕES DA TEORIA DE GRAFOS AO PRRD	70
5.2.1	<i>Modelagem da conectividade do SDEE</i>	70
5.2.2	<i>Criação de redes com configuração radial</i>	71
5.2.3	<i>Verificação da configuração radial de um SDEE</i>	72
5.2.4	<i>Extração de subgrafos de um grafo</i>	73
5.3	HEURÍSTICA BRANCH EXCHANGE	73
5.4	AVALIAÇÃO DA <i>FITNESS</i>	74
5.5	ITERATIVE BRANCH EXCHANGE	76
5.6	APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE AGRUPAMENTO AO PRRD	78
5.7	CONCLUSÕES	82
6	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	84
6.1	APRESENTAÇÃO DAS REDES DE <i>BENCHMARK</i> DA IEEE ANALISADAS	84
6.1.1	<i>Rede de 16-barras</i>	85
6.1.2	<i>Rede de 33-barras</i>	85
6.1.3	<i>Rede de 69-barras</i>	86
6.1.4	<i>Rede de 84-barras</i>	87
6.1.5	<i>Rede de 119-barras</i>	88
6.1.6	<i>Rede de 136-barras</i>	88
6.2	RESULTADOS GERAIS DO MÉTODO EM REDES DA LITERATURA CIENTÍFICA	89
6.3	APLICAÇÃO DA IBE EM SDEE REAIS	92
6.3.1	<i>Estudo de caso nº 1 – Subestação IIGD (município de Ipatinga/MG)</i>	95
6.3.2	<i>Estudo de caso nº 2 – Subestação CETU (município de Caeté/MG)</i>	96
6.3.3	<i>Estudo de caso nº 3 – alimentador IIGU115 (Belo Oriente/MG)</i>	97

6.4	SIMULAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS PARA O MODELO DO SDEE PROPOSTO	98
6.5	CONCLUSÕES	100
6.5.1	<i>Conclusões sobre a aplicação da IBE nas redes de benchmark</i>	<i>101</i>
6.5.2	<i>Conclusões sobre a aplicação da IBE nas redes de distribuição reais</i>	<i>101</i>
6.5.3	<i>Conclusões sobre o modelo do SDEE proposto</i>	<i>102</i>
7	CONCLUSÕES DA TESE	103
	BIBLIOGRAFIA	105
	ANEXO 1 – DETALHAMENTO DAS SIMULAÇÕES E MODELAGEM DO SDEE	126
1.	SIMULAÇÃO REDES DE BENCHMARK	126
1.1.	ALTERAÇÃO DE PARÂMETRO: LADO DO CICLO DE APLICAÇÃO DA BE	126
1.2.	ALTERAÇÃO DE PARÂMETRO: SEQUÊNCIA DE APLICAÇÃO DA BE	126
1.3.	RESULTADOS DAS REDES DE <i>BENCHMARK</i> POR EXECUÇÃO	127
2.	RECONFIGURAÇÕES EXECUTADAS NO SISTEMA DA CEMIG-D	127
3.	EQUAÇÃO MODIFICADA DE BARAN&WU	130
4.	MODELAGEM DE BANCOS REGULADORES DE TENSÃO NO OPENDSS	132
5.	MODELAGEM DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS COM TAP CENTRAL NO OPENDSS	134
	ANEXO 2 – TEORIA DE FLUXO DE POTÊNCIA E PROGRAMAS	135
1.	MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON	138
1.1.	MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON PARA SDEES	139
2.	MÉTODO DE VARREDURA REVERSA DIRETA	140
3.	MÉTODO BASEADOS EM CORRENTES NODAIS / MÉTODO DE COMPENSAÇÃO DO OPENDSS	140
4.	CUSTOMIZAÇÃO DO OPENDSS	142
	ANEXO 3 – MODELOS DE CARGA DO SDEE	144
1.	MODELOS DE CARGA – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	144
2.	MODELO POLINOMIAL ZIP	145
2.1.	DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO ZIP	147
3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	149

1 APRESENTAÇÃO, DESCRIÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO PROBLEMA

As perdas de energia elétrica na distribuição são definidas pela diferença entre a energia injetada no sistema e a energia fornecida pela distribuidora a seus clientes. Esta é a definição regulatória de perdas na distribuição de acordo com o “Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição” do PRODIST (ANEEL, 2018a), como também a definição comumente utilizada em outros países (CIRED, 2017). As perdas na distribuição são compostas pelas perdas de origem técnica e não técnica.

As Perdas Técnicas (PTs) são inerentes ao processo de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e são compostas principalmente por perdas de energia na forma de calor, devido ao efeito Joule em condutores das linhas de alta tensão e redes de Média e Baixa tensão, transformadores AT/MT e MT/BT, equipamentos, ramais de ligação, medidores e conexões.

Nas concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras, conforme a definição regulatória da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2018a), as Perdas Técnicas de energia no Sistema de Distribuição Alta Tensão (SDAT) devem ser apuradas por meio dos dados obtidos dos sistemas de medição, já as PTs de energia no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT)¹ devem ser apuradas por meio de estudos de fluxo de potência.

A apuração das Perdas Técnicas é um processo importante para as concessionárias de energia, pois dele depende o montante de perdas que será reconhecido pelo órgão regulador nas tarifas de energia elétrica, no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP). Assim, manter e operar o sistema de distribuição com níveis de PTs reais inferiores aos reconhecidos na tarifa de energia representa ganhos operacionais para as concessionárias. Para os clientes e a sociedade, a redução das PTs reais resultará, após a homologação do próximo ciclo tarifário, na redução da tarifa de energia elétrica.

1.1 Relevância do problema

Um dos principais motivadores para que as concessionárias de distribuição reduzam as Perdas Técnicas é financeiro. No Brasil, uma vez que o modelo tarifário estabelece um montante de PTs regulatórias na tarifa de energia, ações que reduzam as perdas reais do sistema de distribuição a valores menores que as perdas regulatórias traduzem-se em ganhos financeiros para a concessionária. Como exemplo, a Tabela 1, adaptada da nota técnica nº7/2023 (ANEEL, 2023) apresenta o montante de PTs regulatórias, estratificada nos segmentos do sistema de distribuição da CEMIG-D.

¹ A ANEEL define o SDMT pelo nível de tensão entre 1 kV e 34,5 kV. Ressalta-se, entretanto, que na CEMIG-D, o nível de tensão de 34,5 kV é utilizado tanto no SDMT (em alimentadores de distribuição) como no SDAT (linhas de subtransmissão).

Tabela 1 – Perdas Técnicas regulatórias da CEMIG-D por segmento de rede e transformação. Adaptada de (ANEEL, 2023).

Item	Segmento SD	Energia passante no segmento (MWh/ano)	Perdas Técnicas dos segmentos		
			Montante PTs (MWh/ano)	% da Energia passante (IPTs)	% da Energia Total Injetada
1	Rede A2	49.772.811	1.627.947	3,27%	2,979%
2	Rede A3	4.726.162	243.637	5,16%	0,446%
3	Rede MT	34.813.909	984.611	2,83%	1,802%
4	Rede B	22.836.335	380.448	1,67%	0,696%
5	Medidores	19.391.284	108.492	0,20%	0,199%
6	Trafos A2-A3	3.177.435	16.491	0,52%	0,030%
7	Trafos A2-MT	28.449.350	172.089	0,61%	0,315%
8	Trafos A3-A2	606.433	0	0,00%	0,000%
9	Trafos A3-MT	4.228.199	28.874	0,68%	0,053%
10	Trafos MT-A3	238.590	0	0,00%	0,000%
11	Trafos MT-A2	116.964	0	0,00%	0,000%
12	Trafos MT-B	22.682.937	816.432	3,60%	1,494%
13	Total SD	-	4.379.021	-	8,01%
14	Total SDMT e BT	-	2.289.983	-	4,19%

Analisando os dados da tabela, a importância de se estudar o problema fica mais evidente: observa-se que as PTs nos segmentos pertencentes ao SDMT e BT (itens n.º 3, 4, 5 e 12) totalizam 2.289.983 MWh/ano (item n.º 14), o que equivale a **4,19%** da energia total, 54.645.182 MWh/ano, injetada no Sistema de Distribuição (ANEEL, 2023). Por exemplo, uma hipotética redução de 5% nos níveis de Perdas Técnicas, somente no segmento de MT, representará, em perdas reconhecidas, 114.499 MWh/ano, o que equivale ao valor aproximado de **R\$ 28 milhões/ano** (ao custo energia de R\$ 250/MWh).

Assim, as concessionárias de distribuição de energia elétrica adotam uma série de ações para minimizar as Perdas Técnicas, tais como a instalação de equipamentos na rede, como banco de capacitores e também obras de reforço da rede de Média Tensão (MT), também conhecida como “recondutoramento”. Outra alternativa para minimizar as perdas é a alteração da topologia dos SDEEs, por meio do chaveamento de equipamentos de interconexão entre os alimentadores do sistema. Esta alternativa, também conhecida como reconfiguração, será o principal objeto de estudo desta tese.

1.2 Trabalho proposto e objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver técnicas eficientes para a solução do Problema de Reconfiguração de Redes de Distribuição (PRRD), aplicadas a alimentadores de distribuição reais, objetivando a minimização das Perdas Técnicas de energia elétrica.

A “filosofia” de planejamento dos SDEEs propõe que os alimentadores sejam radiais nas suas condições de operação (WILLIS, 2004), apresentando dispositivos do tipo chaves ou religadores normalmente abertos (NAs) e normalmente fechados (NFs) que possibilitem a interconexão dos alimentadores em situações de emergência devido à falta de energia ou em manutenções programadas, tal como ilustrado na Figura 1.

A literatura científica apresenta diversas técnicas para a solução do PRRD, onde, por meio do chaveamento dos dispositivos chaves ou religadores, procura-se uma nova configuração que apresente condições mais

favoráveis para a distribuição de energia, tais como menores perdas de energia e melhor nível da tensão de fornecimento.

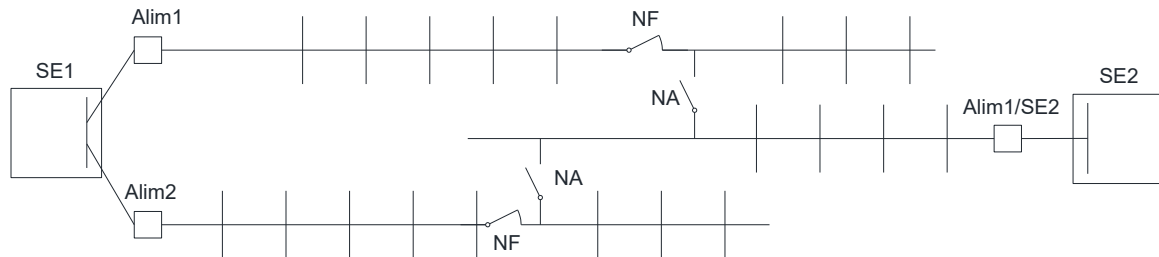


Figura 1 – Exemplo de interconexões de SDEEs. Fonte: autor.

Entretanto, a natureza do Problema de Reconfiguração de Redes de Distribuição (PRRD) é não-linear, combinatória, inteira mista e não-diferenciável, características que apontam para a utilização de técnicas meta-heurísticas para sua solução. Convém mencionar, por exemplo, que na revisão bibliográfica sobre técnicas de solução do PRRD apresentada em (MISHRA; DAS; PAUL, 2017), o número de trabalhos que utilizam técnicas meta-heurísticas é superior ao número de trabalhos com abordagens heurísticas ou de otimização matemática. Seguindo este direcionamento, esta tese propõe a minimização das Perdas Técnicas de energia por meio da proposição de um método para a solução de problemas de reconfiguração de redes de distribuição, visando à minimização das PTs, por meio da aplicação de técnicas heurísticas e meta-heurísticas².

Foram implementados diversos métodos ao longo do trabalho, no entanto, o que apresentou os melhores resultados em número de simulações de fluxo de potência (de agora em diante, NFP) baseou-se na utilização da heurística *Branch Exchange*, aplicada de forma iterativa e com a utilização de conceitos de meta-heurísticas evolucionárias e da análise de agrupamento. Este método, denominado *Iterative Branch Exchange*, será apresentado neste trabalho.

Esta observação está em consonância com a literatura científica, pois os trabalhos que apresentam os melhores resultados, em NFP, são trabalhos que se baseiam no acoplamento entre heurísticas e meta-heurísticas. Os resultados, também em termos do NFP, de quatro trabalhos: (RAJU; BIJWE, 2008), (GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012), (ZIN et al., 2013) e (MACEDO, L. H. F. P., 2015) foram motivadores essenciais para a escolha da heurística *Branch Exchange* neste trabalho e o desenvolvimento do método proposto.

A maioria dos trabalhos científicos sobre reconfiguração de redes de distribuição aplica os métodos de otimização na minimização de perdas em alimentadores de pequeno porte, tais como os sistemas de 33-

² Na teoria de otimização, os métodos aproximados dividem-se em métodos heurísticos e meta-heurísticos (Coello et al., 2007). “Os métodos heurísticos baseiam-se em indicadores de desempenho que podem ser constituídos de variadas fontes, incluindo desde o senso crítico do pesquisador, até modelos matemáticos do problema ou a análise de sensibilidade destes. Já as técnicas meta-heurísticas constituem-se de métodos de busca, guiados por uma estratégia que tentam evitar os mínimos locais do espaço de busca” (Pereira, 2014b).

barras (ZHU, J. Z., 2002), 69-barras (HUANG, 2002), 84-barras (SU; LEE, 2003), 119-barras (ZHANG, D.; FU; ZHANG, 2007), 136-barras (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) denominados neste trabalho de redes de *benchmark*, apresentadas em detalhes no Capítulo 6. Ainda que boa parte destas redes sejam representações de redes de distribuição reais, todas elas apresentam as seguintes simplificações:

- i. Consideração somente da rede de distribuição de Média Tensão com as cargas de Baixa Tensão (BT) refletidas para o primário dos transformadores de distribuição;
- ii. Não consideração das perdas nos transformadores de distribuição;
- iii. Consideração de redes perfeitamente balanceadas;
- iv. Simulação do fluxo de potência em um único patamar horário.

A metodologia desenvolvida, *Iterative Branch Exchange*, foi aplicada nas redes de *benchmark* e também em alimentadores de distribuição reais da CEMIG-D. Este trabalho utilizou-se de dois programas de fluxo de potência de código aberto no desenvolvimento do método para a solução do PRRD, o Matpower (Zimmerman et al., 2011) e o OpenDSS (EPRI, 2023). O Matpower foi desenvolvido para o ambiente Matlab e implementa diversos métodos de FP tais como o método de Newton-Rapshon e o método de Varredura Reversa Direta, ambos descritos no **Anexo 2 – Teoria de fluxo de potência e programas**. O OpenDSS, abreviação de *Open Distribution System Simulator*, é um programa de simulação de sistemas de distribuição mantido pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI). Desde 2015, ele é o programa utilizado pela ANEEL para o cálculo das Perdas Técnicas no SDMT e BT das concessionárias brasileiras³.

Com relação à simulação de fluxo de potência, neste trabalho, a apuração das perdas nos alimentadores de distribuição reais foi realizada em mais de um patamar de carga, beneficiando-se de recurso do programa de fluxo de potência OpenDSS (EPRI, 2023) que permite utilizar-se de curvas típicas para cada carga (e geração) e, desta forma, realizar simulações em mais de um patamar horário, também conhecidas como *Quasi-static Time Simulation* (QSTS).

Seguramente, a maior contribuição deste trabalho é a aplicação da teoria de reconfiguração de redes em alimentadores de distribuição reais, o que caracteriza este trabalho como de pesquisa aplicada. As redes analisadas serão simuladas sem nenhuma das simplificações citadas anteriormente. Ainda que existam trabalhos na literatura que não apresentem algumas das simplificações (i a iv), a consideração destes quatro aspectos, com o nível de detalhamento apresentado neste trabalho, faz dele um trabalho inovador na área de minimização de Perdas Técnicas de redes de distribuição reais. Além disto, o modelo do SDEE, apresentado no Capítulo 3, considera equipamentos típicos encontrados em sistemas reais, como bancos reguladores de tensão, bancos de capacitores e fontes de geração distribuídas (GDs), tanto na Média Tensão como na Baixa Tensão.

³ A ANEEL desenvolveu uma customização do programa OpenDSS conhecida como Prog. GeoPerdas que realiza o cálculo regulatório das Perdas Técnicas do SDMT e BT. Mais informações serão fornecidas na Seção 3.2 e nos Anexos.

Outro aspecto pouco abordado na literatura de reconfiguração é o modelo de carga utilizado (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). A maioria dos trabalhos utiliza o clássico modelo de cargas polinomial ZIP (KERSTING, 2002), usualmente considerando as cargas como 100% de potência ativa constante. Em alimentadores reais, esta abordagem pode ser considerada bastante imprecisa, na medida em que, normalmente existem cargas dependentes do nível de tensão, além de ser comum a presença de equipamentos de regulação de tensão. Assim, qualquer trabalho que se proponha a apurar as Perdas Técnicas em alimentadores reais deve levar em conta estes dois aspectos.

A maioria dos trabalhos de RRD modela o problema de forma mono-objetivo, com a função objetivo de minimização das Perdas Técnicas (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). Entretanto, no desenvolvimento desta tese, constatou-se que o modelo mono-objetivo não é adequado para a minimização das perdas de alimentadores reais, quando estes têm uma parcela de suas cargas modeladas como cargas dependentes do nível de tensão e/ou equipamentos de regulação de tensão. Para possibilitar a consideração de cargas dependentes do nível de tensão e de equipamentos de regulação de tensão, uma das inovações deste trabalho é a proposição da adição de uma restrição de tensão ao modelo de otimização mono-objetivo para garantir que o conjunto de cargas manobradas sempre seja energizado pelo melhor nível de magnitude de tensão.

1.3 Contribuições da tese

Esta Seção sintetiza as principais inovações e contribuições desta tese:

- Desenvolvimento de um método (*Iterative Branch Exchange*) combinando a heurística *Branch Exchange* com conceitos de meta-heurísticas evolucionárias e a análise de agrupamento para a otimização de redes de *benchmark* com baixo número de execuções de FP. Os resultados, em NFP, para as redes de 33, 69 e 84-barras são os melhores da literatura científica.
- Extensão da Equação de estimação de perdas de Baran&Wu com a incorporação dos níveis de tensão. Desta forma, a utilização da nova Equação possibilitou a redução do NFP necessários para a otimização das redes de *benchmark*.
- Proposição de um modelo do SDEE mais adequado à apuração de Perdas Técnicas quando comparado ao modelo regulatório atual.
- O modelo proposto do SDEE considera um valor médio da resistividade do solo do estado de Minas Gerais no cálculo dos parâmetros das linhas de distribuição. Mensuração do efeito deste parâmetro nas perdas de energia.
- O modelo proposto do SDEE considera a presença de Geração Distribuída (GD), tanto nos segmentos de MT como BT, inclusive mensurando os efeitos destes nos valores das perdas de energia.
- Adição de uma restrição de tensão ao modelo de otimização mono-objetivo, possibilitando a consideração de cargas dependentes do nível de tensão e de equipamentos de regulação de tensão no SDEE.
- Aplicação da teoria de RRD em alimentadores de distribuição reais, obtendo configurações de menores perdas com um baixo NFP.
- Apresentar uma referência de desempenho na simulação de redes reais para futuros trabalhos.

A aplicação do método em alimentadores reais tem como consequência os seguintes benefícios:

- Para a concessionária de distribuição de energia, CEMIG-D, a aplicação do método desenvolvido implicou diretamente no melhor aproveitamento de um dos seus ativos principais, isto é, as redes de distribuição de Média e Baixa Tensão, traduzindo-se em eficiência operacional e com ganhos financeiros mensuráveis.
- Para a sociedade, o trabalho contribuirá com a modicidade tarifária, visto que a redução das PTs é integralmente transferida para a tarifa de energia a cada Revisão Tarifária Periódica.
- Para o meio ambiente, com a minimização das Perdas Técnicas, há o aproveitamento da energia de maneira mais eficiente, reduzindo o impacto ambiental e a emissão de poluentes com a produção de energia elétrica⁴.

1.4 Organização da tese

O restante da tese está organizado nos seguintes Capítulos:

Cap. 2 Perdas na distribuição de energia elétrica: Neste Capítulo o tema Perdas Técnicas na distribuição de energia é apresentado com o devido detalhamento, incluindo a revisão bibliográfica das principais técnicas para minimização de PTs, entre elas, a reconfiguração de rede que é a principal técnica utilizada neste trabalho.

Cap. 3 Modelo do SDEE: Este Capítulo apresenta o modelo do SDEE proposto nesta tese, compreendido pelos segmentos de Média e Baixa Tensão, transformadores de MT/BT, carga e geradores distribuídos e equipamentos típicos, tais como: bancos de reguladores de tensão e bancos de capacitores.

Cap. 4 Formulação matemática do problema: Este Capítulo apresenta a formulação matemática do problema de reconfiguração de redes e a sua modelagem como um problema de otimização.

Cap. 5 Iterative Branch Exchange: Este Capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para a resolução do PRRD. O Capítulo também apresenta os conceitos de computação evolucionária, teoria de grafos e análise de agrupamento utilizados no desenvolvimento do método.

Cap. 6 Simulações e Resultados: Este Capítulo apresenta os resultados das simulações para as redes de *benchmark*, bem como três estudos de caso em alimentadores de distribuição reais.

Conclusões da Tese: Este Capítulo apresenta as conclusões da tese, além de sugestões de trabalhos futuros.

⁴ A título de exemplo, de acordo com (VICTOR et al., 2014), a produção de calor e eletricidade no mundo é responsável por 25% das emissões de gases efeito estufa.

Anexo 1 – Detalhamento das simulações e modelagem do SDEE: Este anexo apresenta outras informações a respeito das simulações e da modelagem do SDEE, como, por exemplo, os resultados da alteração de parâmetros da *Iterative Branch Exchange* (IBE).

Anexo 2 – Teoria de fluxo de potência e programas: apresentação de revisão bibliográfica da teoria de fluxo de potência, no contexto dos SDEEs.

Anexo 3 – Modelos de carga do SDEE: Apresentação da teoria sobre modelagem de carga e revisão bibliográfica sobre o tema.

2 PERDAS NA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este Capítulo apresenta a definição de Perdas Técnicas (PTs) no segmento de distribuição de energia elétrica, as metodologias para a apuração e aspectos de medição das PTs. Posteriormente, é apresentada a revisão bibliográfica das diversas técnicas da literatura científica para a minimização das PTs, envolvendo tanto o tema reconfiguração de redes – principal técnica utilizada neste trabalho – como também outras técnicas como o controle do nível de magnitude da tensão do SDEE, por meio de equipamentos, como reguladores de tensão, como também abordagens mais recentes que propõem que os geradores distribuídos contribuam para o controle do nível de tensão.

Assim, o presente Capítulo está dividido nas seguintes Seções: das perdas na distribuição de energia elétrica; Metodologias para a apuração das Perdas Técnicas; Medição das Perdas Técnicas; Minimização das Perdas Técnicas; Controle de tensão e *Conservation Voltage Reduction*; Controle do nível de tensão por GDs; Balanceamento da rede de BT e Conclusões.

2.1 Definição das perdas na distribuição de energia elétrica

Conforme mencionado no Capítulo 0, as perdas na distribuição de energia são definidas como a diferença entre a energia injetada no sistema de distribuição e a energia fornecida pela distribuidora a seus clientes. As perdas na distribuição são compostas pelas perdas de origem técnica (PTs) e não técnica (PNTs).

As PTs são perdas de energia inerentes ao processo de distribuição de energia e são compostas principalmente por perdas de energia na forma de calor devido ao efeito Joule em condutores das redes de Média e Baixa Tensão, transformadores, ramais de ligação, medidores e demais equipamentos. Naturalmente, existem perdas associadas a outros efeitos físicos, tais como o efeito corona em cadeias de isoladores e fugas de corrente em para-raios e condutores de aterramento do sistema, que, no entanto, têm uma contribuição minoritária para o valor total das perdas.

Já as PNTs são atribuídas às demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia e a erros de medição, sendo apurada pela diferença entre as perdas na distribuição e as Perdas Técnicas (ANEEL, 2018a).

2.2 Metodologias para a apuração das Perdas Técnicas

Basicamente, existem duas abordagens para a apuração das Perdas Técnicas no Sistema Elétrico de Potência (SEP). A primeira utiliza métodos de fluxo de potência e pode ser considerada mais precisa e, portanto, muitas vezes é associada a técnicas de minimização das perdas. Nesta abordagem, é necessária uma representação adequada do SDEE que contemple seus principais segmentos e equipamentos de forma que os resultados da simulação do Fluxo de Potência estratifiquem as PTs nestes segmentos e equipamentos. Esta abordagem é a atualmente utilizada pelo órgão regulador brasileiro, ANEEL, para a apuração das PTs no SDMT e SDBT, conforme detalhado adiante.

A outra abordagem, também conhecida como empírica, utiliza-se de técnicas como regressão linear, análise multivariada, Redes Neurais Artificiais (ANN), entre outras, para criar um modelo equivalente da rede cujas perdas serão estimadas. Entretanto, atualmente esta abordagem pode ser considerada menos precisa, sendo empregada em trabalhos anteriores à revisão n.º 4 do módulo n.º 7 do PRODIST, com enfoque regulatório, tais como o trabalho de (QUEIROZ, 2010) ou em situações em que se deseja comparar diversos métodos de apuração de Perdas Técnicas (OLIVEIRA, 2009).

No Brasil, o módulo n.º 7 do PRODIST “Cálculo de Perdas na Distribuição” (ANEEL, 2018a) estabelece a metodologia e os procedimentos para a apuração das PTs dos sistemas de distribuição de energia elétrica. As PTs no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) devem ser apuradas por meio de medições, já as PTs no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) devem ser apuradas por programas de fluxo de potência, ajustadas pelas medições de energia de cada alimentador de distribuição. Diante da definição regulatória para que a apuração das perdas seja realizada por meio de programas de fluxo de potência, todo o enfoque deste trabalho será na utilização deste método, sendo a abordagem empírica citada somente para contextualização.

A revisão n.º 4 do módulo n.º 7 do PRODIST pode ser considerada um marco, visto que até então, o modelo anterior de apuração das Perdas Técnicas era empírico e baseava-se na estimação das perdas por meio de equações de regressão linear. Os modelos empíricos foram importantes até o momento em que a ANEEL não dispunha de todas as informações necessárias para a execução do fluxo de potência (QUEIROZ, 2010, p. 95). A partir do momento em que as concessionárias passaram a informar os dados do SDEE no Banco de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD) a adoção de métodos de fluxo de potência para a apuração das PTs foi uma evolução natural.

De acordo com a resolução homologatória (ANEEL, 2023), as Perdas Técnicas da CEMIG-D são 8,014% da energia injetada em todo o Sistema de Distribuição⁵. O gráfico da Figura 2 mostra como os percentuais de perdas da CEMIG-D estão definidos nos respectivos segmentos do sistema de distribuição, em relação à energia injetada em todo o sistema no ano de 2022. De acordo com o gráfico, há um grande motivador para

⁵ No caso da CEMIG-D, o Sistema de Distribuição é constituído dos seguintes níveis de tensão fase-fase: A2 (138 kV), A3 (69 kV), rede MT ou A4 (13,8 kV e 22,0 kV, 34,5 kV) e BT (220 V ou 240 V).

soluções que minimizem as PTs no SDMT, visto que mais da metade das perdas do sistema de distribuição concentram-se no SDMT (subníveis rede MT, rede BT, trafos MT-BT e medidores).

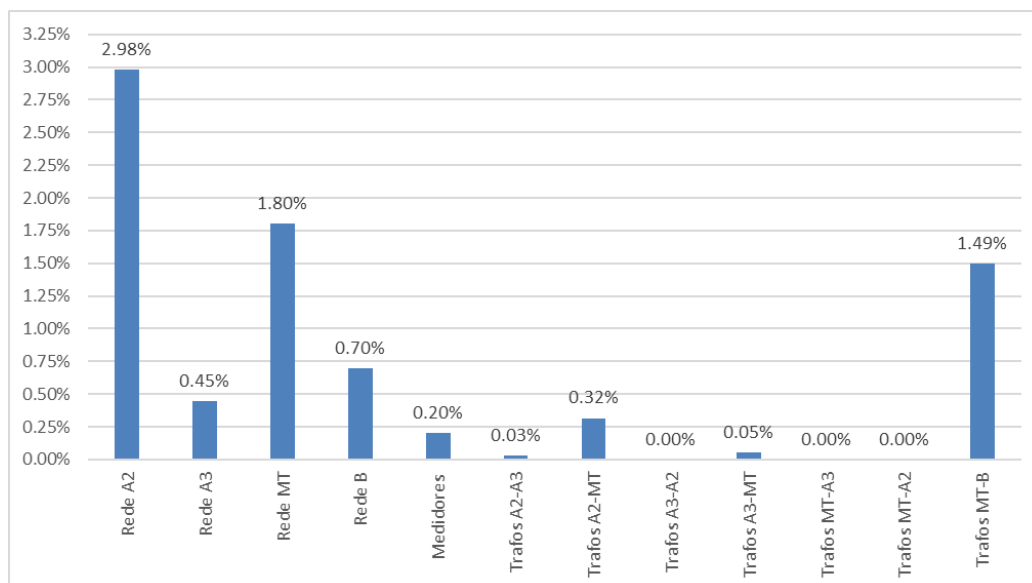


Figura 2 – Comparação dos percentuais de Perdas Técnicas RTP 2023 (8,01%). Fonte: (ANEEL, 2023).

Legenda: níveis de tensão fase-fase: A2 (138 kV), A3 (69 kV), rede MT ou A4 (13,8 kV e 22,0 kV, 34,5 kV) e BT (220 V ou 240 V).

2.3 Medição das Perdas Técnicas

A medição de grandezas elétricas como a energia injetada no SDEE é um tópico importante para os trabalhos sobre Perdas Técnicas de energia. O relatório “*Reduction Technical and Non-technical Losses in Distribution Network*” (CIRED, 2017) estabelece que o primeiro passo para as ações de mitigação de PTs na distribuição é a medição das mesmas e somente após a quantificação adequada é que as ações de gerenciamento e mitigação das perdas deverão ser tomadas.

De acordo com o módulo n.º 7 do PRODIST, a medição da energia injetada nos alimentadores é um dado necessário para a apuração das perdas no sistema de distribuição, estabelecendo que a diferença entre a medição da energia injetada no alimentador e a energia simulada no fluxo de potência seja considerada na apuração das PTs, conforme será explicado na Seção **3.2 Parâmetros do modelo regulatório**.

Em geral, a medição desta energia é realizada por equipamentos, conhecidos como “conjuntos de medição”, instalados no início dos alimentadores, próximos à saída da subestação (SE), conforme apresentado na Figura 3. Em SEs mais modernas, por sua vez, a medição é realizada dentro da própria SE. Os requisitos de medição destes equipamentos são estabelecidos no módulo n.º 5 do PRODIST “Sistemas de Medição” (ANEEL, 2017).



Figura 3 – Conjuntos de medição no início dos alimentadores. Fonte: CEMIG-D.

2.4 Minimização das Perdas Técnicas

Conforme exposto na Seção 1.1, um dos principais motivadores para a redução das Perdas Técnicas pelas concessionárias é o retorno financeiro, via tarifa de energia elétrica⁶. Outros motivadores para a minimização das PTs do SDEE são melhorias na qualidade da energia (nível de tensão e fator de potência) e a possibilidade de postergação de investimentos em técnicas tradicionais para a mitigação de perdas, como o reforço de redes e a instalação de bancos de capacitores. No âmbito da diretiva de eficiência energética da União Europeia, o relatório final da (TRACTEBEL, 2015) classifica as diversas ações de mitigação de perdas em substituição de equipamentos e o gerenciamento da rede, conforme apresentado na Figura 4.

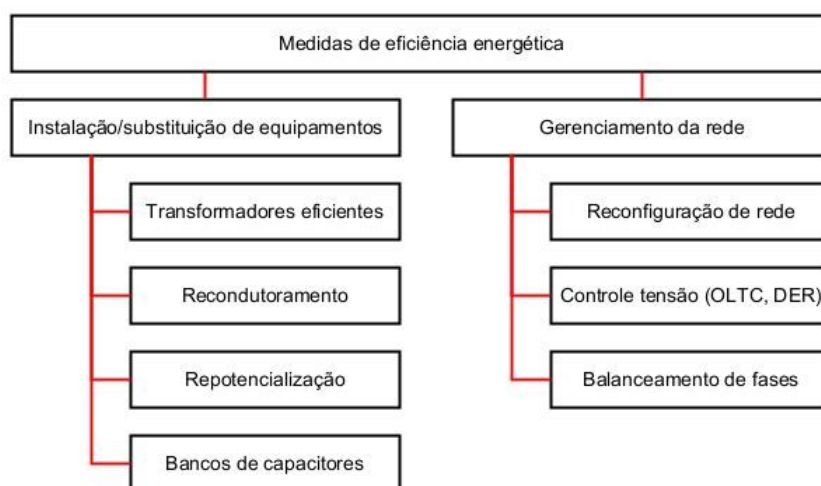


Figura 4 – Categorização das medidas de eficiência energética em redes de distribuição. Adaptado de (TRACTEBEL, 2015).

⁶ Conforme explicado no Capítulo 0, a tarifa de energia das concessionárias possui uma componente de PTs, fixada na homologação da Revisão Tarifária Periódica. Operar o SDEE com perdas de energia abaixo deste montante proporciona ganhos financeiros à concessionária.

A substituição ou instalação de novos equipamentos não é escopo deste trabalho. Entretanto, pode-se afirmar que a análise deste tipo de ação resume-se a uma análise de investimento que verifique se o valor da energia recuperada com a instalação de equipamentos, em um dado período, é superior ao valor do investimento. Dito de outra maneira, se o valor presente líquido do projeto é positivo.

Já o gerenciamento da rede baseia-se na operação do SDEE de maneiras mais eficientes, aproveitando-se da infraestrutura existente. Neste grupo encontram-se as técnicas de reconfiguração de rede, controle do nível de magnitude da tensão por meio de transformadores com *On-load Tap Changing* (OLTCs) e o balanceamento da rede. Mais recentemente, alguns trabalhos abordaram o controle da potência reativa e do nível de magnitude da tensão por meio dos geradores distribuídos (TRACTEBEL, 2015), tópico que também será analisado nesta tese, na Seção 2.8. As técnicas deste grupo são mais promissoras devido ao fato de que elas requisitam pouco ou nenhum investimento financeiro⁷ para suas implementações, sendo este um dos motivadores para a escolha da reconfiguração de redes neste trabalho.

2.5 Reconfiguração do SDEE

A reconfiguração do SDEE busca por meio de operações de chaveamento de equipamentos, também conhecidas como manobras, gerar uma nova configuração para o SDEE com condições mais favoráveis para a distribuição de energia, em geral, com menor perda técnica de energia e/ou com a melhoria do nível de tensão.

Ainda que exista uma grande variedade de equipamentos de Média Tensão que podem ser utilizados nas manobras do SDEE, a utilização de religadores a vácuo (na língua inglesa, *Outdoor Vacuum Recloser – OVR*) tem sido a tecnologia de equipamento mais aplicada para a interligação das redes devido aos menores custos quando comparados a outras tecnologias, tais como chaves SF_6 .

Como exemplo, o religador OSM® do fabricante Noja Power mostrado na Figura 5, pode operar com tensões entre 16 kV a 38 kV e monitorar e interromper até 630 A, podendo operar mais de 30.000 vezes sem manutenção (NOJA POWER, 2019). Normalmente, os religadores possuem um sistema de telecomando permitindo que a manobra seja feita remotamente.

⁷ É razoável assumir que as manobras realizadas por telecomando não possuem custo. Já as manobras executadas manualmente fazem parte da rotina das equipes de eletricitas de manutenção e apresentam custos muito inferiores aos dos projetos de substituição de equipamentos.



Figura 5 – Religador OSM® 27 Fab. Noja Power N°239253 instalado em poste. Fonte: fotografia do autor.

Há um consenso na literatura científica de que a minimização das Perdas Técnicas, por meio da reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica foi analisada primeiramente por (MERLIN; BACK, 1975) e posteriormente por (CIVANLAR et al., 1988), (BARAN, M. E.; WU, 1989) e (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989), sendo que nestes dois últimos trabalhos, a apuração das perdas foi realizada por meio de métodos de fluxo de potência. Em (BARAN, M. E.; WU, 1989) são propostas equações de fluxo conhecidas na literatura como *Simplified Dist Flow* e em (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989), é proposto um fluxo de potência baseado em correntes de compensação, capaz de lidar com redes fracamente malhadas.

O trabalho de (MERLIN; BACK, 1975) soluciona o problema de reconfiguração por meio da heurística conhecida como *close-all*⁸. As etapas dessa heurística são: 1) Inicialmente todas as chaves normalmente abertas (NAs) são fechadas, convertendo a rede radial em uma rede malhada; e 2) As chaves normalmente fechadas (NFs), nos ramos com as menores correntes, são em seguida abertas, uma a uma, até que nova configuração radial seja alcançada. Entretanto, na época, este artigo adotou a simplificação de considerar somente resistência das impedâncias no cálculo do fluxo de potência, bem como a desconsideração dos ângulos dos fasores de tensão.

Na década de 80, (SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989) apresentou a mesma ideia sem as simplificações de (MERLIN; BACK, 1975). Uma outra heurística foi proposta nos trabalhos de (CIVANLAR et al., 1988) e (BARAN, M. E.; WU, 1989), denominada, neste último trabalho, por *Branch Exchange* (BE) ou permutação

⁸ Em alguns trabalhos, tais como (ZIN et al., 2013), a heurística *close-all* também é denominada por *Minimum Branch Current* (MBC), quando o critério de abertura das chaves é ramo com menor corrente.

de ramos. Ambas as heurísticas – *Branch Exchange* e *close-all* – foram empregadas na metodologia desenvolvida neste trabalho, com destaque para a utilização da BE.

Na década de 1990, houve poucos avanços relacionados ao problema. Os SDEEs analisados ainda eram de pequeno porte e as mais variadas técnicas foram empregadas para a solução do problema, tais como programação matemática, recozimento simulado, redes neurais artificiais e sistemas especialistas. A Tabela 2 sintetiza os principais trabalhos da década de 1990.

Tabela 2 – Principais publicações das décadas de 1980 e 1990 sobre reconfiguração de rede.

Publicação, Ano	Função Objetivo	Método	Tamanho do SDEE
(CIVANLAR et al., 1988)	MP	<i>Branch Exchange</i>	16 barras
(BARAN, M. E.; WU, 1989)	MP	<i>Branch Exchange</i>	33 barras
(SHIRMOHAMMADI; HONG, 1989)	MP	Heurística destrutiva	médio
(CHIANG; JUMENAU, 1990)	MP	<i>Simulated Annealing</i>	69 barras
(GOSWAMI; BASU, 1992)	MP	Prog. matemática	pequeno
(HSU et al., 1992)	RC	Heurísticas baseadas na experiência do operador	pequeno
(KIM, H.; JUNG, 1993)	MP	Redes Neurais Artificiais	pequeno
(NAGATA; SASAKI; YASUOKA, 1995)	RC	Sistema especialista / Prog. matemática	pequeno
(RAMIREZ-ROSADO; BERNAL-AGUSTÍN, 1998)	RC	Algoritmo Genético	médio
(MCDERMOTT; DREZGA; BROADWATER, 1999)	RC	Heurística construtiva	médio

Legenda das abreviações: MP – Minimização de perdas; RC – Restauração de cargas.

A Tabela 3 apresenta o resumo dos principais artigos na área de reconfiguração de redes após o ano 2000, juntamente com os objetivos da reconfiguração, a metodologia utilizada e o tamanho da rede analisada.

Tabela 3 – Principais artigos na área de reconfiguração de rede, após o ano 2000.

Publicação, Ano	Função Objetivo Principal	Método	Nº Barras do SDEE
(ZHU, 2002)	MP	AG	16; 33
(KIM et al., 2002)	MP	SA	33; 148
(HUANG, 2002)	MP	AG + fuzzy	69
(SU; LEE, 2003)	MP	AG (DE)	84
(CHIOU; CHANG; SU, 2005)	MP	AG (DE)	84
(GUIMARÃES; CASTRO, 2005)	MP	Busca Tabu	136; 202
(MENDOZA et al., 2006)	MP	AG	33
(CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008)	MP	AG	16; 33; 84
(ABDELAZIZ, A. Y. et al., 2009)	MP	AE (PSO)	16; 33; 69
(RAJU; BIJWE, 2008)	MP	BE	33; 69; 84; 119
(RAO; SIVANAGARAJU; PRASAD, 2010)	MP, MO	EE (PGSA)	16; 69
(PEREIRA, F. S., 2010)	MP	ACO	16; 33; 69; 136
(CIDINEY, 2011)	MP, MO	AG (DE)	21; 100
(JARDIM, 2011)	MP, MO	NSGA-II	21; 100
(BRAZ; SOUZA, 2011)	MP	AG	16; 33; 69;
(SWARNKAR; GUPTA; NIAZI, 2011)	MP	AG	69; 84; 136
(SRINIVASA RAO et al., 2011)	MP	HSA	33; 119
(ZIN et al., 2012)	MP	BE + close all	33;69;84;136
(GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012)	MP	BE, AG	69; 84; 136
(ABDELAZIZ, A. Y. et al., 2012)	MP	AE (ACO)	33; 69
(BORGES, 2012)	Restauração, MO	OPF	33; 476
(BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012)	MP, MO	AG	16; 33; 69; 84
(FRANCO et al., 2012)	MP	BE + Busca Tabu	33; 84; 119; 136
(GUEDES et al., 2013)	MP, MO	AG	33; 69
(BARBOSA, C. H.; ALEXANDRE; VASCONCELOS, 2013)	P, MO	AG	16; 33; 69; 84; 136
(RUPOLO, 2013)	MP	BD	16; 84; 136; 202
(SANCHES, 2013)	Restauração, MO	AEMO	Rede real
(SOUZA, S., 2013)	MP	GRASP	33; 69; 84; 119; 136; 417

(WANG; GAO, 2013)	MP	AG	16; 33; 69; 84; 119; 136
(TANG; YANG; FENG, 2013)	MP	MADS	123
(PRADO, 2013)	Restauração, MO	DE	Rede real
(ZIN et al., 2013)	MP	BE	33; 69; 84; 136
(MELLO, 2014)	Restauração, MO	BE	Rede real
(PEREIRA, 2014)	MP	AG + BE	16; 33; 69; 84
(LEITE, 2014)	MP	AG + BE	16; 33; 136
(TAHBOUB; PANDI; ZEINELDIN, 2015)	MP	AG	33; 84
(ALONSO, F. R.; OLIVEIRA; SOUZA, 2015)	MP + MO	AIS	16; Rede real
(ELDURSSI; O'CONNELL, 2015)	MP + MO	AG (FNSGA)	16; 69; 136
(MACEDO, 2015)	MP	VNS	33; 84; 136; 417
(MISHRA; DAS; ROUT, 2015)	MP	BE	16; 69
(SOUZA, S.S.F. et al., 2016a)	MP	AG (Clonal)	33; 84; 136; 417
(CAVALCANTE et al., 2016)	Rest.	MILP e NLP	44, 964
(PATERAKIS et al., 2016)	MP, MO	MILP	33; 84
(CARRANO et al., 2016)	Restauração, MO	NSGA-II	714
(ROBERGE; TARBOUCHI; OKOU, 2016)	MP	AG	16;33;69;84;136;417;880
(SILVA; BELATI; SILVA JUNIOR, 2016)	MP	Firefly + LFAC	33; 69; 84
(CAVALHEIRO; LYRA FILHO, 2017)	MP	AG (BRKGA)	144. 205; 881
(RAUT; MISHRA, 2017a)	MP	GA	33; 69; 84; 136
(NOVOSELNİK et al., 2017)	MP	MPC	Rede real
(ABDELAZIZ, M., 2017)	MP	GAVAPS	33
(MARQUES et al., 2018)	MP	BE	Rede real
(MARAVILHA et al., 2018)	Restauração	SP	Rede real
(GOULART et al., 2018)	Restauração	SA + BL	Rede real
(PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, 2018)	MP	PSO	33; 69
(GEREZ et al., 2019)	MP	Firefly + LFAC	33; 69; 84
(TRAN THE; VO NGOC; TRAN ANH, 2020)	MP	SFS	33; 69; 84; 119; 136
(XU et al., 2020)	Restauração	DP	33
(JI et al., 2021)	MP	IHCTC	33; 84; 119
(ALONSO, G. et al., 2022)	MP	AIS	33; 69; 84; 136
(CAO et al., 2022)	MP	dFCM + PSO	69
(ALWASH; IBRAHIM; ABED, 2023)	MP	WCA	33; 69
(HARSH; DAS, 2023)	MP	close-all	33; 69; 84; 136; 417
(MAHDAVI et al., 2023)	MP	WOA	33; 69
(MOHIYODIN; PATIL; NAGARAJ, 2023)	MP, MO	NGO	Rede real
(JIA; ZHU; CAO, 2024)	MP	IAOA	33; 69

Legenda das abreviações:

ACO – Ant Colony Optimization;
 AEMO – Algoritmo Evolucionário Multiobjetivo;
 AG – Algoritmo Genético;
 AIS – Artificial Imune System;
 BC – Balanço de cargas;
 BD – Busca Dispersa;
 BE – Branch Exchange;
 BL – Busca Local;
 DE – Differential Evolution;
 DP – Dynamic Programming;
 dFCM – dynamic Fuzzy C-means;
 FNSGA – Fast Non-dominated Sorting Genetic Algorithm;
 GAVAPS – Genetic Algorithm Variable Population Size;
 GRASP – Greedy Randomized Adaptive Search Procedure;
 SP – Scheduling Problem;
 VNS – Variable Neighborhood Search;

HAS – Harmonic Search Algorithm;
 IAOA – Improved Arithmetic Optimization Algorithm;
 IHCTC – Improved Hierarchical Clustering with Timing Constraints;
 LFAC – Load Flow Analysis Criterion;
 MADS – Mesh Adaptive Direct Search;
 MILP – Mixed-integer Linear Programming;
 MO – Multiobjetivo;
 MP – Minimização de perdas;
 MPC – Model Predictive Control;
 NGO – Nothorn Goshawk Optimization;
 NSGA-II – Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II
 PSO – Particle Swarm Optimization;
 SA – Simulated Annealing;
 SFS – Stochastic Fractal Search;
 WCA – Water Cycle Algorithm;
 WOA – Whale Optimization Algorithm.

Após o ano 2000, técnicas meta-heurísticas passaram a ser aplicadas com sucesso em modelos de redes de maiores dimensões, em especial algoritmos evolucionários (AEs). Também é nesta década que surgem os primeiros trabalhos com a utilização da teoria de grafos para a solução do problema (DELBEM, A. C. B., 2002), (SUDHAKAR et al., 2004) e (CARRANO, 2007). Os trabalhos de (ZHU, J. Z., 2002), (HUANG, 2002) e

(SU; LEE, 2003) podem ser considerados os mais importantes da primeira década do século XXI, porque popularizaram as redes IEEE de 16, 33, 69 e 84 barras, frequentemente utilizadas como *benchmark* na literatura científica.

Entre os tipos de algoritmos evolucionários mais utilizados, destacam-se o uso de Algoritmos Genéticos em (ZHU, J. Z., 2002), (MENDOZA et al., 2006) e (QUEIROZ; LYRA, 2009); *Differential Evolution* (DE) em (CHIOU; CHANG; SU, 2005) e (CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008); Colônia de Formigas (ACO) em (PEREIRA, F. S., 2010) e (ABDELAZIZ, A. Y. et al., 2012); *Particle Swarm Optimization* (PSO) em (ABDELAZIZ, A. Y. et al., 2009) e (PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, 2018) e a meta-heurística do vaga-lume (SILVA; BELATI; SILVA JUNIOR, 2016) e (GEREZ et al., 2019). Nas abordagens multicritério, pode ser observado na Tabela 3 a utilização dos seguintes algoritmos: *Differential Evolution* em (CIDINEY, 2011); NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II*) e SPEA-2 (*Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2*) em (BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012); e CLONALG e Algoritmo Genético de Chu-Beasley em (SOUZA, S. S. F. et al., 2016c).

Outras meta-heurísticas também foram empregadas, como a Busca Tabu (GUIMARÃES; CASTRO, 2005) e a tomada de decisão multicritério em (BERNARDON, 2007). O trabalho de (SOUZA, S., 2013) propõe um algoritmo baseado na meta-heurística GRASP (*Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*) e na heurística *close-all* para minimizar as perdas de energia.

Trabalhos que utilizam a heurística *Branch Exchange* (BE) proposta por (CIVANLAR et al., 1988) e (BARAN, M. E.; WU, 1989) em conjunto com alguma outra meta-heurística também são frequentes. O trabalho de (RAJU; BIJWE, 2008) propõe um método de 2 etapas para a resolução do PRRD, onde a 1ª etapa consiste na análise de sensibilidade da perda de potência real em relação às impedâncias dos ramos e a 2ª etapa é a BE propriamente dita. Em (QUEIROZ; LYRA, 2009) e (LEITE, 2014) utiliza-se a BE na etapa de busca local de um Algoritmo Genético e em (PEREIRA, E.C. et al., 2015) na busca local acoplada à *Differential Evolution*. O artigo de (GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012) utiliza a heurística *close-all* para obter uma solução inicial e apresenta um critério de ranqueamento de ciclos que serão submetidos à heurística BE baseado no nível de tensão das chaves NAs da solução inicial. Em (PENG; LOW, 2013) é proposta a utilização de Fluxo de Potência Ótimo (OPF) para a realização da BE.

A partir da década de 2010, surgiram vários trabalhos que abordam a reconfiguração de SDEE com a presença de Geração Distribuída (GD), tais como os artigos (ABDELAZIZ, A. Y. et al., 2012), (LANTHARTHONG; RUGTHAICHAROENCHAP, 2012), (TAHBOUB; PANDI; ZEINELDIN, 2015), a revisão (BADRAN et al., 2017) e os artigos (BEZA; HUANG; KUO, 2020). Atualmente, uma expressiva parte da energia injetada no sistema de distribuição provém de GDs⁹. Desta forma, qualquer trabalho sobre RRD que considere alimentadores reais deve considerar a presença das GDs de Média e Baixa Tensão conectadas ao sistema. Esta foi a abordagem desta tese.

⁹ A título de exemplo, em 2022, 5,0% da energia anual injetada no SDMT e SDBT da CEMIG-D foi proveniente de GDMTs e GDBTs.

Diversos trabalhos abordam o PRRD de forma simultânea com a possibilidade de alocação de GDs para a redução de perdas, como, por exemplo (MAHDAVI et al., 2023). Entretanto, uma crítica é que esses dois problemas (e soluções) têm características bastante distintas. Por exemplo, a reconfiguração é uma ação de curto prazo, inclusive, passível de execução por IEDs telecomandados. Já a alocação de DERs trata-se de um investimento no SDEE que, em geral, não faz parte do negócio da distribuidora. Ainda que a concessionária tenha como parte do seu modelo de negócio a instalação de DERs, naturalmente, a instalação de uma DER requer tempo e a conclusão de uma cadeia de processos que envolvem desde o estudo de viabilidade, o projeto, a construção do empreendimento, o comissionamento e por fim, a operação da DER. A Subseção 2.6 irá abordar esta iniciativa, para a redução de PTs.

Outra questão diretamente relacionada com a reconfiguração de redes na presença de GDs é que, em geral, os picos de geração não coincidem com os picos de carga. Desta forma, um trabalho abrangente deve simular o fluxo de potência em mais de um patamar horário, tópico que será analisado na Subseção 2.5.5.

A partir da década de 2010-2019, a teoria de grafos passa a ser mais aplicada ao PRRD. Neste contexto, podem ser citados os trabalhos (ABABEI; KAVASSERI, 2011), (ELDURSSI; O'CONNELL, 2015), (AHMADI; MARTÍ, 2015), (CARRANO et al., 2016) e (RAUT; MISHRA, 2017b). Em (ABABEI; KAVASSERI, 2011) as permutações de ramos (*Branch Exchange*) são formuladas como um problema de fluxo máximo a custo mínimo (*minimum cost maximum flow*). Em (ELDURSSI; O'CONNELL, 2015) a configuração radial é verificada por meio do posto da matriz *Branch-Bus Incidence Matrix* (BBIM). Em (AHMADI; MARTÍ, 2015) é utilizado o algoritmo *Minimum Spanning Tree* (MST) para a geração de configurações radiais que são posteriormente melhoradas com uso de busca local. Em (CARRANO et al., 2016) e (RAUT; MISHRA, 2017b) é utilizado o algoritmo *Depth-first Search* (DFS) para a verificação da configuração radial e da totalidade de barras energizadas.

Na década seguinte, os trabalhos de (BESSANI; BATISTA; CAMPELO, 2022) e de (HARSH; DAS, 2023) também utilizaram a teoria de grafos na solução do problema RRD. Este último apresenta abordagem promissora na resolução das redes de 33, 69, 84, 136 e 417 barras por meio das informações das matrizes BIBC (*Bus Injection to Branch Current*). A aplicação da teoria de grafos ao PRRD foi fundamental para o desenvolvimento de novas abordagens, de forma que este trabalho também utilizou essa teoria no desenvolvimento do método proposto, conforme será detalhado na Seção 5.2.

Além das técnicas heurísticas e meta-heurísticas aplicadas à resolução do PRRD, a literatura científica apresenta outras abordagens, como as baseadas em métodos de otimização determinísticos, como a programação linear, quadrática e a programação não-linear (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). Como exemplo, o trabalho (FREITAS, K. B. et al., 2020) aplica a técnica *Mixed-integer Quadratic Program* (MIQP) para a resolução do PRRD nas redes de 16, 33, 69, 70 e 119 barras. A grande vantagem da utilização destas técnicas é a garantia de encontrar a solução ótima do modelo relaxado e, por isto, são também conhecidas como “técnicas exatas”.

Entretanto, os trabalhos sobre estas técnicas comumente apresentam uma formulação matemática própria, diferindo sobremaneira dos trabalhos com abordagens heurísticas e meta-heurísticas que em sua maioria utilizam o método de fluxo de potência. Neste cenário, a comparação destas técnicas com trabalhos que utilizam heurísticas e meta-heurísticas em conjunto com o método de fluxo de potência é dificultado¹⁰. Outro ponto ressaltado é a existência de um menor número de trabalhos sobre “técnicas exatas” aplicadas às redes de distribuição reais (MISHRA; DAS; PAUL, 2017) além da ausência dos dados para a replicação dos experimentos.

A literatura científica apresenta diversas revisões sobre o PRRD, tais como (TANG; YANG; MA, 2014) e (SRIVASTAVA; BHAT, 2016). Uma revisão frequentemente citada nesta tese é “*A comprehensive review on power distribution network reconfiguration*” de (MISHRA; DAS; PAUL, 2017), que mesmo sendo do ano de 2017, ainda consolida informações importantes sobre o tema. Cita-se também, a mais recente publicação “*Reviews, Challenges, and Insights on Computational Methods for Network Reconfigurations in Smart Electricity Distribution*” de autoria de (EL-FERGANY, 2023).

Pelas publicações comentadas anteriormente, percebe-se que o tema reconfiguração de redes é relevante e atual, mesmo sendo um problema antigo. Os avanços e inovações nas redes, por meio da incorporação de novos equipamentos no SDEE, como, por exemplo, a aplicação de dispositivos *Soft-Open Points* (ALWASH; IBRAHIM; ABED, 2023), *storages* e veículos elétricos exigem que novos modelos sejam desenvolvidos para melhor abordar o problema. Menciona-se também trabalhos sobre restauração de rede que abordam a possibilidade de ilhamentos intencionais (XU et al., 2020), o aumento da capacidade de hospedagem de DERs (HOME-ORTIZ et al., 2022) e novas aplicações da teoria de grafos (HARSH; DAS, 2023).

Após esta Seção sobre revisão bibliográfica dos trabalhos de reconfiguração em SDEE, as seguintes características dos trabalhos serão apresentadas com mais detalhes nas próximas Subseções, conforme os seguintes tópicos:

- Aplicação em SDEE reais;
- Número de execuções de fluxo de potência;
- Tipo de reconfiguração;
- Critérios de otimização;
- Patamar horário analisado;
- Configuração radial do SDEE;
- Fenômenos transitórios relacionados à reconfiguração.

¹⁰ Aqui, enfatiza-se a questão da padronização proporcionado pela utilização do método de fluxo de potência que automaticamente cria uma métrica para a comparação entre os trabalhos, conforme enfatizado nesta tese.

2.5.1 Aplicação em SDEE reais

A maioria dos trabalhos de reconfiguração de rede analisa suas metodologias em redes de *benchmark* da literatura científica, principalmente as redes de 16, 33, 69, 84, 119 e 136 barras que serão apresentadas em detalhes no Capítulo . Ainda que algumas destas redes sejam simplificações de redes reais, como a rede de 84 e 136 barras, todas apresentam as características mencionadas na Seção 1.2, como: redes perfeitamente balanceadas, não consideração do circuito secundário e dos transformadores de distribuição. Outras limitações das redes de *benchmark* são a ausência de GDs e de outros equipamentos comumente encontrados em SDEE reais, como, por exemplo, bancos de capacitores e reguladores de tensão. Além disto, o número de barras destas redes ainda é muito inferior ao de um SDEE real que apresenta tipicamente entre 5 mil e 20 mil barras, caso o SDBT também seja considerado em conjunto.

Na literatura científica, existem poucos resultados aplicados e reportados em SDEE reais, principalmente sem as premissas simplificadoras citadas. Os principais trabalhos que abordam SDEEs reais são:

- 2 alimentadores da Southern California Edition (SCE) (PENG; LOW, 2013);
- O trabalho (MELLO et al., 2012) sobre análise transitória do paralelismo de alimentadores reais da AES Sul.
- 6 conjuntos de 2 alimentadores cada da CEMIG-D (Pereira et al., 2015);
- 5 alimentadores da CEMIG-D compondo um sistema de 714 barras e 121 chaves (Carrano et al., 2016);
- SDEE da cidade de São Carlos, composto de 3.860 barras e 23 alimentadores (PRADO, 2013);
- Rede de 5 alimentadores (2 SEs) da AES Sul (BERNARDON et al., 2014);
- Estudo de caso em um SDEE de pequeno porte (28 barras) na Croácia (NOVOSELNİK et al., 2017)¹¹.
- Os trabalhos de (MARAVILHA et al., 2018) e (GOULART et al., 2018) que resolvem o problema de restauração para uma rede da CEMIG-D composta por 5 alimentadores, 703 barras e 132 chaves¹².
- Artigo do autor que apresenta a metodologia desenvolvida nesta tese e a aplicação em 4 estudos de caso em 2 subestações e 2 alimentadores de distribuição da CEMIG-D (PEREIRA; BARBOSA; VASCONCELOS, 2023).

Entretanto, a maioria destes trabalhos não disponibilizaram os dados dos sistemas reais para a replicação e comparação com outras técnicas¹³. Esta tese, ao aplicar a metodologia desenvolvida tanto nas redes de *benchmark* como em alimentadores reais, contribui para a eliminação destas lacunas na literatura científica, caracterizando o trabalho como pesquisa aplicada e inovador na área de minimização de PTs de redes de distribuição reais.

¹¹ Ressalta-se que a rede é bastante pequena (21 barras) e com poucas possibilidades de reconfiguração.

¹² A rede de 703-barras da CEMIG-D também apresenta as simplificações criticadas na Seção 1.2, como: a não representação do SDBT e dos transformadores de distribuição. Ainda que ambos os trabalhos sejam sobre restauração, esta rede ainda é de pequeno porte.

¹³ Somente os seguintes trabalhos disponibilizam os dados dos SDEEs reais simulados: (PEREIRA, E.C. et al., 2015), (MARAVILHA et al., 2018), (GOULART et al., 2018), (NOVOSELNİK et al., 2017) e (PEREIRA; BARBOSA; VASCONCELOS, 2023).

2.5.2 Número de execuções de fluxo de potência

O número de execuções de fluxo de potência (NFP) é uma das métricas mais justas para a comparação entre os diversos trabalhos de reconfiguração, visto que o tempo de execução (*run-time* – RT) é influenciado pela tecnologia vigente na época de realização do trabalho, como por detalhes de implementação, como a linguagem computacional utilizada e o sistema operacional do computador, entre outros. Infelizmente, muitos trabalhos da literatura não reportam, de maneira explícita, nem o NFP, nem o RT, dificultando a comparação entre os trabalhos. A fim de comprovar esta afirmação, a Tabela 4 compila a quantidade de trabalhos citados na revisão (MISHRA; DAS; PAUL, 2017) que publicam o NFP e/ou o tempo computacional (RT) para a reconfiguração.

Tabela 4 – Número de trabalhos que reportam NFP e tempo de execução. Fonte: (MISHRA; DAS; PAUL, 2017).

Sistema	33	69	84	119	136
Nº de trab. com NFP	13	3	9	5	4
Nº trab. com RT	32	14	18	13	12
Nº trab. citados	66	27	29	19	21

A Tabela 5 apresenta o número de execuções de fluxo de potência quando este é reportado nas tradicionais redes de 33, 69, 84, 119 e 136 barras da IEEE.

Tabela 5 - Quantidade de execuções de fluxo de potência (NFP) dos principais trabalhos da literatura.

Publicação/Ano	33	69	84	119	136	Metodologia
(MENDOZA et al., 2006)	525	-	-	-	-	AG
(CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008)	24	-	291	-	600	Chu–Beasley GA
(RAJU; BIJWE, 2008)	11	-	24	26*[3]	-	BE + sensitivity
(BRAZ; SOUZA, 2011)	252	3.283	-	-	-	AG
(GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012)	-	14	32	-	54*[3]	BE + <i>close-all</i> + <i>rank loops</i>
(ZIN et al., 2012)	9	17	-[3]	-	99	BE + <i>close-all</i>
(GIL MENA; MARTÍN GARCÍA, 2012)	-	36	-	53	-	<i>close-all</i>
(FRANCO, J. et al., 2012)	14	-	31	58	79	BE + <i>Tabu Search</i>
(GUEDES et al., 2013)	202	1.679	-	-	-	BE + <i>branch-and-bound</i>
(BARBOSA, C. H.; ALEXANDRE; VASCONCELOS, 2013)	-	-	600*[1]	-	10.840	NSGA-II
(WANG; GAO, 2013) *[1]	482	539	1.380	4.020	6.780	NrGA
(ZIN et al., 2013)	20/24	30/33	65/61	-	-/142	BE + <i>close-all</i>
(LEITE, 2014)	57.6	-	-	-	419	AG
(PEREIRA, E.C. et al., 2015)	68,5	133	163,2	-	-	DE + BE
(MACEDO, L. H. F. P., 2015)	9	-	17	-	18	VNS
(ELDURSSI; O’CONNELL, 2015) *[1]	-	300	-	-	1.000	FNSGA
(SOUZA, S. S. F. et al., 2016a) *[2]	71,5	-	168,5	-	841,5	Opt-aiNet
(SOUZA, S. S. F. et al., 2016c) *[2]	71,5	-	185	-	808,5	CLONALG/Chu–Beasley
(ABDELAZIZ, M., 2017)	310	-	-	-	-	GAVAPS
(PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, 2018) *[1]	1.800	6.000	-	-	-	IS-BPSO
(PEGADO, R. et al., 2019) *[1]	900	-	3.600	-	-	IS-BPSO
(ALONSO, G. et al., 2022)	132	26	232	-	1.550	Enhanced AIS
(MAHDAVI et al., 2023) *[1]	15.000	20.000	-	-	-	WOA
(PEREIRA; BARBOSA; VASCONCELOS, 2023)	24,0	26,0	64,6	-	146,1	Iterative BE
(JIA; ZHU; CAO, 2024)	2.000	2.000	-	-	-	IAOA

Observações:

[1] Número de execuções de fluxo de potência estimado por $NFP = N_p \cdot G$

[2] Estes trabalhos divulgam também o iT_{mean} que representa o valor médio do número de iterações necessários para a minimização das perdas, desta forma o número de execuções de fluxo de potência foi estimado pela Equação $NFP = N_p \cdot iT_{mean}$.

[3] A solução reportada não é a ótima.

Nos trabalhos onde não é reportado o número de execuções de FP, mas cuja abordagem para a solução do problema é por meio de estratégias evolutivas, o número de execuções foi estimado por meio do tamanho da população e a quantidade de gerações ($NFP = N_p \cdot G$). Observa-se que muitos dos trabalhos citados na Tabela 3 não estão presentes na Tabela 5 exatamente por não reportarem o número de execuções de FP ou, em casos mais extremos, não ser possível a estimação por meio da Equação supracitada.

Alguns trabalhos, como (FRANCO, J. et al., 2012) e (MACEDO, L. H. F. P., 2015) utilizam como alternativa à execução do método de fluxo de potência a Equação proposta por (BARAN, M. E.; WU, 1989) que estima as perdas de potência devido à permutação de ramos, isto é, uma *Branch Exchange*. Esta alternativa foi bastante útil no passado (cenário da década de 1990), quando a disponibilidade de recursos computacionais era menor, bem como a inexistência de programas de fluxo de potência consolidados para o segmento de distribuição. Por outro lado, a utilização da Equação na análise da troca de ramos dispensa a necessidade de execução de um fluxo de potência sobre toda a rede. Assim, esta tese também utilizou esta abordagem, visando a eficiência do método, traduzida na redução do NFP necessário à minimização. A tese também propôs uma versão modificada da Equação com a incorporação dos níveis de tensão, conforme será apresentado adiante.

2.5.3 Tipo de reconfiguração

A literatura científica classifica a reconfiguração do SDEE de acordo com os seus objetivos. Nessa linha, os primeiros trabalhos apresentavam como objetivo a minimização das perdas de potência e/ou energia do alimentador, sendo este tipo de reconfiguração o foco principal deste trabalho. Na terminologia usual do planejamento da expansão do SDEE este tipo de reconfiguração também é denominado replanejamento do sistema.

Um segundo tipo de reconfiguração, conhecido como restauração da rede, é composto dos procedimentos emergenciais de manobras de chaveamento após a ocorrência de uma falta. Estas manobras visam isolar a área onde ocorreu a falta e restabelecer o maior número de cargas possíveis, minimizando os impactos da falta até o reparo definitivo da rede, quando a totalidade das cargas será restabelecida (SRIVASTAVA et al., 2022). Com o contínuo desenvolvimento das redes inteligentes (*smartgrids*), este tipo de reconfiguração tem ganhado a atenção da comunidade científica e quando aplicada em conjunto com sistemas computacionais e de telecomunicações, também são conhecidas como *self-healing* ou FLISR (*Fault Localization, Isolation and Service Restoration*). Além das áreas de telecomunicações e de tecnologia da informação, os sistemas FLISR englobam, pelo menos, outras duas grandes áreas do SEP, cujos desenvolvimentos se deram de maneira independente. São elas: 1) localização de faltas e 2) a restauração do serviço de distribuição de energia. Somente a área localização de faltas, por si só, é um tema que envolve diversas outras áreas, como: medição de impedância, ondas viajantes, monitoramento da qualidade da energia e inteligência computacional.

A literatura apresenta duas abordagens para os sistemas FLISR, a centralizada e a descentralizada. A primeira possui o inconveniente do maior tempo necessário para a tomada de decisão por operadores humanos localizados no centro de controle. A abordagem descentralizada tem ganhado atenção devido ao já

mencionado desenvolvimento das redes inteligentes, além da própria natureza do SDEE ser um sistema com elementos distribuídos e de extensa dimensão física. Assim, esta abordagem propõe a implantação dos métodos responsáveis para o restabelecimento do sistema junto aos dispositivos telecomandados.

Na abordagem descentralizada, uma teoria que ganhou a atenção dos trabalhos sobre restauração do serviço é a teoria sobre *Multi-Agent Systems*, sendo o trabalho de (NAGATA et al., 2000) um dos primeiros a utilizar esta teoria. Menciona-se o trabalho de (PIPATTANASOMPORN; FEROZE; RAHMAN, 2009) que aplica a teoria no contexto de uma micro-rede com a presença de geradores distribuídos e o trabalho de (ERIKSSON et al., 2015) que além desta teoria, utiliza o algoritmo de Prim para a obtenção do *self-healing*.

A teoria de grafos também é aplicada na resolução do problema de restauração nos trabalhos de (Sudhakar et al., 2004) e de (HU et al., 2009) que utilizam o algoritmo de menor caminho de Dijkstra para a solução do problema. Esta abordagem, com a utilização de algoritmos de menor caminho, também será utilizada neste trabalho para o problema de reconfiguração.

Outras abordagens para o problema de restauração também são encontradas, como o trabalho de (MARAVILHA et al., 2018) que modela a situação como um problema de *scheduling* e o trabalho de (GOULART et al., 2018) que resolve o problema por meio dos métodos *Simulated Annealing* e busca local. Ambos os trabalhos aplicam a metodologia em um sistema de distribuição real da CEMIG-D de 703 barras.

2.5.4 Critérios de otimização

A maioria dos trabalhos sobre RRD adota a modelagem do problema como um problema de otimização mono-objetivo, sendo a função objetivo a minimização das Perdas Técnicas (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). A literatura apresenta outras abordagens mono-objetivo, como, por exemplo, o trabalho de (CAPITANESCU et al., 2015) que aborda o potencial da reconfiguração do SDEE visando o aumento da capacidade de instalação de fontes de geração distribuída.

A partir do ano 2005, diversos trabalhos propuseram métodos de otimização multiobjetivos, tais como: (BERNARDON, 2007) que modela a função objetivo com dois objetivos: a minimização das perdas de potência ativa e o aumento da confiabilidade; os trabalhos de (CIDINEY, 2011) e de (JARDIM, 2011) que propõem como objetivos: a minimização dos custos devido às perdas, dos custos devido às falhas (confiabilidade) e do número de manobras. Já o trabalho de (BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012) propõe os seguintes objetivos: PPA (perdas de potência ativa), IDT (índice de desvio de tensão), ICMC (índice de custo de manobra de contingência) e NM (número de manobras).

Frequentemente, os objetivos escolhidos possuem alguma correlação, principalmente quando estão relacionados a parâmetros elétricos do SDEE. Por exemplo, a minimização das PTs resulta na melhoria dos índices de tensão e do fator de potência, caso a carga do SDEE seja modelada como 100% potência ativa constante, cenário que será explorado na Seção 4.1. Já outros trabalhos consideram objetivos sem uma correlação direta, tais como índices de confiabilidade (BERNARDON et al., 2014), (LÓPEZ et al., 2016), (PATERAKIS et al., 2016) e (SINA GHAREBAGHI; MILAD IZADI; AMIR SAFDARIAN, 2017) e o tempo médio

de atendimento aos consumidores nos casos de restauração da rede (CARRANO et al., 2016), (MARAVILHA et al., 2018) e (GOULART et al., 2018).

A escolha entre abordagens mono ou multiobjetivo baseia-se conforme o contexto de aplicação, e em algumas vezes, em decisões pessoais do pesquisador e/ou experiência prévia. A Tabela 6 abaixo apresenta os principais trabalhos sobre reconfiguração e restauração de SDEE com abordagem multiobjetivo, destacando os diversos objetivos destes trabalhos.

Tabela 6 – Trabalhos com abordagem multiobjetivo e respectivos objetivos.

Trabalho	Perdas	Des. Ten.	Confi.	Nº Man.	TMA	Observações / Outros objetivos
(BERNARDON, 2007)	X		X			
(CEBRIAN; KAGAN, 2010)	X		X			
(CIDINEY, 2011)	X		X	X		
(JARDIM, 2011)	X		X	X		
(BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012)	X	X		X		Custo manobra
(BORGES, 2012)	X	X				Prioridade de clientes
(GUEDES et al., 2013)	X					Ampacidade
(SANCHES, 2013)	X	X		X		
(PRADO, 2013)	X			X		Nº barras energizadas
(BERNARDON et al., 2014)	X		X			ENS, SAIFI
(ELDURSSI; O'CONNELL, 2015)	X	X		X		Balanceamento da carga
(ALONSO, F. R.; OLIVEIRA; SOUZA, 2015)	X		X			
(LÓPEZ et al., 2016)	X		X			
(PATERAKIS et al., 2016)	X		X			
(CARRANO et al., 2016)	X			X	X	Nº barras energizadas
(GHAREBAGHI; IZADI; SAFDARIAN, 2017)	X		X			
(MARAVILHA et al., 2018)				X	X	
(GOULART et al., 2018)				X	X	
(KAHOULI et al., 2021)			X			ENS
(MCBEE; FAREEZ; PARDINGTON, 2021)			X			CMI
(SHAHEEN et al., 2022a)			X			SAIDI, SAIUI e ENS
(MOHIYODIN; PATIL; NAGARAJ, 2023)	X					Line Loadability Index
(ZHU, M.; NOWDEH; DASKALOPULU, 2023)	X	X				Nº voltage sags, RMS médio, ASIFI, MAIFI, SAIFI

Legenda:

ASIFI: *Average System Interruption Frequency Index*;

Confi.: confiabilidade;

CMI: *Customer Minutes Interrupted*;

ENS: *Energy Not Supplied*;

MAIFI: *Momentary Average Interruption Frequency Index*;

Nº Man.: número de manobras.

SAIDI: *System Average Interruption Duration Index*;

SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index*

SAIUI: *System Average Interruption Unavailability Index*;

TMA: Tempo Médio de Atendimento.

2.5.5 Patamar horário analisado

A maioria dos trabalhos analisa a minimização das perdas em um único nível de demanda, i.e., um único patamar horário, geralmente a situação de demanda máxima do SDEE. Entretanto, para a análise das perdas de energia esta abordagem pode ser considerada bastante aproximada, por exemplo, em (OCHOA; HARRISON, 2011) aponta-se que a consideração de um único patamar de carga pode não levar a um ótimo na redução de perdas de energia, principalmente em SDEEs com a presença de GDs.

Uma das maneiras consolidadas de se realizar a simulação de fluxo de potência em mais de um patamar horário é por meio da utilização de curvas de carga típicas (*LoadShapes*) que representem a variação do consumo dos clientes ao longo do período de tempo analisado, como por exemplo, uma curva de 24 patamares representando o comportamento da carga em um dia, de hora em hora. Estas curvas geralmente são normalizadas entre 0 e 1 p.u., e seus valores serão multiplicados às respectivas cargas em cada patamar horário simulado. Esta é a maneira na qual o programa OpenDSS (DUGAN; MONTENEGRO, 2020) realiza o cálculo do fluxo de potência em mais de um patamar horário, o qual é um requisito do método regulatório para apurar as Perdas Técnicas (ANEEL, 2018a) e, também, é uma premissa deste trabalho de doutorado.

A literatura apresenta diversas outras abordagens: por exemplo, o trabalho (BARBOSA, C. H. N. D. R.; MENDES; VASCONCELOS, 2014) utiliza a análise intervalar para considerar a variabilidade da carga nos “casos- base” do fluxo de potência e identificar configurações robustas com o melhor desempenho para o cenário de pior caso. Já o trabalho de (MACEDO, L. H. F. P., 2015) aborda o PRRD com demandas variáveis, com a utilização de três tipos de curvas típicas diárias para a representação da variação da demanda dos clientes residenciais, comerciais e industriais. Neste trabalho, as redes de *benchmark* são adaptadas e suas cargas classificadas em uma destas três classes. De maneira similar, o trabalho (TAVARES; OLIVEIRA, 2018) aborda o problema propondo uma única configuração para um período de 24 horas que minimize as perdas de energia. Outra abordagem, (DING; LOPARO, 2016) propõe reconfigurações horárias de acordo com a variação das cargas e das gerações dos DERs por meio das técnicas de análise de sensibilidade e programação não-linear. O trabalho de (FATHABADI, 2016) classifica as cargas nas mesmas três classes e ainda estabelece 4 patamares de carga (100%, 82%, 61% e 39% da carga máxima), além de utilizar a teoria *dynamic Fuzzy C-means* (dFCM) para a solução do PRRD. O artigo (CAO et al., 2022) também utiliza a dFCM no agrupamento dos intervalos de tempo que serão otimizados com a aplicação de um algoritmo PSO na rede de 69-barras. Já o artigo (JI et al., 2021) propõe abordagem semelhante, mas com aplicação da teoria *Improved Hierarchical Clustering with Timing Constraints* (IHCTC) no agrupamento dos intervalos de tempo que serão otimizados com a aplicação do *Improved Fireworks Algorithm* (I-FWA) nas redes de 33, 84 e 119-barras da IEEE. Um aspecto que deve ser levado em conta é a aplicabilidade destas outras abordagens em sistemas de distribuição reais, característica não explorada pelos trabalhos. Por outro lado, a utilização das curvas típicas não só é uma funcionalidade nativa do programa OpenDSS, mas também, um padrão da indústria, presente também em outros programas de fluxo de potência (e.g., Cymdist e PSS®Sincal).

Por fim, poucos trabalhos na literatura científica apresentam propostas de reconfigurações dinâmicas do SDEE, isto é, com maiores frequências de chaveamento, como, por exemplo, reconfigurações semanais. O relatório (TRACTEBEL, 2015) cita a referência (CLEMENCE; COCCIONI; GLATIGNY, 2013) que também aborda a reconfiguração dinâmica em SDEEs com GDs com geração intermitente (i.e., especialmente geradores eólicos) ou que experimentem altas variações de demanda. O relatório afirma que SDEEs com estas características requerem frequências maiores de chaveamento para a minimização global das perdas de energia. Caso as reconfigurações sejam realizadas de forma horária a redução de perdas teórica pode chegar a 40%; e na forma semanal (i.e., 50 reconfigurações por ano) as reduções chegariam a 20%.

Para as redes de distribuição reais simuladas neste trabalho, a configuração de menor perda obtida é a mesma para os 24 patamares horários, demonstrando que a redução de perdas depende mais da alteração da topologia da rede do que da variação dos patamares de carga e geração, ao longo do dia. Conclusão semelhante foi apontada em outros trabalhos, como por exemplo, os trabalhos de (MACEDO, L. H. F. P., 2015) e (TAVARES; OLIVEIRA, 2018) que mesmo abordando redes com demandas horárias variáveis, propõe uma única topologia que minimiza as PTs nos patamares de carga analisados.

2.5.6 Configuração radial do SDEE

A maioria dos SDEEs são planejados, construídos e operados na forma radial, isto é, só existe um único caminho da SE até a carga. Um importante artigo sobre esta questão é o (LAVORATO et al., 2012), o qual propõe a incorporação da condição de radialidade como uma das restrições do problema de reconfiguração. O artigo estabelece duas condições que devem ser satisfeitas para garantir a topologia radial:

1. Para um SDEE com N_B barras, o número de ramos deve ser igual $N_B - 1$;
2. Todas as barras devem ser conectadas, resultando em um grafo conexo.

Assim, é desejável que as heurísticas utilizadas para a resolução do PRRD sejam capazes de manter a configuração radial do SDEE ou sejam capazes de detectar condições não-radiais e descartá-las. Na Seção 5.2 será explicado como esta condição pode ser verificada por meio de algoritmos clássicos da teoria de grafos, como o algoritmo DFS e os algoritmos de (KRUSKAL, 1956) e (PRIM, 1957). Outras abordagens, tais como (MENDOZA et al., 2006) e (CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008) garantem a configuração radial por meio dos operadores genéticos e/ou da codificação dos indivíduos do algoritmo evolucionário (DELBEM, A.; CARVALHO; BRETAS, 2005).

2.5.7 Fenômenos transitórios relacionados à reconfiguração

Alguns trabalhos abordam os fenômenos transitórios em sequência às manobras necessárias para a reconfiguração de SDEEs. Para o caso do replanejamento do sistema, mencionados na Subseção 2.5.3, as manobras de reconfiguração são realizadas com carga, isto é, a chave NA é fechada antes da abertura da chave NF¹⁴, logo, não ocorrendo o desligamento das cargas do SDEE. Esta situação também é conhecida como paralelismo de alimentadores e apresenta efeitos transitórios menores que a abertura de uma chave com carga. Como exemplo de estudos neste tema tem-se o trabalho de (MELLO et al., 2012) que apresenta a análise transitória do paralelismo de alimentadores reais da AES Sul.

¹⁴ No caso das manobras realizadas por equipes de eletricitas em dispositivos do tipo chaves facas e chaves seccionadoras, em geral, a manobra destes dispositivos é realizada fase por fase, o que geralmente provoca um desequilíbrio momentâneo (da ordem de segundos), aumentando a circulação de corrente no neutro. Assim, um procedimento comum dos operadores do sistema é a desabilitação do relé de proteção de corrente no neutro no momento da manobra.

Na abertura de um dispositivo com carga, como comumente ocorre em situações de falta, ocorrem transitórios típicos de chaveamento de circuitos. Para este caso, a teoria clássica de transitórios em sistemas elétricos deve ser aplicada na análise das manobras (GREENWOOD, 1991).

2.6 Alocação de Geração Distribuída e outros equipamentos

Outra forma para a diminuição das Perdas Técnicas é a alocação de geração distribuídas (GDs) ou DERs¹⁵, mais próximas às cargas, alterando a distribuição de energia no alimentador e por consequência as perdas de energia. Assim, diversos métodos de otimização foram aplicados para a determinação ótima da posição das GDs, visando a melhoria do nível de tensão e a minimização das PTs em um SDEE, conforme apresentado por (OCHOA; HARRISON, 2011), (MORAVEJ; AKHLAGHI, 2013), (ABEYSINGHE et al., 2018) e, mais recentemente, por (MAHDAVI et al., 2023).

Entretanto, esta técnica esbarra em uma questão prática: normalmente, de maneira semelhante ao crescimento da carga, a concessionária de distribuição não determina os locais de instalação das GDs, uma vez que isto é uma escolha do empreendedor. Também, em geral, não faz parte do negócio das distribuidoras de energia elétrica a instalação de GDs no SDEE¹⁶. Caso este cenário se altere no futuro, uma abordagem sugerida é a análise do investimento e a comparação com alternativas tradicionais como recondutoramento da rede e/ou instalação de equipamentos (bancos de capacitores) que atualmente apresentam maior retorno financeiro.

2.7 Controle de tensão e *Conservation Voltage Reduction*¹⁷

O controle do nível de tensão pode ser obtido por bancos reguladores de tensão distribuídos no SDEE e por meio da alteração do tap sob carga (*On-load Tap Changing* – OLTP) do transformador da SE ou de transformadores de distribuição (*smart trafos*). A tensão em uma barra do SDEE também pode ser alterada por meio da injeção ou absorção de potência reativa nesta barra, técnica conhecida como controle Volt/VAr, realizada por GDs baseadas em conversores e que será apresentada na próxima Seção.

Diversos trabalhos na literatura tratam da otimização do nível de tensão, uma vez que este é um dos principais critérios de qualidade de energia. O relatório (TRACTEBEL, 2015) compara as três alternativas para a otimização da tensão citadas, isto é: equipamentos de compensação reativa, *smart trafos* e controle de tensão por Gerações Distribuídas e determina tanto a eficácia quanto a aplicabilidade de cada uma.

¹⁵ Neste trabalho, o termo “Geração Distribuída” é utilizada como sinônimo de *Distributed Energy Resources*.

¹⁶ No cenário regulatório brasileiro. Entretanto é possível vislumbrar aplicações específicas de GDs e *storages* como alternativas para o atendimento de cargas isoladas.

¹⁷ *Conservation voltage reduction* (CVR) é a operação intencional do sistema de transmissão e distribuição para fornecer tensões ao cliente na extremidade inferior da faixa aceitável, com o objetivo de se alcançar reduções de energia e demanda.

O autor (RESTREPO, 2016) aponta os trabalhos de (ALMEIDA et al., 2005) e de (SIQING et al., 2009) como os primeiros a abordarem o controle da tensão e o gerenciamento de reativos nas redes de distribuição. Restrepo aborda não só os equipamentos distribuídos no SDMT tais como reguladores de tensão e banco de capacitores, mas também *On-load Tap Change* (OLTC) do transformador da SE, por meio de um algoritmo genético para a otimização do perfil de tensão do SDEE.

Já a técnica *Conservation Voltage Reduction* (CVR) baseia-se na redução do nível de tensão do alimentador, realizada no transformador da SE de distribuição, cuja consequência é a diminuição da potência ativa distribuída e das perdas de energia. Pode ser considerada um subcaso do controle Volt/VAr, visto que uma das variáveis controladas – tensão – é a mesma. A aplicabilidade desta técnica depende do tipo de carga do alimentador, sendo eficaz em cargas dependentes da tensão, tais como aquecimento resistivo ou lâmpadas de filamento. Para cargas do tipo potência constante esta técnica não tem aplicabilidade, visto que os fatores de redução (*CVR factors*) serão iguais a zero (SEN; LEE, 2016). O relatório (TRACTEBEL, 2015) a classifica como uma técnica de baixa aplicabilidade e média efetividade. Já o relatório (U.S. Dep. Of Energy, 2012) apresenta o resultado de 26 programas de otimização de tensão em distribuidoras americanas e reporta que a cada 1% de redução na tensão, ocorre 1% de redução no consumo de eletricidade.

2.8 Controle do nível de tensão por GDs

Esta Seção tem como objetivo introduzir o tema controle do nível de magnitude da tensão por geração distribuída e a sua influência nas perdas técnicas dos SDEEs. Este tema tem sido objeto de extensa pesquisa na comunidade acadêmica e de interesse das concessionárias de distribuição, devido ao aumento do número de GDs no SDMT, ocorrido principalmente nos últimos 5 anos.

Uma das formas de controlar o nível de tensão é por meio da absorção/injeção de reativo pelas GDs, também conhecido na literatura como controle Volt/VAr. O controle Volt/VAr é uma das formas de controle do reativo fornecido ou absorvido pelo sistema inversor da GDFV com base:

- 1) no nível da tensão local, isto é, no ponto de conexão da GD;
- 2) na capacidade da potência aparente do inversor naquele momento do tempo e
- 3) de acordo com os parâmetros da curva VAr x Volt, que para o caso do programa OpenDSS são definidos de acordo com a curva da Figura 6 (EPRI, 2013).

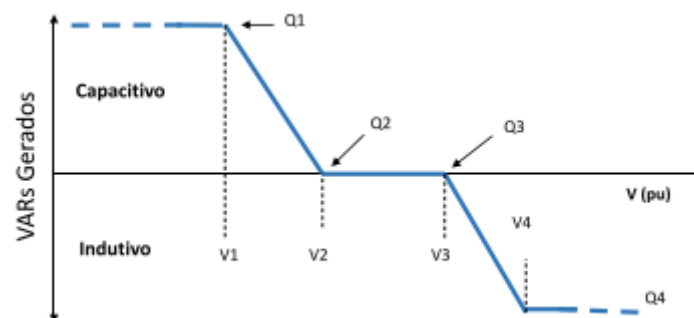


Figura 6 – Exemplo de parâmetros para o controle Volt/VAr. Fonte: (TEIXEIRA et al., 2018).

De acordo com (SMITH et al., 2011), somente a partir da iniciativa da EPRI, iniciada em 2009, para a integração de *Distributed energy Resources* (DERs) ao sistema de distribuição é que as estratégias de controle do reativo passaram a ser analisadas em sistemas de distribuição reais, sendo uma das sete funções prioritárias definidas nesta iniciativa. A revisão de 2014 do padrão “*IEEE-1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*” (IEEE STANDARD ASSOCIATION; IEEE, 2018) passou a permitir que a geração com inversores participasse ativamente da regulação de tensão. Este padrão pode ser considerado um marco no desenvolvimento do padrão de interconexão de recursos energéticos distribuídos (DERs) no mundo. Ainda, (SMITH et al., 2011) mostra que com a habilitação do controle Volt/VAR nas GD fotovoltaicas, as variações de tensão causadas pela própria inserção da GD serão reduzidas e que o controle ainda suaviza as variações de tensão devido às usuais variações da carga no SDEE, promovendo uma melhoria geral do nível de tensão do alimentador.

Ainda que muitos alimentadores possuam algum tipo de GD, a quantidade de energia injetada, em geral, ainda é inferior à demanda média do alimentador, não sendo suficiente para corrigir o nível de tensão em todo o alimentador. Assim, de acordo com o relatório (TRACTEBEL, 2015), a compensação reativa por meio de bancos de capacitores e a correção do nível de tensão por meio de bancos reguladores de tensão (BRTs) ainda é o cenário convencional do SDEE da maioria das concessionárias.

O artigo (TEIXEIRA et al., 2018) simula seis cenários com a energia injetada pelas GDs variando de 5% a 50% da carga de um alimentador real da CEB Distribuição. A conclusão do trabalho é de que o controle Volt/VAr aumenta as Perdas Técnicas quando comparado ao cenário sem o controle da GD. Na medida em que o controle Volt/VAr proporciona a melhoria do perfil de tensão do alimentador, na presença de cargas dependentes de tensão, haverá um aumento de consumo e, portanto, das Perdas Técnicas. Esta situação é explorada em detalhes na Seção 4.2.

2.9 Balanceamento da rede de BT

O SDBT tradicional distribui energia em três fases que podem alimentar tanto cargas trifásicas, quanto cargas bifásicas e monofásicas. Assim, até certo grau, o desbalanceamento do SDBT é uma situação normal de operação. Um alto nível de desbalanceamento entre as fases causa um desequilíbrio no nível de tensão, situação também conhecida como “deslocamento do neutro” e Perdas Técnicas devido à circulação de corrente no neutro. Assim, as PTs podem ser minimizadas caso o circuito seja balanceado, isto é, as cargas sejam mais bem distribuídas entre as três fases. A literatura apresenta algumas técnicas para a realização deste balanceamento, como, por exemplo, a comutação de circuitos. Entretanto, esta técnica pode ser considerada de baixa eficiência devido ao seu alto custo de implementação. Um ponto a ser ressaltado é que muitas técnicas de balanceamento de cargas são realizadas baseando-se na demanda máxima do cliente, não capturando, portanto, as flutuações da carga ao longo do tempo, fazendo com que algum desbalanceamento sempre esteja presente.

Também, mais recentemente, a literatura científica passou a apresentar a correção do desequilíbrio entre as fases por meio da injeção de energia por DERs de maneira também desbalanceada, de forma a compensar

o desbalanceamento da rede. O trabalho de (GONZALEZ; DRIESEN; VITO, 2014) aborda esta técnica, apresentando GDFV trifásicas funcionando de forma desbalanceada em dois cenários: com controle central e sem controle central.

2.10 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentadas a definição de Perdas Técnicas no segmento de distribuição de energia elétrica, as metodologias para a sua apuração e medição e a revisão bibliográfica das diversas técnicas existentes na literatura científica para a sua minimização. Na Seção sobre as metodologias para a apuração e medições das PTs foram apresentadas as metodologias de apuração de perdas no SDMT e BT, que de acordo com a regulamentação brasileira deve ser realizada por meio de programas de fluxo de potência; e no SDAT as perdas devem ser apuradas por meio de medições.

Na revisão bibliográfica sobre as técnicas de minimização de perdas foi apresentado o estado da arte das principais técnicas da literatura, tais como: Reconfiguração de Rede, *Conservation Voltage Reduction*, Balanceamento da Rede, Otimização do Nível de Tensão, bem como o controle Volt/VAr por geração distribuída.

Questões cruciais para o tema minimização de perdas também foram discutidas, como, por exemplo, o patamar de carga analisado, bem como a abordagem da tese sobre estas questões.

3. MODELO DO SDEE

Este Capítulo tem como objetivo apresentar o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica – SDEE utilizado nesta tese. A Seção 3.1 apresenta o modelo geral para SDEEs por meio de um diagrama unifilar. A Seção 3.2 apresenta as premissas e os parâmetros do modelo regulatório e por fim, na Seção 3.3, é apresentado o modelo e justificativas da escolha do SDEE adotado nesse trabalho. A teoria de modelagem da carga é discutida no **Anexo 3 – Modelos de carga do SDEE**.

3.1 Modelo geral do SDEE

A Figura 7 apresenta um diagrama unifilar, ilustrando um SDEE hipotético, contemplando os principais equipamentos existentes no SDEE da CEMIG-D.

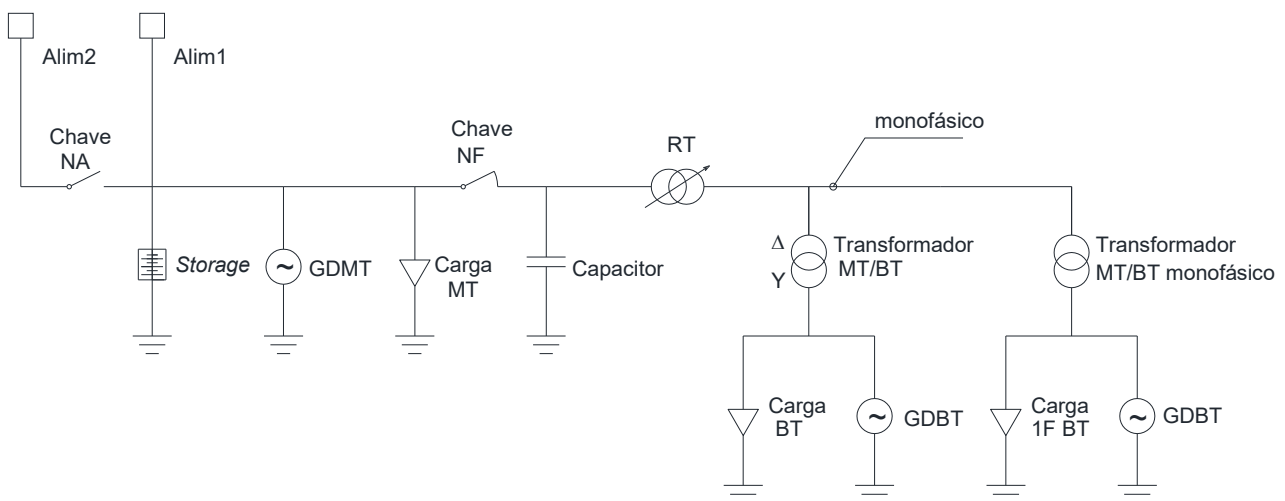


Figura 7 – Diagrama unifilar de um SDEE típico da CEMIG-D. Fonte: autor.

Na Figura 7, visualiza-se os seguintes componentes e equipamentos:

- 1 gerador de MT (GDMT) e 2 geradores de BT (GDBT);
- 1 carga de MT;
- 1 banco de capacitores;
- 1 banco de reguladores de tensão;
- 1 chave NA e 1 chave NF;
- 1 transformador MT/BT trifásico e 1 transformador MT/BT monofásico;
- 1 carga de BT trifásica e 1 carga de BT monofásica;
- 1 equipamento armazenador de energia (*storage*).

3.2 Parâmetros do modelo regulatório

A revisão n.º 4 do módulo n.º 7 do PRODIST estabeleceu que a apuração das Perdas Técnicas no SDMT deve ser realizada por meio de programas de fluxo de potência e definiu os seguintes parâmetros e requisitos para o cálculo:

- a. Fator de potência de 0,92 para as cargas do SDMT e SDBT;
- b. Nível de tensão de operação na saída do alimentador de distribuição correspondente à tensão em que o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas;
- c. Utilização da norma ABNT 5440/2014 (ABNT, 2014) para a definição das perdas no cobre e a vazios dos transformadores de distribuição;
- d. Consideração de 1 W de perda de potência por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos;
- e. O modelo de carga deverá ser 50% impedância constante “Z” e 50% potência constante “P” para a parcela de potência ativa e 100% impedância constante “Z” para a parcela de carga reativa;
- f. Caso a distribuidora não possua cadastro dos seus ramais de ligação de unidades consumidoras de Baixa Tensão é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros;
- g. Utilização dos valores de impedância de sequência positiva para os arranjos de condutores trifásicos.
- h. Não consideração de elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT;
- i. O cálculo de perdas deve ser realizado para cada mês do período de apuração;
- j. Cálculo de três valores de perdas de energia considerando dias úteis, sábados, domingos;
- k. O cálculo deve ser realizado de modo iterativo considerando-se as medições mensais de energia dos alimentadores¹⁸.
- l. Utilização das curvas obtidas na campanha de medição de cada concessionária.

Os parâmetros dos itens **a, b, c, d, e, f, g** são atendidos em conjunto com o fornecimento dos dados do SDEE. O requisito **h** é atendido bastando-se criar o caso base, isto é, o arquivo do SDEE que será executado pelo programa de FP sem os equipamentos de compensação reativa. Já os requisitos **i, j, k, l** são atendidos pelo programa GeoPerdas – uma customização do programa OpenDSS realizada pela ANEEL – e que será detalhado na Seção 4 do **Anexo 2**.

Importante ressaltar que o modelo regulatório do SDEE foi objeto de recente consulta pública por parte da ANEEL, na modalidade de Tomada de Subsídio n.º 013/2022 (ANEEL, 2022). Desta forma, com a retomada da consulta pública, o modelo será alterado e evoluído, possivelmente com proposições semelhantes às propostas nesta tese.

¹⁸ O modelo aproxima a energia injetada simulada com a medição de energia mensal, iterativamente, em cada alimentador. Desta forma, costuma-se afirmar que o modelo considera o efeito das Perdas Técnicas devido à existência de perdas não-técnicas.

3.3 Modelo do SDEE proposto

Esta tese propõe evoluções em algumas características do modelo do SDEE, visando uma apuração das Perdas Técnicas com maior exatidão. Assim, é proposto um modelo do SDEE que contemple todos os equipamentos do SDEE, como os bancos de capacitores e os geradores distribuídos de MT e BT. Além disto, o modelo propõe a consideração das impedâncias de sequência zero das linhas de distribuição, o cálculo dos parâmetros das Linhas de Distribuição (LDs) com o valor de resistividade do solo médio da região de atuação da concessionária e a consideração da reatância de magnetização dos transformadores. A Tabela 7 apresenta uma comparação entre as características do modelo do SDEE proposto e o modelo regulatório brasileiro. As justificativas e explicações para as alterações propostas no modelo do SDEE serão apresentadas a seguir.

Tabela 7 – Principais características dos modelos do SDEE ANEEL e o proposto.

Parâmetros	Mod. ANEEL	Mod. Proposto
Tensão de saída alimentador	fixa	fixa
Fator de potência – cargas MT	0,92	0,92
Fator de potência – cargas BT	0,92	0,92
Modelo de carga ativa	50% P e 50% Z	50% P e 50% Z
Modelo de carga reativa	100% Z	100% Z
Vminpu cargas MT	0,93	0,93
Vminpu cargas BT	0,92	0,92
Perdas medidores eletrônicos	0,5 Wh/elemento	0,5 Wh/elemento
Perdas medidores eletromecânicos	1,0 Wh/elemento	1,0 Wh/elemento
Equipamentos compensação reativa	Não	Sim
Parâmetros de linha	Seq. pos. somente	Seq. pos. e zero
Geração distribuída (MT & BT)	Não	Sim
Perdas transformadores	ABNT5440/2014	ABNT5440/2014 + iMag

3.3.1 Bancos de capacitores

Conforme exposto na Seção 3.2, o modelo regulatório não considera os equipamentos de compensação reativa, tais como os bancos de capacitores ilustrados na Figura 8, na apuração das Perdas Técnicas. Também não é apresentada uma justificativa para a não consideração destes equipamentos, mas uma possível explicação possa residir na premissa que fixou o fator de potência das cargas de BT e MT em 0,92. Desta forma, o trabalho propõe a consideração dos bancos de capacitores no modelo do SDEE proposto para a apuração das Perdas Técnicas.



Figura 8 – Banco de capacitores de 300 kVAr instalado em poste. Fotografia do autor.

3.3.2 Impedâncias de sequência zero

De acordo com o item **g** da Seção 3.2, o modelo ANEEL considera somente a impedância de sequência positiva dos arranjos de condutores trifásicos. A não consideração das impedâncias de sequência zero leva a imprecisões na apuração das PTs, nas seguintes situações: 1) redes trifásicas que apresentam desequilíbrios de carga e 2) redes monofásicas do SDMT com ou sem retorno pelo condutor neutro.

Na prática, na ausência dos valores de impedância de sequência zero e fornecendo-se somente os valores de impedância de sequência positiva, o programa OpenDSS utilizará um valor *default* para a impedância de sequência zero que é o valor de uma LD com o cabo 336 MCM (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). Neste caso, a apuração das PTs será comprometida nas situações 1) e 2) citadas acima¹⁹, uma vez que a bitola deste cabo é superior à média da bitola dos condutores utilizados no SDMT²⁰ e BT. Ressalta-se que o programa OpenDSS trabalha internamente com valores de impedâncias de fase, obtidos com a transformação inversa dos valores de impedância de sequência positiva e zero e é possível a utilização de impedâncias de sequência para redes mono e bifásicas. Caso os valores das impedâncias de sequência positiva e zero sejam corretamente fornecidos, as PTs serão apuradas corretamente para a maioria dos casos²¹.

A grande quantidade de redes monofásicas é uma característica da maioria das concessionárias de energia brasileiras, visto que um circuito monofásico primário é a maneira mais econômica de se distribuir energia

¹⁹ Como exemplo, a referência (EPRI; UFU, 2022) (pág. 51) apresenta resultados que evidenciam o efeito nas PTs da supressão da impedância de sequência zero na declaração dos condutores.

²⁰ Até pouco tempo, no padrão de redes de MT da CEMIG-D, o cabo 336 MCM era o de maior bitola (170,45mm²), até a incorporação do cabo isolado de 240mm².

²¹ Exceções naturalmente ocorrerão para arranjos de rede com condutores fase e neutro de diferentes bitolas. Em outras palavras, a transformação inversa (de componentes de sequência para fase) não resultará no arranjo assimétrico original.

elétrica a cargas pequenas e distantes da SE. A Tabela 8, adaptada de (PEREIRA, E. C.; SILVA, 2018), apresenta a extensão de rede de MT de algumas concessionárias brasileiras. No caso da CEMIG-D, 72% do SDMT é composto por redes monofásicas, o que representa mais de 300 mil kms de rede.

Tabela 8 – Extensão de rede SDMT de algumas concessionárias brasileiras. Ano ref. 2018.

Empresa	Km de rede MT				% MT			Tipo de monofásica
	Mono.	Bi.	Tri.	Total	Mono.	Bi.	Tri.	
CEMIG	300.308	137	117.894	418.339	72%	0%	28%	FN
COELBA	13.575	126.062	142.643	282.280	5%	45%	51%	nd
COPEL	58.504	63.406	129.946	251.856	23%	25%	52%	nd
CELG-D	131.186	1.868	82.054	215.108	61%	1%	38%	FN
CELPA	85.628	11.774	55.883	153.285	56%	8%	36%	MRT
CELPE	86.535	1.434	58.936	146.905	59%	1%	40%	MRT
CELESC	51.451	13.179	68.622	133.252	39%	10%	51%	nd
EMT	73.520	1.439	54.684	129.643	57%	1%	42%	nd
ETO	54.130	3.351	34.413	91.894	59%	4%	37%	nd

Legenda abreviações: FN: fase neutro, MRT: monofásico com retorno pela terra, nd: não disponível.

Assim, a proposta do trabalho é que o SDEE seja simulado com os valores de parâmetros de sequência zero e positiva. Desta maneira, o autor calculou os parâmetros dos principais arranjos de linhas de distribuição (LD) do SDMT e do SDBT da CEMIG-D, trabalho documentado na nota técnica (CEMIG, 2018). Apesar da quantidade de tipos diferentes de arranjos de LD no SDEE da CEMIG-D ser bastante elevado, principalmente caso se leve em conta as variações nas bitolas do neutro dos arranjos, verificou-se que caso seja adotada uma simplificação que considere o condutor neutro mais frequente, com somente 4 arranjos de MT monofásicos e 12 arranjos de MT trifásicos é possível cobrir 98,7% da extensão da rede de MT da CEMIG-D, conforme mostrado na Tabela 9. De maneira similar, não demonstrada aqui, com 8 arranjos de BT é possível cobrir 89% da extensão da rede de BT da CEMIG-D.

Tabela 9 – Principais tipos de cabos e extensão das redes usados nas LDs de MT da CEMIG-D. Ref. 2016.

Item	Cod. Cond.	Tipo Cond.	Nº fases	Cabo Fase	Bit. Fase (mm²)	Bit. Neutro (mm²)	Ext. (%)
1	102	Conv.	1	Cabo de alumínio simples 4 AWG	21,15	21,15	1,9
2	103	Conv.	1	Cabo de alumínio simples 2 AWG	33,63	21,15	2,9
3	202	Conv.	1	Cabo de alumínio com alma de aço 4 AWG	21,15	21,15	64,6
4	203	Conv.	1	Cabo de alumínio com alma de aço 2 AWG	33,63	21,15	1,5
5	102	Conv.	3	Cabo de alumínio simples 4 AWG	21,15	21,15	1,4
6	103	Conv.	3	Cabo de alumínio simples 2 AWG	33,63	21,15	1,9
7	104	Conv.	3	Cabo de alumínio simples 1/0 AWG	53,43	33,63	0,5
8	107	Conv.	3	Cabo de alumínio simples 4/0 AWG	107,20	53,43	0,3
9	108	Conv.	3	Cabo de alumínio simples 336,6 MCM	170,50	53,43	0,5
10	202	Conv.	3	Cabo de alumínio com alma de aço 4 AWG	21,15	21,15	9,9
11	203	Conv.	3	Cabo de alumínio com alma de aço 2 AWG	33,63	21,15	3,6
12	204	Conv.	3	Cabo de alumínio com alma de aço 1/0 AWG	53,43	33,63	3,7
13	207	Conv.	3	Cabo de alumínio com alma de aço 4/0 AWG	107,20	53,43	2,2
14	208	Conv.	3	Cabo de alumínio com alma de aço 336,6 MCM	170,50	53,43	0,7
15	A06	Prot.	3	Cabo protegido XLPE	50,00	70,00	1,8
16	A08	Prot.	3	Cabo protegido XLPE	150,00	70,00	1,3
Total							98,7

A Figura 9 ilustra a estrutura de rede de distribuição da CEMIG-D conhecida como Estrutura CE1. Esta estrutura é utilizada em redes trifásicas com condutores protegidos (itens n.º 15 e 16 da Tabela 9) e utiliza um espaçador losangular polimérico para espaçar os condutores que possuem uma camada de polietileno

reticulado (*Cross-linked polyethylene* - XLPE). A Figura 10 ilustra a estrutura de rede de distribuição da CEMIG-D conhecida como Estrutura N1. Esta estrutura é utilizada em redes trifásicas com condutores convencionais, isto é, com cabos nus, portanto suporta os condutores n.º 5 a 14 da Tabela 9.

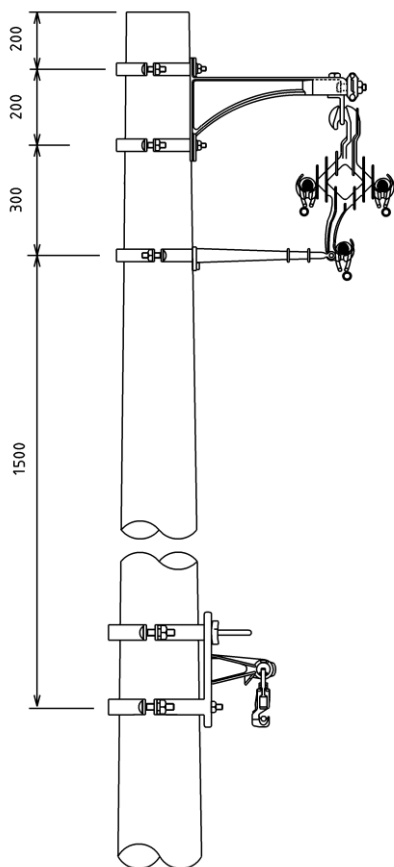


Figura 9 - Estrutura CE1 da CEMIG-D para rede protegida. Adaptado de (CEMIG, 2018).

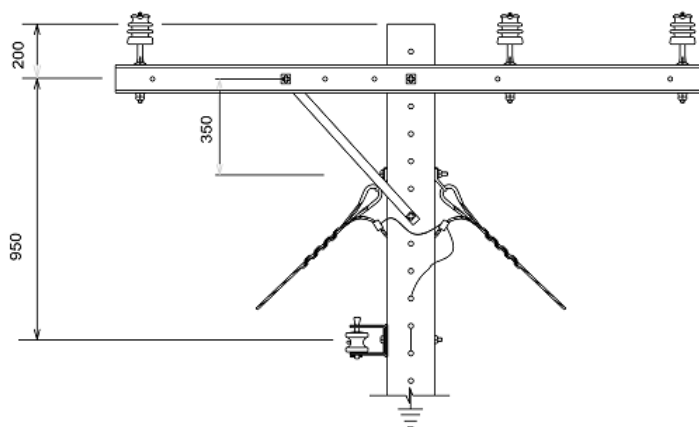


Figura 10 – Estrutura N1 da CEMIG-D para rede convencional. Adaptado de (CEMIG, 2018).

3.3.3 Resistividade do solo do estado de Minas Gerais

As quedas de tensão nas linhas de distribuição influenciam o desempenho do sistema, de forma que o cálculo da impedância do arranjo das linhas de distribuição deve ser o mais preciso possível (KERSTING, 2002). Neste sentido, o cálculo das impedâncias de sequência dos arranjos das LDs mencionados na Seção anterior considerou um valor médio de resistividade do solo do estado de Minas Gerais.

Em 1926, John Carson publicou um artigo onde ele desenvolveu um conjunto de equações para o cálculo das impedâncias próprias e mútuas de linhas de transmissão levando em consideração a corrente retornada pela terra (CARSON, 1926). Hoje, o método proposto ainda é o padrão para determinar os parâmetros de linhas com o efeito do retorno da terra²². No seu trabalho, Carson propôs o método das imagens, onde para cada

²² Para mais informações, ver (HORTON et al., 2011).

condutor aéreo define-se um condutor “espelho” fictício sob o solo, localizado à mesma distância da superfície do solo que a altura do condutor aéreo ao solo, conforme ilustrado na Figura 11.

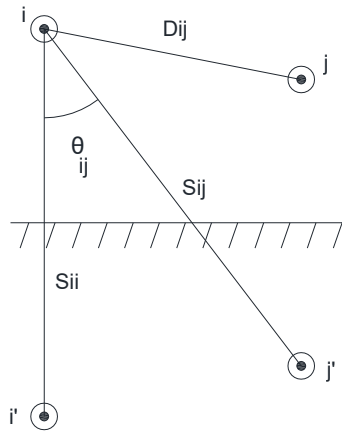


Figura 11 – Condutores (i,j) e suas imagens fictícias (i', j'). Fonte: (KERSTING, 2002).

Carson assume que a terra é um sólido uniforme, infinito, com uma superfície plana uniforme e com resistividade constante. Com a sua teoria, Carson conseguiu determinar as variáveis desconhecidas, como a impedância do solo Z_g , também conhecida como impedância de retorno da terra de Carson e o raio médio geométrico do “condutor solo” – GMR_d (KERSTING, 2002). Suas equações mostram que a resistividade do solo influencia diretamente o valor da reatância da impedância do solo. Na formulação consideram-se os primeiros termos da série de equações, também conhecida como equações simplificadas de Carson (HORTON et al., 2011), (DUGAN; MONTENEGRO, 2020):

$$Z_g = R_g + jX_g \quad (1)$$

$$R_g = \mu_0 \frac{\omega}{8} \quad (\Omega/m) \quad (2)$$

$$X_g = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(658,5 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \right) \quad (\Omega/m) \quad (3)$$

Em que:

- μ_0 = permeabilidade magnética do vácuo $4\pi \cdot 10^{-7}$ (H/m);
- ω = frequência angular do sistema (rad/s);
- ρ = resistividade do solo ($\Omega \cdot m$);
- f = frequência do sistema (Hertz).

A impedância de retorno da terra de Carson Z_g é adicionada à matriz de impedâncias de fases Z . Esta matriz representa as impedâncias próprias dos condutores e as impedâncias mútuas entre os condutores de um arranjo de uma linha de distribuição trifásica, de acordo com a Equação (4)²³:

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{11} + Z_g & Z_{12} + Z_g & Z_{13} + Z_g \\ Z_{21} + Z_g & Z_{22} + Z_g & Z_{23} + Z_g \\ Z_{31} + Z_g & Z_{32} + Z_g & Z_{33} + Z_g \end{bmatrix} \quad (4)$$

Em que:

- Z_{ii} é a impedância própria do condutor i ;
- Z_{ij} é a impedância mútua entre os condutores i e j ;
- Z_g impedância de retorno de terra de Carson.

Também, nesta formulação que considera os primeiros termos da série de equações de Carson, a impedância própria dos condutores Z_{ii} e a reatância mútua X_{ij} entre os condutores são dados pelas seguintes equações (KERSTING, 2002):

$$Z_{ii} = R_i + X_{ii} \quad (5)$$

$$X_{ii} = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{GMR_i} \right) \quad (\Omega/m) \quad (6)$$

$$X_{ij} = \mu_0 \frac{\omega}{2\pi} \ln \left(\frac{1}{d_{ij}} \right) \quad (\Omega/m) \quad (7)$$

Em que:

- R_i = resistência própria do condutor i ;
- GMR_i = raio médio geométrico do condutor i (metros);
- d_{ij} = distância entre os condutores i e j (metros).

De acordo com a Equação (3), a resistividade do solo influencia somente o valor de reatância da impedância Z_g . Entretanto, dois pontos são ressaltados: o primeiro é que este efeito está longe de ser desprezível, conforme resultados apresentados na Tabela 10, em que a reatância de retorno de terra X_g é calculada para diversos valores de resistividade do solo e comparada com os valores da reatância própria de um cabo 336,4 MCM ($Z_{ii} = 0,190 + j0,370 (\Omega/km)$) que apresenta uma das maiores seções ($170,45 \text{ mm}^2$) dentre os cabos utilizados no SDEE da CEMIG-D.

²³ A Equação (11) representa um sistema trifásico sem o condutor neutro. Caso o condutor neutro seja representado, a matriz Z terá dimensão 4x4.

Tabela 10 – Variação da reatância de retorno de terra X_g com a resistividade do solo ρ e comparação com impedância própria de cabo 336 MCM.

ρ (ohms.m)	X_g (ohms/km)	Xii cabo 336,4 (ohms/km)	X_g/X_{ii} (%)
100	0,509	0,370	138%
500	0,569	0,370	154%
1000	0,595	0,370	161%
2500	0,630	0,370	171%
5000	0,656	0,370	178%
ρ (ohms.m)	R_g (ohm/km)	Rii cabo 336,4 (ohms/km)	R_g/R_{ii} (%)
n.a.	0,059	0,190	31%

O segundo ponto é que com a transformação da matriz de impedâncias de fase para componentes simétricas, o efeito da resistividade do solo é percebido principalmente nas componentes de sequência zero. Em verdade, há uma variação desprezível nos valores de sequência positiva, devido à transformação matemática (redução de Kron da matriz 4x4). Assim, os parâmetros das linhas de distribuição da CEMIG foram calculados utilizando-se o valor de resistividade do solo de 2500 $\Omega \cdot m$ ²⁴ adequado à realidade do estado de Minas Gerais.

A Tabela 11 apresenta uma comparação entre o efeito da resistividade do solo nas impedâncias de sequência para os principais arranjos de LD da CEMIG-D. Os resultados da influência dos novos valores de impedância de sequência zero sobre as Perdas Técnicas serão apresentados no Capítulo 6 **Simulações e Resultados**.

Tabela 11 – Efeito da resistividade do solo na impedância de sequência.

Cod. Cond.	Fase		$\rho = 100 \text{ ohm.m}$				$\rho = 2500 \text{ ohm.m}$			
	Cabo	Bitola (mm ²)	R1	X1	R0	X0	R0	X0	acres. R0	acres. X0
102	4 AWG	21,15	1,550	0,454	1,989	1,745	2,121	1,974	6,7%	13,1%
103	2 AWG	33,63	0,974	0,437	1,413	1,728	1,545	1,956	9,4%	13,2%
104	1/0 AWG	53,43	0,613	0,419	1,062	1,559	1,184	1,723	11,5%	10,5%
107	4/0 AWG	107,20	0,306	0,393	0,705	1,385	0,797	1,501	13,0%	8,4%
108	336,6 MCM	170,50	0,195	0,356	0,594	1,349	0,686	1,465	15,4%	8,6%
A06	Prot. XLPE	50,00	0,731	0,303	1,171	1,801	1,292	1,967	10,4%	9,2%
A08	Prot. XLPE	150,00	0,235	0,241	0,626	1,596	0,718	1,714	14,7%	7,4%
								média	11,6%	10,1%

Observações:

Valores de R1, X1, R0 e X0 em ohms/km.

Cálculo considerou a estrutura N1 para os cabos convencionais e a estrutura CE1 para os cabos protegidos.

Cálculo considerou os cabos fase e neutro com a mesma bitola.

Para simplificação, a tabela não apresenta os códigos dos condutores (CodCond) 202, 203, 204, 207 e 208 apresentados na Tabela 9. Estes códigos representam cabos com alma de aço e apresentam impedâncias próximas aos seus correspondentes sem alma de aço, respectivamente, 102, 103, 104, 107 e 108.

O script para o cálculo dos parâmetros de linhas no programa OpenDSS encontra-se no repositório da tese (PEREIRA, E. C., 2023).

3.3.4 Geradores Distribuídos de MT

Atualmente, a regulamentação da (ANEEL, 2018a) classifica os alimentadores com injeção significativa de energia por GD como “atípicos”, deixando a cargo da concessionária a apuração das perdas de energia nos

²⁴ O valor *default* do programa OpenDSS é 100 $\Omega \cdot m$, adequado ao tipo de solo dos EUA. A referência (VISACRO FILHO, 2002) indica o valor médio de 2450 ohms.m para a resistividade do solo do estado de Minas Gerais.

mesmos. Assim, a metodologia desenvolvida e documentada no trabalho (PEREIRA, E. C. et al., 2016) consiste em distribuir a energia ativa injetada (EI) no alimentador pela geração distribuída, por meio de uma curva típica de injeção, em p.u., que represente o comportamento médio diário da injeção de energia da GD, obtendo-se o valor de geração que será alocado no “caso base” de acordo com a Equação abaixo:

$$EI = Ger \cdot N_{dia} \sum_{n=1}^{24} CrvTip(n)$$

ou

$$Ger = EI / \left(N_{dia} \sum_{n=1}^{24} CrvTip(n) \right) \quad (8)$$

Em que:

- EI = Energia injetada medida;
- Ger = geração, em KW, a ser alocada no caso base de fluxo de potência;
- N_{dia} = número de dias no período (em geral, no mês);
- $CrvTip(n)$ = valor em p.u. da curva típica para a hora n .

Como exemplo, é mostrado a seguir o cálculo mensal do valor da energia injetada pela Usina Fotovoltaica (UFV) do estádio Mineirão, uma das primeiras UFVs de MT a entrar em operação no país (CEMIG, [s.d.]).



Características:

- 5.910 módulos de 240 Wp.
- 1,42 MWp de potência.
- 88 inversores de 15 KW.
- Em operação desde 25/04/2014.
- Localização: [Link Google Maps.](#)

Figura 12 – Usina Fotovoltaica do Estádio “Mineirão”. Fonte: CEMIG-D.

A Figura 13 mostra a curva típica diária de energia injetada, em p.u., para esta usina, cujo somatório da energia no período de 24 horas é igual a 7,16 p.u. A energia injetada foi $EI = 183,0 \text{ MWh/mês}$, em janeiro de 2018. Considerando que $N_{dia} = 31$, a Equação (8) resulta no valor de geração $Ger = 0,827 \text{ MW}$ a ser alocado no caso base para análise do fluxo de potência.

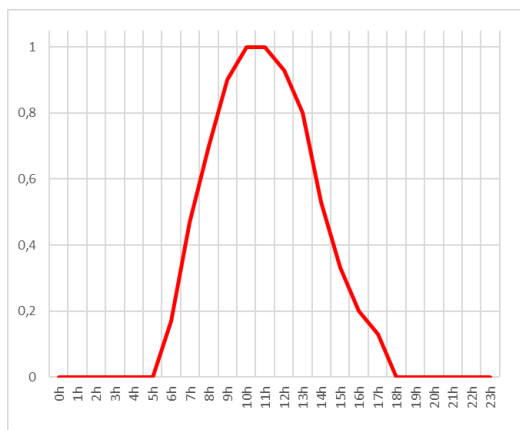


Figura 13 – Curva típica diária de injeção de energia da UFV Mineirão. Fonte: autor.

3.3.5 Geradores Distribuídos de BT

Atualmente, é comum a existência de diversas Unidades Geradoras de Baixa Tensão (UGBT) nos sistemas da maioria das distribuidoras do mundo. A título de exemplo, o SDEE da CEMIG-D possuía mais de 180 mil UGBT, em dezembro de 2022 (fonte BDGD). A maioria destas UGBTs é também Unidades Consumidores de Baixa Tensão (UCBT), sendo que praticamente a totalidade das gerações é proveniente de painéis fotovoltaicos.

Diferentemente do caso das UGMTs onde a concessionária possui telemedição de energia em mais de 97% das unidades geradoras, na BT este número ainda é inexpressivo²⁵ frente ao total de UGBTs. Desta forma, somente estas unidades poderiam ter a curva típica de geração criada, utilizando, por exemplo, a mesma metodologia explicada na Seção anterior.

Por outro lado, é evidente que a utilização de uma curva individual para cada UCBT com UGBT traria uma complexidade adicional para a simulação do fluxo de potência com estas unidades. Desta forma, neste trabalho adotou-se a abordagem proposta em (BARBOSA, A. S. et al., 2024). De forma resumida, as telemedições das UCBTs com UGBTs foram separadas nas suas classes de consumo (residencial, comercial, industrial, rural e serviço público) e definidas curvas típicas para cada classe que representem a média dos valores dos canais direto (que registra o consumo da rede) e reverso (que registra a injeção de energia na rede), separadas pelos tipos de dias típicos da metodologia atual de apuração de perdas técnicas. Assim, foram definidas 6 curvas típicas para cada classe, sendo 3 curvas de injeção de energia, representando respectivamente: um domingo, um sábado e um dia útil e 3 curvas de consumo de energia, também representando estes 3 dias típicos.

²⁵ Aproximadamente 4 mil UCBTs com UGBT possuíam telemedição em 10/2022.

Como exemplo, a Figura 14 apresenta as 3 curvas típicas de geração e as 3 curvas de consumo para uma unidade da classe industrial. Ressalta-se a injeção de energia de forma mais proeminente no domingo devido à queda de consumo.

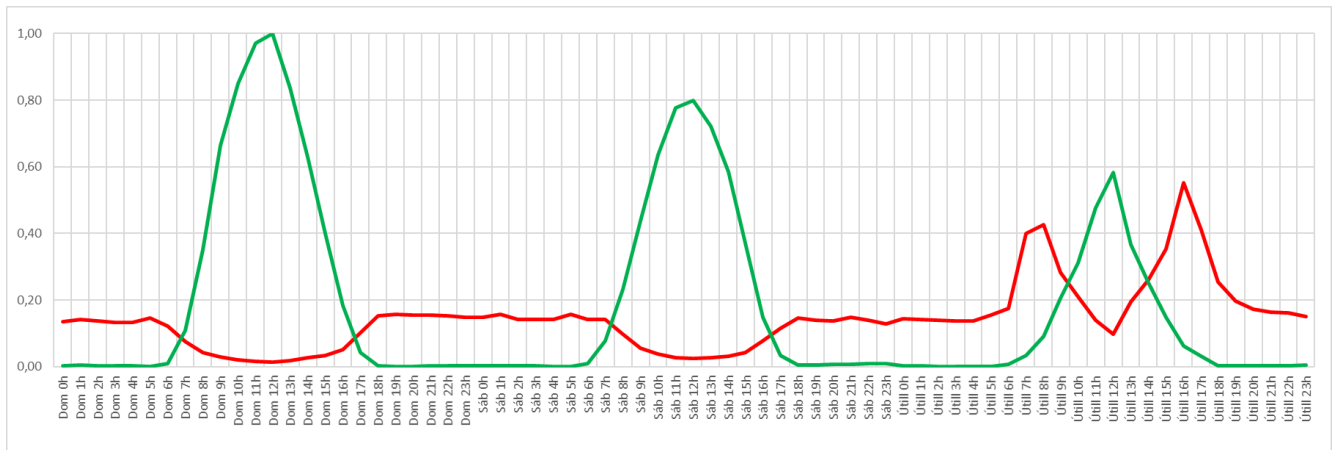


Figura 14 – Curvas típicas de geração (cor verde) e consumo (cor vermelha) para a classe industrial. Fonte: autor.

A transformação da energia injetada mensal por uma UGBT em um valor de capacidade (ou a transformação do consumo mensal de uma UGBT em uma demanda) é realizada utilizando-se o mesmo procedimento descrito na Seção anterior. As curvas permitem a ocorrência de consumo e geração de forma simultânea, pois são curvas que representam o comportamento médio de uma amostra de UCBTs com UGBTs. Na realidade, analisando-se individualmente cada UGBT com UGBT e do ponto de vista do medidor de energia da concessionária, a ocorrência de consumo e geração simultâneos jamais ocorre. Isto é, ou a instalação está injetando energia na rede (quando sua geração for superior ao consumo interno), ou a instalação está consumindo energia da rede (ainda que exista uma geração atendendo parte da carga interna).

3.3.6 Reatância de magnetização dos transformadores de distribuição

O programa OpenDSS utiliza o clássico modelo “T” para os transformadores de distribuição, exemplificado, a seguir, na Figura 15. Este modelo é capaz de representar tanto transformadores monofásicos como transformadores trifásicos, na forma de um equivalente monofásico. Na apuração das perdas, a regulação (ANEEL, 2018a) exige a utilização dos valores de perdas no cobre e perdas no ferro da norma ABNT 5440 (ABNT, 2014), de forma que os valores de perdas no cobre são representados pelas resistências série dos enrolamentos primário e secundário e os valores de perdas no ferro representados pela resistência *shunt*. Entretanto, o modelo atual não contempla a reatância de magnetização, expressa pela reatância *shunt* do modelo do transformador. A reatância série representa a reatância de dispersão do transformador.

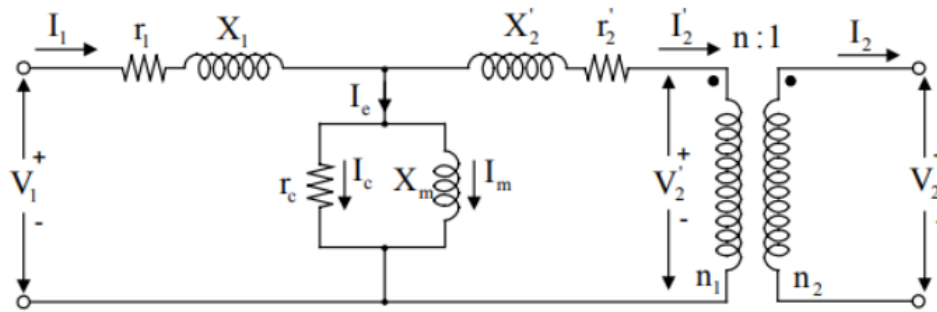


Figura 15 – Circuito equivalente do transformador com impedância referida ao primário. Fonte: (ANEEL, 2022).

A proposta da tese é considerar a reatância de magnetização na definição dos transformadores. As seguintes justificativas são apresentadas: 1) impacto nas Perdas Técnicas provocados por esta reatância, conforme será apresentado na Seção 6.4; 2) o programa OpenDSS já está preparado para a simulação dos transformadores com este parâmetro; e 3) o cálculo desta reatância é direto e realizado com os valores da norma.

A norma ABNT expressa os valores de perdas no cobre e no ferro em watts, sendo necessária a conversão para valores percentuais, padrão de entrada do programa OpenDSS. Para os transformadores trifásicos, esta transformação é direta, bastando-se converter os valores de perdas em watts para os valores percentuais. Para o transformador monofásico de 3 enrolamentos, também conhecido como transformador monofásico com *tap* central, bastante utilizado pela CEMIG-D e diversas outras concessionárias brasileiras, o programa OpenDSS requer a divisão das perdas entre os três enrolamentos, situação explicada com detalhes na Seção 5 do Anexo 1.

3.4 Conclusões

Neste Capítulo foram apresentados o modelo do SDEE atualmente considerado pela ANEEL para a apuração das Perdas Técnicas e, em seguida, o modelo proposto nesta tese. De forma resumida, o modelo proposto apresenta quatro modificações sobre o modelo padrão ANEEL: 1) a consideração dos bancos de capacitores; 2) a consideração das impedâncias de sequência zero das LDs, cujos parâmetros foram calculados considerando-se um valor médio da resistividade do solo do estado de Minas Gerais; 3) a modelagem dos transformadores de distribuição que considera a reatância de magnetização; e 4) a consideração das Gerações Distribuídas em MT e BT.

A implementação das alterações 1) e 2) utiliza recursos nativos do programa OpenDSS para a simulação de bancos de capacitores e para a consideração da reatância de magnetização dos transformadores de distribuição. Já a inclusão das UGMTs e UGBTs no modelo do SDEE, ainda que o OpenDSS simule estes elementos, até o momento, não há definição do órgão regulador de como estes serão tratados, ainda que o tema tenha sido objeto de Tomada de Subsídio no ano de 2022. Logo, entende-se que a proposta apresentada é inovadora e pioneira, especialmente, na definição de curvas de carga e geração para UCBTs com a presença de UGBTs, separadas por classe de consumo e tipo de dias (úteis, sábado e domingo). Ressalta-se também a proposição 4), de consideração de um valor médio de resistividade do solo do estado

de Minas Gerais para o cálculo dos parâmetros das linhas de distribuição da CEMIG-D que evidenciou um acréscimo médio de 10% nos valores das impedâncias de sequência zero nos principais arranjos de LD de MT. O Capítulo **6 Simulações e Resultados** apresenta os impactos nas PTs decorrentes de cada uma das modificações propostas no modelo do SDEE.

4. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

Este Capítulo apresenta a formulação matemática do PRRD e a sua modelagem como um problema de otimização mono-objetivo restrito. São apresentadas as equações da função objetivo para a minimização das Perdas Técnicas e as equações de restrição de igualdade e desigualdade do problema. Uma vez que o trabalho implementou computacionalmente duas versões distintas do método proposto, serão apresentados dois modelos matemáticos. O primeiro é o modelo matemático implementado em linguagem Matlab, sob o qual foram simuladas as redes de *benchmark*. O segundo é o modelo matemático implementando em linguagem C# utilizado, sob o qual foram simulados os alimentadores reais. Embora similares, há três diferenças essenciais entre os dois modelos: 1) a função objetivo dos alimentadores reais expressam as perdas em energia; e 2) nos alimentadores reais, há a adição da restrição de tensão que visa garantir que a carga manobrada seja energizada por um nível de magnitude de tensão igual ou superior ao nível original, anterior à manobra. 3) nos alimentadores reais não é verificada as restrições não-críticas de nível de tensão e de corrente, conforme será justificado na Seção 4.2.

4.1 Formulação matemática do problema - redes de benchmark

Conforme apresentado no Capítulo 2, a filosofia de planejamento dos SDEEs propõe alimentadores radiais nas suas condições de operação (WILLIS, 2004) com equipamentos que permitam a interconexão entre outros alimentadores e a abertura de trechos. Estes equipamentos podem ser chaves facas, religadores a vácuo, chaves SF₆, podendo eles serem telecomandados ou não. Como a reconfiguração do sistema é realizada por meio da abertura e fechamento destes equipamentos, uma modelagem que leve em conta os estados (ligado/desligado) assumidos por estes equipamentos é recomendada.

Assim, define-se um vetor de estados binário, X , onde cada elemento x_{kj} representa uma variável binária que determina se a Linha de Distribuição entre as barras k e j está fechada ou aberta. Por exemplo, $x_{kj} = 0$ representa a linha aberta e $x_{kj} = 1$ representa a linha fechada. Assim, o vetor X , expresso pela Equação (9) é capaz de representar a configuração das linhas do SDEE.

$$X = [x_{kj}, \dots, x_{Nl}]$$

$$x_{kj} \in \{0,1\} \quad \forall (kj) \in \Omega_l \quad (9)$$

Em que:

- Nl é o número de linhas;
- Ω_l é o conjunto de linhas do sistema.

Função Objetivo - redes de *benchmark*

A literatura científica apresenta diversas formas de se calcular as perdas de potência ativa em um SDEE. Conforme já mencionado, a execução do método de fluxo de potência sobre uma configuração X do sistema apresenta como resultados os valores de tensões em cada barra e as correntes de cada ramo do sistema, bem como as potências ativas e reativas injetadas em cada barra do sistema. Deste modo, as perdas de potência ativa são apuradas pela soma das potências ativas que entram em uma linha, expresso pela Equação (10). Essa equação é a função objetivo para o modelo das redes de *benchmark*, cuja implementação computacional foi realizada em linguagem Matlab utilizando o programa de fluxo de potência Matpower.

$$PT(X) = \sum_{kj \in \Omega_l} x_{kj} (P_k + P_j) \quad (10)$$

Em que:

- X expressa a configuração do sistema, conforme definido por (9);
- x_{kj} é o estado da linha (aberta ou fechada) entre as barras k e j ;
- P_k potência ativa que entra na barra k , calculada pela Equação (34);
- P_j potência ativa que entra na barra j , calculada pela Equação (34)²⁶;
- Ω_l é o conjunto de linhas do sistema.

Restrições críticas e não-críticas

Normalmente, o PRRD é modelado sujeito a restrições críticas e não-críticas, conforme definido em (BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012). Entre as restrições críticas estão o balanço de potência ativa, o balanço de potência reativa e a garantia da configuração radial do SDEE. Entre as restrições não-críticas estão os limites do nível de tensão (máximos e mínimos) de cada barra e a capacidade máxima de cada linha, também conhecida como ampacidade. A modelagem destas restrições é apresentada a seguir.

²⁶ Observação: aplicando-se as Equações (34) na Equação (10), chega-se à Equação de perdas proposta por (LAVORATO et al., 2012) e muitos outros trabalhos, conforme abaixo:

$$PT(X) = \sum_{kj \in \Omega_l} x_{kj} G_{kj} (V_k^2 + V_j^2 - 2V_k V_j \cos \theta_{kj})$$

Em que:

- G_{kj} é a condutância série da linha entre as barras k e j para $(kj) \in \Omega_l$;
- V_k é a magnitude de tensão na barra k ;
- V_j é a magnitude de tensão na barra j ;
- θ_{kj} é a diferença angular entre os fasores de tensão das barras k e j para $(kj) \in \Omega_l$;

Nesse trabalho optou-se pela apresentação da função objetivo na forma em que as perdas de potência ativa são calculadas, para uma dada configuração, utilizando-se dos valores de potência ativa resultantes da execução do fluxo de potência.

A execução e convergência do método de fluxo de potência garante o atendimento das restrições do balanço de potência ativa e do balanço de potência reativa. As restrições não-críticas de limites de tensão e capacidade máxima de cada linha também são atendidas quando se executa um fluxo de potência ótimo (OPF). A restrição crítica de garantia da configuração radial do SDEE é obtida por meio do método proposto que utilizará algoritmos de grafos conforme apresentado na Seção 5.2.

Balanço de potência ativa

O problema tratado em (10) está sujeito à Lei de Kirchhoff das Tensões, expressa na forma de potência ativa pela Equação (11) (LAVORATO et al., 2012).

$$P_{S_k} - P_{d_k} - \sum_{j \in \Omega_{Bk}} x_{kj} P_{kj} = 0 \quad \forall k \in \Omega_B \quad (11)$$

Em que:

- P_{S_k} é a potência ativa fornecida pela subestação à barra k ;
- P_{d_k} é a demanda de potência ativa na barra k ;
- x_{kj} é o estado da linha (aberta ou fechada) entre as barras k e j ;
- P_{kj} é a potência dissipada entre as barras k e j , dada pela Equação (12);
- Ω_B é o conjunto de barras do sistema;
- Ω_{Bk} é o conjunto das barras conectadas à barra k .

A potência dissipada entre as barras k e j , P_{kj} , é obtida por meio da Equação (34) aplicada somente à barra j adjacente à barra k (EXPÓSITO; RAMOS, 1999) (Veja detalhes no **Anexo 2**).

$$P_{kj} = V_k^2 G_{kj} - V_k V_j (G_{kj} \cos \theta_{kj} + B_{kj} \sin \theta_{kj}) \quad (12)$$

Em que:

- G_{kj} é a condutância série entre as barras k e j ;
- B_{kj} é a susceptância série entre as barras k e j ;
- θ_{kj} é a diferença angular entre os fasores das barras k e j para $(kj) \in \Omega_l$.

Balanço de potência reativa

O problema em (10) também está sujeito à Lei de Kirchhoff das Correntes, expressa na forma de potência reativa, na Equação (13).

$$Q_{S_k} - Q_{d_k} - \sum_{j \in \Omega_{Bk}} x_{kj} Q_{kj} = 0 \quad \forall k \in \Omega_B \quad (13)$$

Em que:

- Q_{S_k} é a potência reativa fornecida pela subestação à barra k ;
- Q_{d_k} é a demanda de potência reativa da barra k ;
- Q_{kj} é a potência reativa dissipada no ramo entre as barras k e j , expressa pela Equação (14).

$$Q_{kj} = -V_k^2 B_{kj} - V_k V_j (G_{kj} \sin \theta_{kj} - B_{kj} \cos \theta_{kj}) \quad (14)$$

Limites do nível de tensão e corrente

As restrições de desigualdade correspondentes aos níveis de tensão nos barramentos são definidas conforme proposto por (LAVORATO et al., 2012). As tensões devem respeitar os limites prescritos na Equação (15) e as correntes não devem ultrapassar a ampacidade I_i^{max} de cada ramo i , conforme estabelece a Equação (16).

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max} \quad \forall k \in \Omega_B \quad (15)$$

$$I_i \leq I_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_l \quad (16)$$

Em (15), Ω_B é o conjunto de barras do sistema, V_k é o módulo da tensão da barra k , que tem a ela associado um valor nominal (V_k^{nom}), um valor máximo (V_k^{max}) e um valor mínimo (V_k^{min}), ambos estabelecidos por normas regulatórias (ANEEL, 2018b). Em (16), I_i^{max} é o valor da ampacidade de cada linha e Ω_l é o conjunto de linhas de distribuição do SDEE.

Estrutura radial do sistema

O problema está sujeito também à restrição de igualdade que representa a radialidade da rede de distribuição que estabelece que o número de ramos fechados ($x_{kj} = 1$) deve ser igual a $N_B - 1$, onde N_B é número de barras do sistema, conforme expressa a Equação (17).

$$\sum_{(kj) \in \Omega_l} x_{kj} = N_B - 1 \quad \forall (kj) \in \Omega_l \quad (17)$$

Conforme exposto por (LAVORATO et al., 2012), a restrição dada por (17) representa uma das condições necessárias, porém não suficiente, para garantir a radialidade do sistema. É ainda necessário garantir a totalidade das barras energizadas e isto é garantido pela restrição representada pela Equação (15). A verificação desta restrição será realizada por meio de um algoritmo que utiliza a teoria de grafos, conforme será detalhado na Seção 5.2 Aplicações da teoria de grafos ao PRRD.

4.2 Formulação matemática do problema – alimentadores reais

No modelo matemático para os alimentadores de distribuição reais, a função objetivo e as restrições do problema são modificadas, conforme exposto adiante.

Função objetivo (alimentadores reais)

A Equação (10) é a função objetivo do modelo das redes de *benchmark* (Matlab/Matpower). Para as redes de distribuição reais (C#/OpenDSS), foi utilizado o recurso de curvas típicas (objeto *loadShape*, no OpenDSS) para representar a variação da carga (e da geração) ao longo de 24 patamares horários. Assim, o resultado de uma simulação, denominada fluxo de potência diário²⁷, representa as perdas de energia neste intervalo. Desta forma, a Equação que representa a função objetivo para o modelo das redes de distribuição reais é:

$$PT_e(X) = \sum_{n=1}^{24} PT(X, n) \quad (18)$$

Em que:

- X expressa a configuração do sistema, conforme definido por (9);
- $PT(X, n)$ são as perdas de energia para uma configuração X do sistema, no patamar horário n , de um dia útil²⁸.

O termo $PT(X, n)$, por sua vez, é definido pela Equação (19). Esta Equação foi definida por meio de inspeção do código fonte do programa OpenDSS e considera as perdas nas linhas de Média Tensão e Baixa Tensão, bem como as perdas nos transformadores e demais equipamentos de conversão de energia, como bancos reguladores de tensão e reatores.

$$PT(X, n) = \sum_{k,j \in \Omega_b} x_{kj} P_{kj}(X, n) \quad (19)$$

Em que:

- x_{kj} é o estado da linha (aberta ou fechada) entre as barras k e j ;
- Ω_b é o conjunto de barras do sistema. Observação: diferentemente da Equação (10) que realiza o somatório sobre o número de linhas Ω_l das redes de *benchmark*, o OpenDSS realiza o somatório sobre o número de ramos do alimentador real.
- $P_{kj}(X, n)$ é uma função que calcula a perda técnica do ramo kj que pode representar tanto uma linha de MT ou BT²⁹ como um elemento de entrega de energia (i.e. transformadores ou reguladores de tensão).

²⁷ Mais especificamente, trata-se de uma *Quasi-static Time Simulation* (QSTS), cujos detalhes são encontrados no **Anexo 2 – Teoria de fluxo de potência**.

²⁸ Aqui, o modelo de reconfiguração para redes reais propõe, por meio da minimização da Equação (18), a otimização das perdas de energia de um dia útil. Uma vez que a quantidade de dias úteis em um mês é sempre superior ao número de sábados e domingos, a configuração de rede obtida para um dia útil automaticamente também minimiza as perdas de energia mensais, obtidas por meio da simulação de três FP diários, representando um dia útil, um sábado e um domingo e a ponderação dos resultados de cada fluxo pelo número de ocorrência destes dias no mês.

²⁹ Ressalta-se que o OpenDSS não difere as linhas de Média Tensão das linhas de Baixa Tensão, representando todo o sistema de distribuição com uma única matriz de admitâncias. Para mais detalhes, veja (ROCHA; RADATZ, 2017).

No primeiro caso, a função interna do OpenDSS apura somente a perda série do modelo de linha. No segundo caso, a função do OpenDSS computa tanto as perdas no cobre (representadas pelas impedâncias série do modelo "T" apresentado na Subseção 3.3.6, como as perdas a vazio (representadas pela impedância *shunt*).

Restrição do nível de tensão antes e depois da manobra

A restrição expressa pela Equação (20) estabelece que o módulo da tensão V_{NCA} , na chave normalmente fechada (NF) após a realização da reconfiguração, seja igual ou superior à magnitude de tensão V_{NCB} , na chave NF original a ser aberta pela reconfiguração. Isto garante que a operação de chaveamento não piorará a tensão de alimentação das cargas manobradas.

$$V_{NCA} \geq V_{NCB} \quad (20)$$

Onde:

V_{NCA} : módulo da tensão na nova chave NF proposta;

V_{NCB} : módulo da tensão na chave NF original.

Restrições de nível de tensão e de ampacidade

As restrições de nível de tensão e ampacidade expressas pelas equações (15) e (16) não foram implementadas no modelo de otimização para as redes reais. A seguinte justificativa é apresentada: o programa OpenDSS, utilizado para apurar as perdas de energia dos alimentadores reais, não implementa um fluxo de potência ótimo capaz de lidar internamente com estas restrições. Uma alternativa seria a verificação *a posteriori* se a solução encontrada viola as restrições de tensão e corrente, de modo semelhante à verificação da configuração radial. Entretanto, esta opção também não foi considerada pelos seguintes motivos: é bastante comum em alimentadores reais a existência de barras com a tensão abaixo da tensão crítica, isto é, abaixo de 0,90 p.u., principalmente no horário de pico. Deste modo, caso fosse implementada, a restrição de tensão necessitaria ser flexibilizada³⁰. Com relação à restrição de corrente, os alimentadores reais são planejados para operarem em situações normais com uma corrente de 60% da capacidade máxima da linha (WILLIS, 2004), exatamente para suportarem as manobras em situações de contingência (e.g. restauração da rede devido à uma falta).

Entretanto, idealmente sugere-se a verificação do limite de corrente em trabalhos futuros. Já a restrição do nível de tensão antes e depois da manobra, apresentada anteriormente, cumpre em parte o papel de verificação de tensão. Dito de outra forma, ainda que existam barras com tensões críticas ou precárias no alimentador real, a restrição de tensão nas chaves NFs garante, pelo menos, a melhoria do nível de tensão da carga reconfigurada.

³⁰ Em verdade, nos "casos-base" de alimentadores reais é comum a existência de cargas desenergizadas devido aos mais diversos motivos, tais como: obras em andamento, redes normalmente desenergizadas (e.g. travessia de rios).

4.3 Comentários e conclusões

Os seguintes comentários são realizados sobre a restrição proposta pela Equação (20). Sem esta adição, a aplicação da formulação mono-objetivo, conforme proposta pela Equação (10), em SDEEs com a presença de cargas dependentes do nível de tensão e/ou equipamentos de regulação de tensão, leva a resultados desfavoráveis, onde as perdas são minimizadas por meio da diminuição do nível de tensão ou até mesmo, a resultados normalmente indesejáveis, como, por exemplo, o *by-pass* de bancos reguladores de tensão³¹. Dito de outra maneira, em sistemas cuja carga é modelada como 100% potência constante (P), a melhoria do nível de tensão nas barras leva a uma diminuição da corrente nestas barras, e por consequência, a uma diminuição do nível de perdas. Contudo, o mesmo não ocorrerá em sistemas com cargas dependentes do nível de tensão. De fato, a técnica conhecida como *Conservation Voltage Reduction* é baseada neste princípio e a sua eficiência depende do modelo de carga (TRACTEBEL, 2015). Apesar de terem o mesmo objetivo – a redução de perdas – os contextos de aplicação são diferentes, pois aqui a diminuição do nível de tensão do bloco de carga manobrado não é desejada. Nos trabalhos sobre CVR, o nível de tensão geralmente é alterado no transformador da SE ou em BRTs ao longo do alimentador.

A Figura 16 ilustra o *by-pass* de BRTs por meio das chaves de *by-pass* que geralmente são modeladas nos alimentadores reais, caso não houvesse a adição da restrição de nível de tensão expressa pela Equação (20).

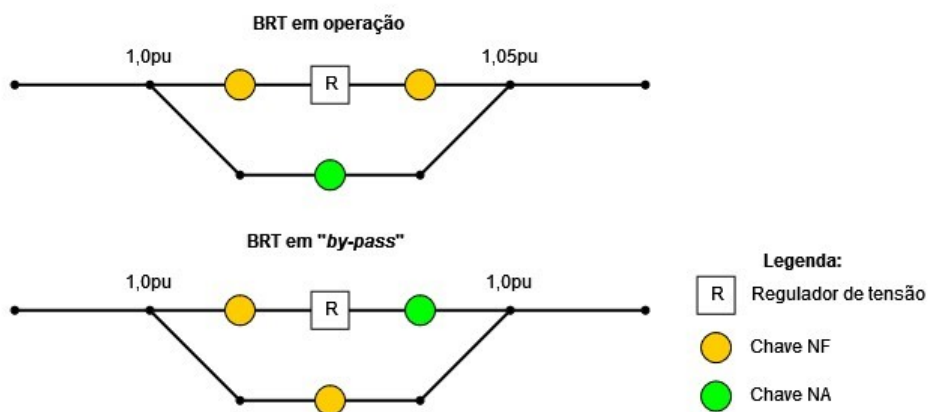


Figura 16 – Representação de um BRT e suas chaves de *by-pass*. O sentido do Fluxo de Potência é da esquerda para direita. Fonte: autor.

Na Seção 6.3 **Aplicação da IBE em SDEE reais** será apresentado um estudo de caso em um alimentador real, exemplificando a contribuição da adição da restrição do nível de tensão antes e depois da manobra. A adição desta restrição é uma inovação proposta neste trabalho, na medida em que a literatura científica, com raras exceções, não aborda este ponto específico da aplicação da formulação mono-objetivo em sistemas

³¹ Menciona-se o artigo (SINGH; MISRA, 2012) que analisou os modelos de carga em RRD. O trabalho conclui que a omissão do modelo de carga pode levar a formulações errôneas do PRRD. Entretanto, o trabalho não abordou o problema do *by-pass* dos equipamentos de regulação de tensão abordado nesta tese.

com cargas dependentes do nível de tensão e o mesmo é essencial para a obtenção de resultados positivos em alimentadores de distribuição reais.

5. ITERATIVE BRANCH EXCHANGE

Este Capítulo apresenta a *Iterative Branch Exchange* (IBE), metodologia originalmente desenvolvida neste trabalho para a resolução do PRRD. O desenvolvimento dessa metodologia foi em parte motivado pelos bons resultados obtidos na utilização da heurística *Branch Exchange* (BE) na resolução do problema de reconfiguração de redes de distribuição (PRRD), publicados em quatro trabalhos: (RAJU; BIJWE, 2008), (RAJU; BIJWE, 2008), (Gupta et al., 2012), (Mohd Zin et al., 2013) e (MACEDO, L. H. F. P., 2015). Para melhor compreender a metodologia proposta são necessários conhecer alguns conceitos de computação evolucionária, conceitos da teoria de grafos aplicados ao problema RRD, a própria heurística *Branch Exchange* e, por fim, conceitos da análise de agrupamento. Estes temas são abordados a seguir.

5.1 Computação evolucionária

A computação evolucionária remonta à década de 1950, quando surgiu a ideia de se utilizar os conceitos da evolução de Darwin para a solução de problemas. Porém, de acordo com (DAS; SUGANTHAN, 2011), somente a partir da década de 60, é que surgem os primeiros algoritmos propostos na literatura empregando esses conceitos: Programação Evolucionária (EP) introduzida por (FOGEL; OWENS; WALSH, 1966) nos EUA, Estratégias Evolucionárias (ES) introduzidas por (RECHENBERG, 1973) e (SCHWEFEL, 1977) na Alemanha e Algoritmos Genéticos introduzido por John Henry Holland da Universidade de Michigan (HOLLAND, 1975). O termo Algoritmo Genético foi, segundo (GOLDBERG; HOLLAND, 1979), primeiramente utilizado na dissertação de (BAGLEY, 1967).

Em um AG clássico, processa-se uma população de indivíduos, onde cada indivíduo, por meio de uma codificação específica, representa uma possível solução em termos das variáveis de otimização do problema. Ao longo do processo iterativo, estes indivíduos sofrem operações genéticas, como cruzamento e mutação que simulam a genética natural, e ainda passam pelo processo de seleção, que simula a teoria da evolução de Darwin. Assim, essas soluções candidatas são modificadas e evoluídas até que o processo termine por algum critério de parada. Na literatura, o algoritmo que contém um método de seleção e os operadores de cruzamento e mutação é conhecido como *Simple Genetic Algorithm* (SGA) e foi descrito por (Goldberg, 1989).

O PRRD possui características de ser não-diferenciável, não-linear e de natureza combinatória. Essas características privilegiam a escolha de técnicas meta-heurísticas para a solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição – PRRD. Entre as técnicas mais aplicadas à solução do PRRD encontram-se as meta-heurísticas evolucionárias, dentre as quais, os Algoritmos Genéticos (MISHRA; DAS; PAUL, 2017). A metodologia proposta e desenvolvida neste trabalho utilizou-se de conceitos importantes das meta-heurísticas evolucionárias, como a evolução da população ao longo das gerações e o elitismo³².

³² O elitismo consiste na preservação do melhor indivíduo da população na geração subsequente, o que melhora o desempenho do AG, uma vez que evita que a melhor solução encontrada seja perdida devido à alguma operação realizada (Goldberg, 1989).

Nos AGs, a aplicação dos operadores genéticos mencionados (ou outros operadores especificamente desenvolvidos para o problema) sobre os indivíduos da população, gera novos indivíduos que são avaliados e selecionados para constituírem uma nova população, evoluindo-a de geração em geração, normalmente em direção ao ótimo global do problema.

5.2 Aplicações da teoria de grafos ao PRRD

Conforme mencionado na Subseção **2.5 Reconfiguração do SDEE**, diversos trabalhos aplicam a teoria de grafos ao problema de reconfiguração do SDEE. Nesta Seção, são apresentados os detalhes da aplicação da teoria de grafos ao problema de reconfiguração do SDEE utilizada neste trabalho. Inicialmente, será apresentada como a conectividade do SDEE foi modelada por meio de um grafo, situação que permitirá a utilização de algoritmos clássicos da teoria de grafos, com os seguintes propósitos:

- Criação de redes radiais;
- Verificação da configuração radial de um SDEE;
- Extração de subgrafos de um grafo.

5.2.1 Modelagem da conectividade do SDEE

É natural que a conectividade do SDEE, isto é, como a estrutura física e os elementos do sistema (linhas de distribuição, equipamentos e cargas) estão conectados, seja modelada computacionalmente como um grafo. Uma das maneiras é representar a conectividade do SDEE como um grafo, por meio de uma matriz esparsa, conhecida como matriz de adjacências. Cada aresta do grafo é armazenada na matriz de adjacência, onde os 2 nós são as coordenadas (linha e coluna) do elemento na matriz. Para a representação da conectividade do SDEE basta que sejam utilizados pesos unitários para cada aresta do grafo, conforme exemplificado na Figura 17, item c).

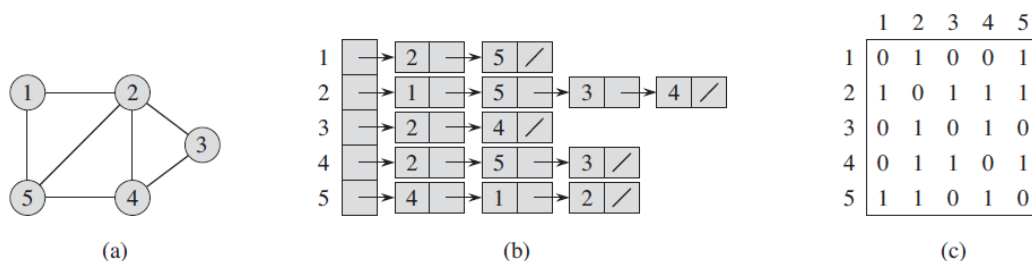


Figura 17 - a) Grafo G com 5 vértices e 7 arestas b) representação do grafo G por meio de listas de adjacência c) representação do grafo G por meio de matriz de adjacência (CORMEN et al., 2009).

Para os alimentadores de distribuição reais simulados, optou-se por representar o grafo de conectividade somente com a rede trifásica de MT, pois a rede monofásica MT apresenta pouquíssimas possibilidades de manobras, devido ao reduzido número de chaves NAs. Já a rede de BT da CEMIG-D não possui chaves ou outros equipamentos de manobra, impossibilitando a reconfiguração destes circuitos e, logo, tornando dispensável a representação da conectividade da BT. Ainda, a rede BT da CEMIG-D permite a ocorrência de malhas o que, neste caso, impossibilitaria a utilização do grafo de conectividade para a verificação da configuração radial, conforme será explicado adiante.

5.2.2 Criação de redes com configuração radial

Ainda que o método desenvolvido nesta tese não necessite de uma população inicial e realize a minimização das perdas partindo-se da configuração inicial do sistema, esta Seção apresenta as contribuições da teoria de grafos para a criação de redes com configuração radial, tão necessárias às meta-heurísticas baseadas em populações. Assim, a criação de indivíduos que representem o SDEE por meio de configurações radiais pode ser obtida por meio da utilização de algoritmos de *Minimum Spanning Tree* (MST) de um grafo, como os algoritmos de (KRUSKAL, 1956) e (PRIM, 1957). A ideia é simples: inicializa-se o grafo que representa a conectividade do SDEE, porém com todas as chaves NAs fechadas e todas as arestas com pesos aleatórios. Em seguida, executa-se um algoritmo de MST sobre este grafo, obtendo-se um indivíduo representando uma configuração radial. Em seguida, executa-se um fluxo de potência para verificar a convergência e a factibilidade deste indivíduo. Técnicas semelhantes foram propostas nos trabalhos de (AMASIFEN; MANTOVANI; ROMERO, 2005), (CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008), (ALONSO, F. R.; OLIVEIRA; SOUZA, 2015) e (AHMADI; MARTÍ, 2015). Neste último, além da garantia da configuração radial, a MST é utilizada para a minimização das perdas, com a utilização dos valores das correntes obtidas na execução do FP como pesos das arestas.

Os trabalhos de (BARBOSA, C. H. N. D. R., 2012) e (MACEDO, L. H. et al., 2018) ressaltam a importância do Teorema Matriz-Árvore de Kirchhoff que estabelece o número de árvores (*spanning trees*) que podem ser geradas por um grafo, isto é, dito de outra forma, o número de configurações radiais do SDEE representado por este grafo. O Teorema estabelece que o número de árvores geradoras de um grafo G é dado pelo determinante de qualquer cofator da matriz Laplaciana L representativa deste grafo (HARRIS; HIRST; MOSSINGHOFF, 2008), obtida por meio da Equação (21).

$$L = D - A;$$

Em que:

(21)

- D é a matriz de grau do grafo G ;
- A é matriz de adjacências do grafo G , definida anteriormente.

A matriz de grau D é definida de acordo com a Equação (22).

$$D_{ij} = \begin{cases} \deg(v_i) & \text{se } i = j \\ 0 & \text{c. c.} \end{cases}$$

Em que:

(22)

- $\deg(v_i)$ é o grau do vértice i . Na teoria de grafos, o grau de um vértice é o número de arestas que incidem neste vértice (HARRIS; HIRST; MOSSINGHOFF, 2008).

Já o cofator i, j de uma matriz M é dado pela Equação (23).

$$(-1)^{i+j} \det (L(i|j))$$

(23)

Em que:

- $\det (L(i|j))$ é o determinante da matriz formada pela exclusão da linha i e da coluna j da matriz M .

Assim, aplicando esta teoria às redes de *benchmark* analisadas neste trabalho, é possível determinar o número de configurações radiais que representa o tamanho do espaço de busca do PRRD. A Tabela 12 apresenta estes valores para os sistemas estudados na tese.

Tabela 12 – Número de configurações radiais dos SDEEs. Fonte: autor.

Sistema	16	33	69	84	119	136
Nº Chaves	16	37	74	96	133	156
Nº Conf. Radiais	190	50.751	3,760e5	4,989e14	4,032e15	2,269e18

5.2.3 Verificação da configuração radial de um SDEE

Com a conectividade do SDEE modelada como um grafo, a tarefa de verificar se o mesmo é radial ou não, é bastante facilitada e pode ser obtida de diversas maneiras. Uma delas é por meio do algoritmo de *Minimum Spanning Tree* – MST, mencionado no tópico anterior. Se o grafo que modela a conectividade do SDEE e a MST possuírem o mesmo número de arestas, o grafo representa uma configuração radial. Para os casos em que existam mais de um alimentador no grafo, deve ser realizada a conexão dos alimentadores à uma barra comum.

A verificação da configuração radial (ou radialidade) também pode ser obtida por meio do algoritmo de busca *Depth-first Search* (DFS), conforme apontado por (PEREIRA, E. C., 2014) e (RAUT; MISHRA, 2017). Neste caso, inicialmente deve-se executar a busca em profundidade a partir do nó inicial do SDEE. Em seguida, deve-se analisar o retorno do algoritmo, verificando se algum dos nós é visitado por uma aresta de retorno (*back-edge*)³³.

Outra maneira de verificar a configuração radial é por meio da matriz de incidência *Branch-Bus* (*Branch-Bus Incidence Matrix* – BBIM) do grafo que representa a conectividade do SDEE, conforme apontado primeiramente por (ELDURSSI; O'CONNELL, 2015) e de maneira muito similar por (TRAN; TRUONG; VO, 2020). Em ambos os casos, é necessária a remoção da coluna correspondente ao nó de referência e a remoção das linhas das chaves NAs, resultando em uma matriz quadrada. O primeiro trabalho apontou que o sistema será radial se o posto da matriz resultante for igual ao número de ramos menos o número de ciclos fundamentais³⁴. Já (TRAN; TRUONG; VO, 2020) apontou que a configuração será radial se o determinante desta matriz for igual a ± 1 . A relação entre radialidade e o determinante da matriz de incidência também foi apontada por (ZHU, M.; ARABI NOWDEH; DASKALOPULU, 2023).

A função de verificação da radialidade do grafo criada nesta tese, baseou-se no algoritmo de MST de (KRUSKAL, 1956), mencionado no tópico anterior. A justificativa para a escolha deste algoritmo baseia-se em dois pontos: 1) a sua disponibilidade nas bibliotecas utilizadas e 2) para as dimensões dos SDEEs analisados, pouca diferença faria, caso fosse utilizado outro algoritmo de MST, como o algoritmo de Prim. Além da

³³ A existência de uma aresta classificada como *back-edge* implica na existência de um ciclo no grafo (CORMEN et al., 2009).

³⁴ O posto (ou na língua inglesa, *rank*) corresponde ao número de linhas ou colunas linearmente independentes da matriz. Já o número de ciclos fundamentais é igual ao número de ciclos – 1.

verificação da configuração radial, a função também verifica outra condição importante, a totalidade de energização das cargas, tarefa resolvida por meio do algoritmo DFS.

Finalmente, ressalta-se que o método desenvolvido necessita de poucas chamadas da função de verificação da radialidade, uma vez que a IBE cria poucos indivíduos por iteração. O número de chamadas da função será apresentado na Seção 1 do **Anexo1**. Convém mencionar que alguns trabalhos da literatura apresentam métodos que não necessitam verificar se a configuração é radial ou não. Entretanto, pondera-se que esta tarefa não é computacionalmente dispendiosa, quando comparada, por exemplo, a uma execução de fluxo de potência.

5.2.4 Extração de subgrafos de um grafo

Para a implementação da heurística de Busca Local *Branch Exchange* é necessária a extração do subgrafo contendo o ciclo a ser analisado do grafo que modela a conectividade do SDEE. Esta extração pode ser obtida de diversas formas. Uma delas é a aplicação de algoritmos de menor caminho, como o clássico algoritmo de (DIJKSTRA, 1959). Assim, o menor caminho entre as 2 extremidades (ou nós, de acordo com a terminologia da teoria de grafos) de uma chave normalmente aberta (NA) é o ciclo que é formado com o fechamento desta chave. Os primeiros trabalhos a utilizarem este algoritmo foram (SUDHAKAR et al., 2004), (HU et al., 2009), (HEMALATHA; VALSALAL, 2011) aplicado no contexto de restauração do serviço (CIDINEY, 2011) e na minimização de Perdas Técnicas. Outra maneira de identificar e extrair o subgrafo com o ciclo é por meio da teoria de redes lineares que estabelece a relação entre a matriz de incidência do grafo e a sua matriz de circuitos fundamentais, conforme detalhado por (BORGES, 2012).

Convém ressaltar que, diferentemente das redes de transmissão que frequentemente operam em malhas, os SDEEs têm sua estrutura radial. Assim, qualquer algoritmo capaz de caminhar em um grafo é suficiente para extrair o ciclo formado pelo fechamento de uma chave NA.

5.3 Heurística *Branch Exchange*

A heurística *Branch Exchange* (BE) ou permutação de ramos foi descrita tanto no trabalho de (CIVANLAR et al., 1988) quanto em (BARAN, M. E.; WU, 1989), sendo denominada *Branch Exchange* neste último. Inicialmente, a heurística executa o fechamento de uma chave de interconexão normalmente aberta (NA), criando propositadamente um ciclo ou “loop” no SDEE analisado. Em seguida, uma chave normalmente fechada (NF), que resulte numa configuração de menor perda técnica para o ciclo em análise, é aberta, mantendo-se a estrutura radial da rede. O procedimento é repetido para cada chave NA do SDEE.

A escolha da chave NF, após a formação do ciclo, que deve ser aberta, pode ser feita utilizando diversos critérios, como, por exemplo: i) uso de algoritmos para percorrer o ciclo a partir de um dos vértices da chave NA e a execução do fluxo de potência para cada configuração obtida; ii) utilização dos resultados da análise do fluxo de potência sobre a configuração original e adoção dos valores das correntes nos ramos do ciclo como critério para a escolha da chave NF que será aberta (PENG; LOW, 2013); e iii) utilização do método proposto por (M. E. Baran & Wu, 1989), e que será descrita adiante, na Seção 5.4 - **Avaliação da fitness**.

O trabalho (CIVANLAR et al., 1988) sugere que a BE deve percorrer o *loop* no sentido da maior queda de tensão. Essa informação pode ser obtida do resultado da análise do fluxo de potência executado sobre a configuração original. Esta tese também utilizou esta abordagem, uma vez que ela apresentou melhores resultados relativos ao número de avaliações de fluxo de potência (NFP) quando comparados à escolha aleatória do sentido de realização da BE. Os resultados desta comparação estão publicados na Seção 1 do **Anexo 1**.

A Figura 18 ilustra a aplicação da BE sobre a rede de 16-barras. Inicialmente, a rede está na configuração original e escolhe-se uma das três chaves NA (**s4**, **s11** ou **s13**) para a aplicação da BE. Supondo-se que a chave **s4** tenha sido escolhida, fecha-se esta chave, formando temporariamente um loop e verifica-se se existe outra chave que ao ser aberta apresente menor perda técnica. Neste caso, a chave **s6** apresenta a menor PT e, portanto, será escolhida como a nova chave NA. A BE é então repetida para as outras chaves NAs, **s11** e **s13**, chegando-se na configuração ótima da Figura 18.

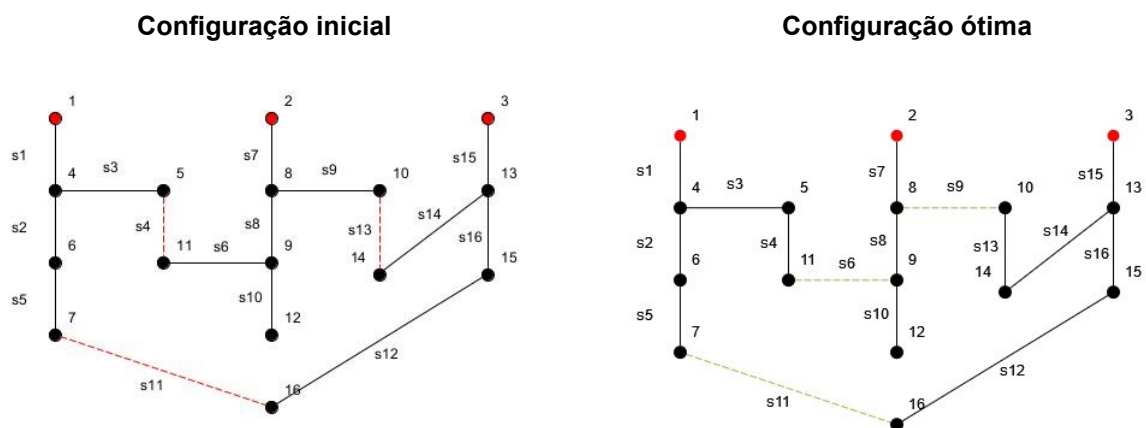


Figura 18 – Rede de 16-barras. Fonte: autor.
 Chaves NAs na configuração inicial: **s4**, **s11**, **s13**.
 Chaves NAs na configuração ótima: **s6**, **s11**, **s9**.

Observa-se que a chave **s11** manteve-se como chave NA tanto na condição inicial como na final. Esta situação, de alguma chave NA não ser alterada durante a BE é comum nas redes analisadas neste trabalho. Por exemplo, na rede de 33 uma chave NA permanece inalterada. Já na rede 69-barras, duas chaves NAs permanecem inalteradas; na de 84-barras, cinco chaves NAs; na de 119-barras, três chaves NAs e, por fim, na de 136-barras, doze chaves NAs ficam inalteradas (de um total de vinte e uma chaves). Este fato foi um direcionador para a utilização de heurísticas e meta-heurísticas que utilizam a configuração inicial como ponto de partida para a busca de melhores soluções, bem como para a utilização de estratégias de busca local neste trabalho.

5.4 Avaliação da *fitness*

A etapa de avaliação da *fitness* consiste em avaliar a qualidade dos novos indivíduos criados pela IBE. Para as redes de *benchmark*, o valor de *fitness* de cada indivíduo será a perda de potência ativa da configuração

representada por este indivíduo, expressa pela Equação (10). Já para as redes de distribuição reais, o valor da fitness será a perda de energia em um dia útil expressa pela Equação (18). Neste trabalho, tanto as perdas de potência, como as perdas de energia são calculadas pelo método de fluxo de potência. Na medida em que uma simulação de fluxo de potência calcula as tensões em todas as barras e as correntes em todas as linhas do sistema, o cômputo das Perdas Técnicas, por meio das equações (10) e (18) é possibilitado. Para a avaliação da fitness das redes de *benchmark*, o trabalho utilizou o programa de FP Matpower (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2011) e a metodologia IBE implementada em linguagem Matlab. Neste caso, o cálculo da *fitness* é realizado por meio da Equação (10). Para a análise das redes de distribuição reais, o trabalho utilizou o programa de FP OpenDSS (EPRI, 2023), acessado por meio de uma customização desenvolvida em linguagem C#. Neste caso, o cálculo da *fitness* é realizado por meio da Equação (18). Ambos os programas serão detalhados no **Anexo 2**.

Uma alternativa à execução do fluxo de potência é a metodologia proposta por (BARAN, M. E.; WU, 1989) que apresenta uma Equação que permite estimar a redução de perdas devido à uma troca de ramos (*Branch Exchange*). O artigo também apresenta as conhecidas *simplified DistFlow equations* que permitem estimar o fluxo de potência em uma rede radial, com as seguintes premissas simplificadoras: 1) não se consideram as variações de tensão no ciclo, assumindo que todas as barras possuem nível igual 1,0 p.u.; 2) desconsideram-se as perdas nos ramos, denominados de “termos quadráticos” no artigo original; e 3) não se considera a parte do sistema que não pertence ao ciclo analisado.

Como um dos objetivos centrais desta tese é minimizar as redes com um método eficiente computacionalmente e, portanto, com reduzido NFP, o trabalho também implementou a Equação de Baran&Wu, com uma inovação: os níveis de tensão das barras do ciclo foram incorporados na Equação de Baran&Wu, sendo denominada de agora em diante Equação modificada de Baran&Wu. O desenvolvimento de ambas as equações é apresentado na Seção 3 do **Anexo 1**. Especialmente, esta alteração possibilitou a minimização da rede de 84-barras, já que a aplicação da Equação na forma original possibilitava somente a minimização das outras quatro redes de *benchmark* analisadas neste trabalho.

Assim, uma vez que a aplicação da Equação dispensa a necessidade de uma simulação de fluxo de potência a cada Branch Exchange, as redes de *benchmark* foram minimizadas com um número de NFP ainda menor, conforme será apresentado no Capítulo 6³⁵. Entretanto, após a análise de todos os ciclos, é necessária a simulação do fluxo de potência (isto é, a avaliação da *fitness*) sobre os novos indivíduos radiais, conforme o **Pseudocódigo da IBE**, apresentado na próxima Seção.

³⁵ Implementou-se 2 opções (ou parâmetros) na IBE: 1) utilização da Equação modificada de Baran & Wu ou 2) a cada troca de ramos, a execução de um fluxo de potência sobre toda a rede. As diferenças, em NFP, serão apresentadas no Capítulo 6.

5.5 Iterative Branch Exchange

A metodologia proposta neste trabalho consiste na aplicação da heurística BE em um “*loop*” iterativo, deste modo, denominada de *Iterative Branch Exchange* (IBE). Este “*loop*” realiza a função da evolução por meio das gerações de um algoritmo evolucionário, onde uma solução obtida em uma geração pode ser melhorada nas gerações subsequentes. Já a BE aplicada em cada ciclo realiza a função de um operador de busca local ou vizinhança (*Variable Neighborhood Search* - VNS).

Inicialmente, a IBE é aplicada na configuração original da rede, denominada **i0**. Para cada chave NA, aplica-se a BE, conforme descrito na Seção anterior, de maneira sequencial. Para os casos em que a chave NA é alterada, isto é, a BE descobriu uma nova configuração de menor perda, este novo indivíduo, aqui chamado de **i01**, será o ponto de partida para a análise do próximo ciclo/chave NA.

No final do processo, isto é, quando a BE foi aplicada a todos ciclos, os novos indivíduos (e.g. **i01**, **i02**...) têm a configuração radial verificada, conforme explicado na Seção 5.2. Em seguida, é realizada a avaliação da *fitness*. Caso a Equação modificada de Baran&Wu tenha sido utilizada durante a BE, um fluxo de potência sobre toda rede será executado em cada indivíduo. Caso contrário, o fluxo de potência já foi executado durante a BE e não há necessidade de nova execução. Os indivíduos radiais (e seus respectivos valores de *fitness*) são então adicionados ao repositório populacional que inicialmente (isto é, na primeira geração) contém somente a configuração original da rede. Uma função de controle garante a manutenção do tamanho do repositório populacional de acordo com um parâmetro definido, descartando-se os indivíduos menos aptos (i.e. com maior perda técnica).

Na próxima geração, o indivíduo **i0** é atualizado de acordo com o seguinte critério de seleção: escolhe-se o melhor indivíduo (Elite) que, em geração anterior, ainda não tenha sido analisado e gerado novos indivíduos. Caso contrário, escolhe-se o segundo melhor indivíduo e assim por diante³⁶. Este critério elimina a repetição da seleção do melhor indivíduo Elite que já tenha sido analisado e gerado novas configurações, mas com valor de *fitness* superior (i.e. perdas) à sua. Com este critério de seleção, a capacidade exploratória do algoritmo é aumentada e evita-se que o algoritmo fique preso em mínimos locais. A Figura 19 apresenta o fluxograma do método proposto, também sintetizada no algoritmo.

³⁶ Não obstante, convém mencionar que a seleção do 2º indivíduo do repositório ocorre em poucos casos. Com o parâmetro sequência de aplicação da BE igual a maiores ciclos, a seleção do 2º indivíduo ocorre somente na otimização da rede de 119-barras. Este tipo de controle é facilmente implementado por meio de estruturas de dados do tipo *hash*.

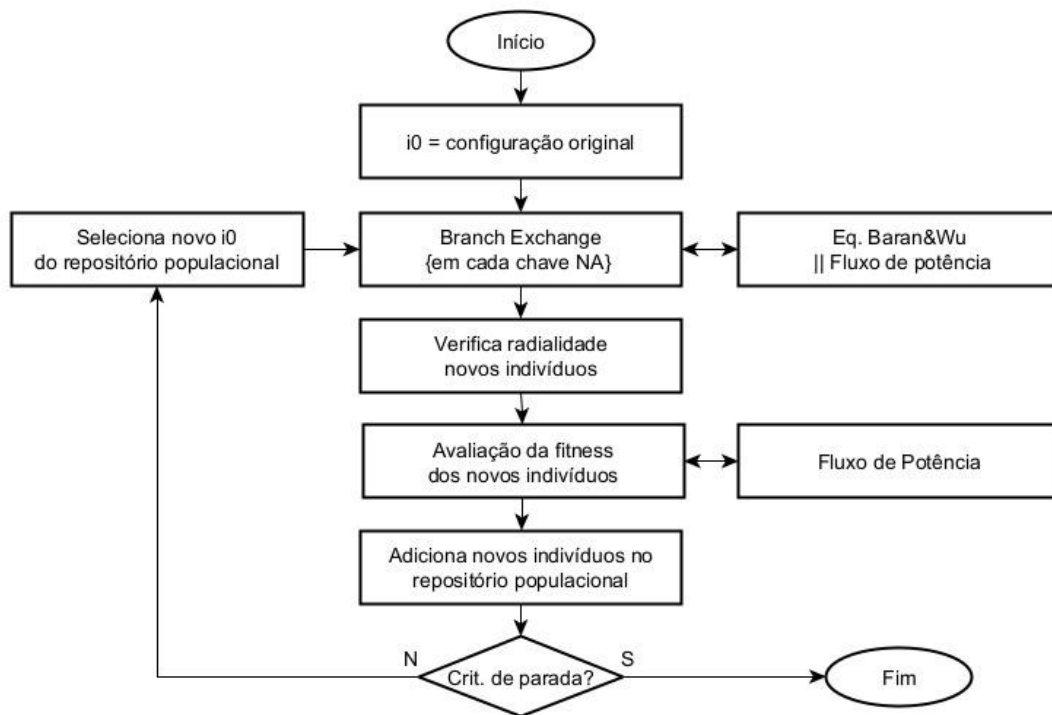


Figura 19 – Fluxograma da *Iterative Branch Exchange*. Fonte: autor.

Critérios de parada da IBE: Foram implementados os três critérios de parada: 1º.) quando o número máximo de gerações é atingido; 2º.) quando não há melhoria do melhor indivíduo Elite por 3 gerações consecutivas. Para a versão da IBE da customização do OpenDSS, implementou-se um 3º. critério de parada que interrompe o algoritmo caso nenhum novo indivíduo (da geração corrente) apresente redução de perdas de energia superior a 2 MWh/mês. O algoritmo da IBE é apresentado a seguir.

Sequência de aplicação da BE

Uma vez que as redes analisadas possuem mais de um ciclo, isto é, mais de uma chave NA, conforme será apresentado na Tabela 14, uma questão que surge é a definição da ordem de aplicação da BE aos ciclos. Novamente, a literatura científica sobre a *Branch Exchange* não apresenta muitas informações sobre este ponto que, não obstante, foi investigado com mais profundidade neste trabalho. Assim, foram desenvolvidas e testadas diversas sequências de aplicação da BE, sendo apresentadas neste texto as seguintes sequências:

- 1) Aplicação da BE primeiro nos maiores ciclos, em número de arestas;
- 2) Aplicação da BE de forma aleatória;
- 3) Aplicação da BE de acordo com os agrupamentos de ciclos.

As justificativas para o desenvolvimento destas sequências são apresentadas a seguir. Ao escolher-se o maior ciclo, em número de arestas, é grande a probabilidade de escolha da maior parte da rede como também que esta parte tenha as maiores perdas. Logo, é racional propor que o processo iterativo comece com estes ciclos. Por outro lado, a aplicação de forma aleatória baseia-se no princípio de aumentar a capacidade exploratória estocástica, típica das meta-heurísticas evolucionárias. Já aplicação da BE de acordo com o agrupamento dos ciclos, conforme será explicado na Seção 5.6 é, por assim dizer, uma maneira mais

"inteligente" de aplicação da BE motivada pelo fato de que, até então, a IBE apresentava baixo desempenho na resolução das redes de 119 e 136-barras. Na Subseção 1.3 do **Anexo 1** será apresentado um experimento que compara estas sequências de aplicação da BE nos ciclos.

Pseudocódigo da IBE

Entradas:

maxGer → Máximo número de gerações.

maxPop → Tamanho máximo do repositório populacional (*repPop*).

seqBE → Sequência de aplicação da **BranchExchange** {*tamCiclo*, *aleatório*, *grupoCiclos*}

ladoBE → Lado de aplicação da **BranchExchange** {*maiorQueda*, *aleatório*}

Saídas:

fitness → Vetor com resultado da *fitness* (perdas) do repositório populacional.

Início

$g \leftarrow 1$

(Inicialização contador de gerações)

repPop, *i0* ← **ConfiguraçãoOriginal()**

(Atribui conf. original ao *repPop* e ao ind. corrente)

Enquanto ($g \leq \text{maxGer}$) **faça**

(Enquanto critério de parada não for satisfeito)

Para cada *chaveNA* de *i0*

novosInd ← Aplica **BranchExchange**(*seqBE*, *g*)

(Realiza BE de acordo com tipo de sequência e geração)

Fim Para cada.

novosIndRad ← **VerificaRadialidade**(*novosInd*)

(Verifica se as novas configurações são radiais)

novosInd, *fitness* ← **AvaliaFitness**(*novosIndRad*)

(Avalia fitness dos indivíduos radiais)

repPop ← **AddRepPop**(*novosInd*, *maxPop*)

(Adiciona *novosInd* no *repPop*, mantendo *maxPop*)

i0 ← **Seleciona**(*repPop*)

(Seleciona próximo indivíduo, considerando o Elitismo)

$g \leftarrow g+1$

(Incrementa contador de gerações)

Fim Enquanto

5.6 Aplicação da análise de agrupamento ao PRRD

Na literatura científica, a análise de agrupamentos (na língua inglesa, *cluster analysis*) é um termo para um conjunto de métodos que visam agrupar objetos de acordo com suas similaridades, de forma que objetos no mesmo grupo sejam mais parecidos entre si que aqueles em outros grupos (JAEGER; BANKS, 2023).

A literatura científica apresenta trabalhos que aplicam a análise de agrupamento ao PRRD. A abordagem usual é o agrupamento de cargas e no horário de demandas, como em (SALAZAR; GALLEGO; ROMERO, 2006) que aplica a técnica para reduzir o número de dados de entrada da Rede Neural Artificial (RNA) que modela o SDEE; e em (FATHABADI, 2016) que utiliza a *dynamic Fuzzy C-means* (dFCM) para também reduzir os dados de entrada de uma RNA treinada para obter a configuração ótima do SDEE. Esta publicação

apresenta resultados para versões modificadas das redes de 33 e 69-barras. Já os trabalhos de (JI et al., 2021) e (CAO et al., 2022) também aplicam a FCM para agrupar a variação de demanda das cargas e resolver o problema de reconfiguração dinâmica.

Entretanto, a aplicação da análise de agrupamento ao grafo que modela a conectividade do SDEE, conforme proposto nesta tese, é nova na literatura científica. A tese propõe que os ciclos do SDEE – formados com o fechamento das chaves NAs – sejam agrupados de acordo com um critério que determina se um ciclo está contido em outro ciclo. O algoritmo para realizar o agrupamento conforme este critério será explicado adiante.

Inicialmente, como exemplo, a Figura 20 apresenta o grupo formado pelos ciclos gerados com o fechamento das chaves NAs **s145**, **s146**, **s154** e **s155** (representadas por uma linha cheia na cor vermelha) na rede de 136-barras. Nesta figura, a numeração dos nós foi suprimida e em seu lugar apresentado os rótulos das arestas que representam as linhas e/ou as chaves. As chaves NAs de grupos adjacentes (**s138**, **s139**, **s144**, **s148** e **s151**) também estão representadas na Figura 20.

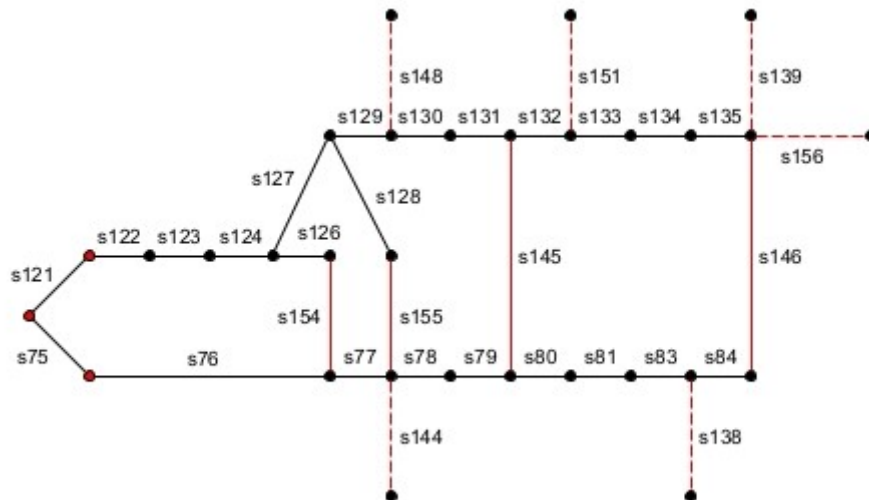


Figura 20 – Grupo nº 4 da rede de 136-barras. Fonte: autor.

Após o agrupamento dos ciclos, a IBE é aplicada a todas as chaves NA de um grupo enquanto as chaves NAs dos outros grupos são mantidas fechadas, retomando a ideia da heurística conhecida como *close-all*³⁷ (SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, 1989). A ideia racional para a aplicação da técnica de agrupamentos baseou-se na suposição que as chaves NAs pertencentes a outros grupos terão menor influência no resultado das perdas do grupo que será analisado³⁸. Os outros ciclos podem pertencer à duas classes: 1) ciclos que não compartilham arestas com o grupo analisado. Neste caso, não terão influência nas perdas do grupo analisado; e 2) ciclos que compartilham arestas com o grupo analisado, mas que foram classificados em grupos

³⁷ A heurística original propõe a execução do FP com todas as chaves NAs fechadas e, em seguida, a abertura da chave NA com a menor corrente.

³⁸ A teoria de circuitos, por meio dos teoremas de Thévenin e Norton, também ajuda a corroborar esta ideia, pois na análise de um grupo, partes dos outros grupos poderiam, por exemplo, ser substituídos por seus equivalentes de Thévenin ou Norton. A ressalva é que os teoremas se aplicam a redes lineares.

diferentes. Neste caso, possivelmente terão menor influência nas perdas do grupo analisado, porque as arestas compartilhadas só podem estar presentes em um dos lados dos ciclos (caso contrário, os ciclos seriam agrupados no mesmo grupo).

Após o agrupamento dos ciclos, o método analisará cada grupo, aplicando a BE em cada ciclo. Novamente, surge a questão sobre a sequência ideal para aplicação da BE. Mas desta vez, de forma duplicada, isto é, “Qual grupo deve ser analisado primeiro?” e “Em cada grupo, qual ciclo deve ser analisado primeiro?”. Sobre primeira questão, a sequência de análise dos grupos não importará, uma vez que a metodologia mantém fechadas as chaves NAs dos ciclos dos outros grupos, de forma que qualquer ordem resultará nos mesmos resultados. Sobre a segunda questão, os melhores resultados foram obtidos com a análise dos maiores ciclos, em número de arestas.

Finalmente, a configuração que apresentou os melhores resultados na minimização das redes de 119 e 136-barras, foi aplicar a IBE convencional nas gerações ímpares (1,3,5, ...) e a IBE com agrupamento de ciclos nas gerações pares (2,4,6,...). Dessa forma, os ciclos que não foram agrupados serão submetidos a BE convencional nas gerações ímpares. A redução do espaço de busca decorre deste arranjo. Por exemplo, na rede de 136-barras, em uma iteração da IBE convencional (na geração ímpar) são realizadas 21 *Branch Exchanges*, uma para cada chave NA. Nas gerações pares, a IBE executará a permutação de ramos somente nos ciclos que foram agrupados, portanto, um número menor que 21 permutações de ramos. A aplicação do agrupamento de ciclos é feita somente nas redes com número de grupos maior ou igual a 3³⁹.

Algoritmo de agrupamento dos ciclos

Uma maneira de se detectar se parte de um ciclo está dentro do outro é comparar as arestas de cada ciclo mais próximas ao nó da subestação⁴⁰. Estas arestas serão denominadas “arestas de alimentação” e se dois ciclos tiverem as mesmas “arestas de alimentação” eles irão pertencer ao mesmo grupo. Como exemplo, na Figura 20, é possível observar que os 4 ciclos formados com fechamento das chaves **s145**, **s146**, **s154** e **s155** terão as mesmas “arestas de alimentação”, **s75** e **s121**. Já o mesmo não ocorre com as chaves NAs **s138**, **s139**, **s144**, **s148** e **s151** que terão uma das “arestas de alimentação” diferente de **s75** ou **s121**.

Por exemplo, a Tabela 13 apresenta os 5 grupos formados pela rede de 136-barras em sua configuração inicial, com destaque, em negrito, para o grupo nº 4 representado graficamente na Figura 20.

³⁹ Assim, o agrupamento não é aplicado às redes de 33, 70-barras que contém somente 1 grupo. Já a rede de 84-barras apresenta 2 grupos, entretanto, a aplicação da BE convencional apresentou melhor desempenho, em NFP, que a aplicação do algoritmo de agrupamento de ciclos. Este fato definiu o critério de se aplicar o agrupamento de ciclos somente em redes com número de grupos igual ou superior a 3. A definição é realizada automaticamente pela IBE que analisa e agrupa os ciclos e decide qual versão será executada.

⁴⁰ Ou ao 1º nó, mais próximo da SE, onde ocorre a primeira bifurcação. Embora esta ressalva seja apenas um detalhe de implementação tratado pelo algoritmo.

Tabela 13 – Chaves NAs da rede de 136-barras em sua configuração inicial agrupados em 5 grupos.

Chave NA Nº	Aresta de alimentação Nº	Aresta de alimentação Nº	Cluster Nº
s141	s85	s39	1
s142	s85	s39	1
s143	s99	s39	2
s153	s99	s39	2
s147	s99	s85	3
s149	s99	s85	3
s150	s99	s85	3
s152	s99	s85	3
s145	s121	s75	4
s146	s121	s75	4
s154	s121	s75	4
s155	s121	s75	4
s148	s121	s85	5
s151	s121	s85	5
s156	s121	s85	5

Observação: de acordo com o critério apresentado, as chaves NAs **s136**, **s137**, **s138**, **s139**, **s140** e **s144** não participam de nenhum grupo, por isto não estão representadas na tabela.

Objetivamente, a identificação das “arestas de alimentação” pode ser realizada por meio de algoritmos de caminho em grafos (na língua inglesa, *graph traversal-algorithms*) sobre o grafo de conectividade do SDEE apresentado na Seção 5.2. Neste trabalho optou-se por utilizar o algoritmo de menor caminho de Dijkstra (DIJKSTRA, 1959), por já estar implementado nas bibliotecas de grafos utilizadas⁴¹.

O agrupamento dos ciclos é resumido em 3 etapas: 1) Duas execuções do algoritmo de menor caminho de Dijkstra entre cada um dos nós da chave NA (neste momento ainda aberta) e ao nó de alimentação, obtendo-se as arestas de cada um dos 2 vértices da chave NA até a SE. 2) Determinação do par de “arestas de alimentação” de cada chave NA, por meio da comparação dos 2 caminhos obtidos no passo anterior. As informações são armazenadas em uma lista. E, 3) A lista criada no passo 2) é então varrida e traduzida para uma estrutura de dados do tipo dicionário, cujas chaves serão as “arestas de alimentação” e os dados, as chaves NAs. O algoritmo de agrupamento de ciclos também é apresentado na forma de pseudocódigo a seguir.

⁴¹ O trabalho utilizou a biblioteca *Boost Graph Library* para o Matlab (QUICKGRAPH, 2024) e a *Quickgraph* em C# (QUICKGRAPH, 2024).

Pseudocódigo do agrupamento de ciclos

Entradas:

$i0 \rightarrow$ Configuração de rede que será analisada

Saídas:

$dic_arestaAlim_chavesNA$ (Dicionário $arestaAlim$ X $chavesNA$ s representando o agrupamento dos ciclos)

Inicialização

$cab \leftarrow \text{GetNóInicial}()$ (Obtém nó inicial da rede)

Para cada $chaveNA$ de $i0$

$\{v1, v2\} \leftarrow \text{GetVertices}(chaveNA)$ (Obtém vértices da chave NA)

$path1 \leftarrow \text{MenorCaminho}(v1, cab)$ (Obtém arestas do vértice 1 ao início da rede)

$path2 \leftarrow \text{MenorCaminho}(v2, cab)$ (Obtém arestas do vértice 2 ao início da rede)

$arestasAlim \leftarrow \text{DetArestasAlim}(chaveNA, path1, path2)$ (Determina arestas de alimentação da $chaveNA$)

$lst_chaveNA_arestasAlim \leftarrow \text{Adiciona}(chaveNA, arestasAlim)$ (Armazena $chaveNA$ e $arestaAlim$ em lista)

Fim Para cada.

$dic_arestaAlim_chavesNA \leftarrow \text{Dicionário}(lst_chaveNA_arestasAlim)$ (Transforma lista em dicionário)

5.7 Conclusões

Nesse Capítulo foi apresentado o método *Iterative Branch Exchange* – IBE, originalmente desenvolvida neste trabalho para a resolução do PRRD formulado no Capítulo 4. Inicialmente, foram discutidos os conceitos de Computação Evolucionária e da Teoria de grafos utilizados na metodologia proposta. Em seguida, apresentou-se a heurística *Branch Exchange* e, por fim, é apresentada a *Iterative Branch Exchange* com utilização da análise de agrupamento sobre o grafo que representa a conectividade do SDEE, resultando, então, em um método inovador e único que resolve as cinco principais redes de *benchmark analisadas* nesse texto, com um reduzido NFP, conforme será apresentado no Capítulo 6.

A aplicação da teoria de agrupamentos ao grafo que modela a conectividade do SDEE é uma das inovações desta tese. A aplicação objetivou melhorar o desempenho da IBE na minimização das perdas das redes de 119 e 136-barras, pois, até então, a IBE convencional só minimizava as perdas das redes de 33, 69 e 84-barras. Até então, a literatura científica aplicava a teoria de agrupamentos ao PRRD somente na modelagem das cargas (agrupamento de várias cargas em uma só) e no agrupamento horário das demandas. Neste trabalho, ao se realizar o agrupamento de ciclos em grupos distintos, nos quais, os ciclos pertencentes a um mesmo grupo, compartilham as mesmas “arestas de alimentação”, há a redução do espaço de busca do PRRD, pois a BE é aplicada a todas as chaves NA de um grupo enquanto as chaves NAs dos outros grupos

são mantidas fechadas. A Seção 6.2 apresentará os resultados da aplicação da teoria de agrupamento ao PRRD.

Conforme mencionado em (MISHRA; DAS; PAUL, 2017), uma desvantagem da utilização das meta-heurísticas e heurísticas é que ambas as famílias de técnicas não garantem a solução ótima⁴². Entretanto, as vantagens destas quando comparadas às técnicas de programação não-linear tradicionais justificam serem as normalmente escolhidas na abordagem dessa classe de problemas. As técnicas meta-heurísticas normalmente utilizam algum método de fluxo de potência como etapa intermediária para a resolução do PRRD. O mesmo não ocorre com as técnicas exatas que resolvem o problema por meio de *solvers* externos. A utilização do método de fluxo de potência facilita a aplicação destas técnicas em redes de distribuição reais. No caso das técnicas exatas, há a necessidade de criação de um conversor do modelo de rede para o *solver* utilizado na resolução do problema. Outra vantagem, conforme enfatizado neste trabalho, é a facilidade de comparação entre os trabalhos das técnicas heurísticas e meta-heurísticas utilizando como métrica o NFP.

⁴² Situações triviais, como, por exemplo, uma rede composta por um único ciclo, permitem que determinadas heurísticas e meta-heurísticas garantam a solução ótima.

6. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Esse Capítulo apresenta os resultados das simulações do método proposto aplicado em seis redes de *benchmark* da IEEE (16, 33, 69, 84, 119 e 136 barras) e três estudos de caso realizados em alimentadores reais da CEMIG-D. Esse Capítulo está dividido em seções da seguinte maneira:

- Apresentação das redes de *benchmark* analisadas;
- Resultados do método aplicado às redes do item anterior;
- Resultados do método aplicado em SDEE reais;
- Simulação das Perdas Técnicas para o Modelo do SDEE proposto;
- Conclusões do Capítulo.

6.1 Apresentação das redes de *benchmark* analisadas

A Tabela 14 apresenta as principais características das redes de *benchmark* simuladas neste trabalho, tais como o número de linhas, alimentadores, chaves NA, bem como os valores de Perdas Técnicas da configuração inicial e da configuração ótima. □

Tabela 14 – Características das redes de *benchmark* da IEEE.

Sistema / nº barras	16	33	69	84	119	136
Nº Linhas	16	37	74	96	133	156
Nº Alimentadores	3	1	1	11	3	8
Nº Chaves NA (ciclos)	3	5	5	13	15	21
Nível tensão (kV)	21,00	12,66	12,66	11,40	11,00	13,80
Carga (MW)	28,70	3,715	3,80219	28,35	22,70972	18,313809
Carga (MVar)	6,40	2,30	2,69460	20,70	17,04107	7,932533
Perdas (kW) – Conf. Original	511,40	202,69	224,99	531,99	1.296,573	320,36
Perdas (kW) – Conf. Ótima	466,10	139,55	98,61	469,88	869,71	280,19

Obs.: valores de carga (MW e MVar) apresentados sem arredondamento.

A seguir são mostrados os diagramas unifilares das redes de 16, 33, 69, 84, 119 e 136-barras. A representação adotada apresenta as redes com o estado das chaves (abertas ou fechadas) na configuração inicial. Entretanto, algumas informações adicionais foram incluídas nesta representação, de forma que mesmo representando a configuração inicial, seja possível para o leitor identificar qual será o estado das chaves na configuração ótima. A lógica desta representação está descrita a seguir:

- As linhas com chaves NAs na configuração inicial que se tornarão chaves NFs na configuração ótima são representadas por linhas tracejadas na cor vermelha.
- Por outro lado, as linhas com chaves NAs na configuração inicial que permanecerão NAs na configuração ótima são representadas por linhas tracejadas na cor verde.
- As linhas com chaves NFs na configuração inicial que se tornarão NAs na configuração ótima são representadas por linhas cheias na cor verde.
- Observação: os nós na cor vermelha representam o início de um alimentador (“cabeça”).

Assim, para identificar a configuração ótima, basta: fechar as chaves NAs do item 1. e abrir as chaves NFs do item 3, mantendo-se inalterada a posição das chaves NAs do item 2.

6.1.1 Rede de 16-barras

A rede de 16 barras é apresentada no trabalho de (CIVANLAR et al., 1988). Possivelmente, esta é uma das redes de distribuição mais populares da literatura científica sobre reconfiguração. No entanto, é uma rede que possui poucas possibilidades de chaveamento, situação enfatizada em (CIVANLAR et al., 1988) que menciona 15 possibilidades de reconfiguração para garantir a totalidade das cargas energizadas. Esta situação foi ignorada por muitos trabalhos da literatura que utilizaram técnicas meta-heurísticas para resolver o PRRD, com um NFP muitas vezes superior a 15. Também, são encontrados casos em que o número NFP é superior ao número estabelecido pela Equação (23), de 190 configurações radiais. Não só isto, conforme apontado por (RAJU; BIJWE, 2008), a aplicação da BE na rede de 16-barras alcança o ótimo global com NFP igual a 7, já computando a execução do FP da configuração original e independente da ordem na qual os ciclos são analisados. Caso seja utilizada a Equação modificada de Baran&Wu, é possível minimizar esta rede com 3 NFPs completos e 6 avaliações da (30).

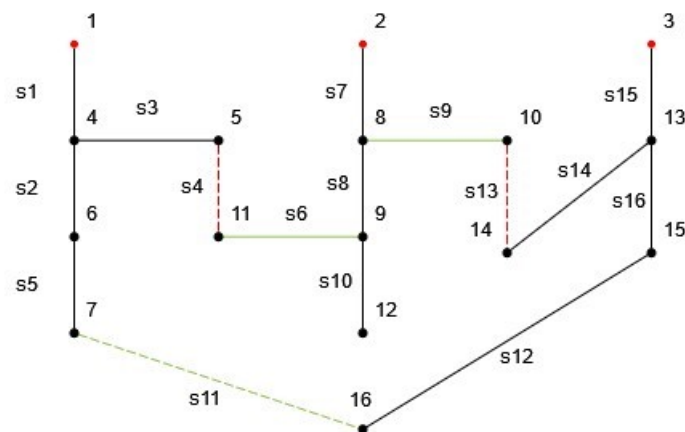


Figura 21 – Rede de 16-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s4, s11, s13.

Chaves NA na configuração ótima: s6, s9, s11.

6.1.2 Rede de 33-barras

A rede de 33-barras é apresentada no trabalho de (BARAN, M. E.; WU, 1989), portanto, também denominado de sistema de Baran&Wu. A numeração das barras e linhas utilizada neste trabalho é ligeiramente diferente do artigo original, entretanto é a que é utilizada pela maioria dos artigos da literatura científica.

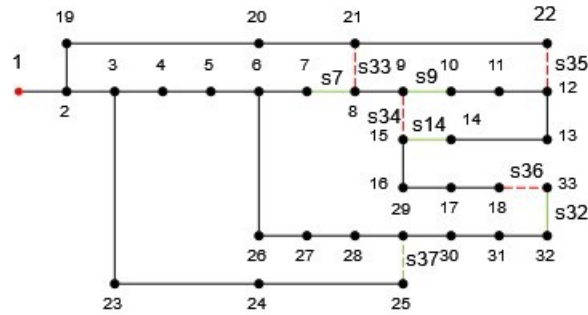


Figura 22 – Rede de 33-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s33, s34, s35, s36, s37.

Chaves NAs na configuração ótima: s7, s9, s14, s32, s37.

6.1.3 Rede de 69-barras

Este sistema foi apresentado por (BARAN M; WU F, 1989) no artigo “*Optimal capacitor placement in radial distribution systems*” e é uma fração de um sistema da Pacific Gas & Energy. A literatura apresenta diferentes numerações de barras e ramos para esta rede. Inclusive, por vezes, ela é apresentada como uma rede com 70-barras. Neste trabalho, foi adotada a numeração das barras mais usual, proposta por (BARAN M; WU F, 1989) e utilizada por (WANG; GAO, 2013), entre outros.

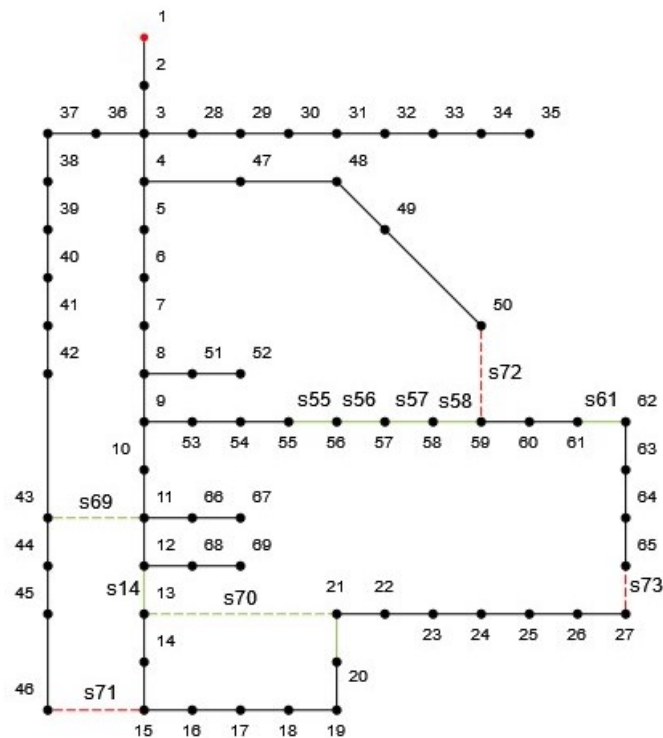


Figura 23 – Rede de 69-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s69, s70, s71, s72, s73.

Chaves NAs na configuração ótima: s14, [s55 | s56 | s57 | s58], s61, s69, s70.

Uma característica desta rede apontada por (BARBOSA, C. H. N. D. R.; ALEXANDRE; VASCONCELOS, 2013) e (WANG; GAO, 2013) é que quatro soluções, cuja diferença é de apenas uma chave NA podem ser consideradas ótimas, na medida em que os valores de perdas de suas configurações diferem somente na 13ª casa decimal. Desta forma, na Figura 23, são apresentadas as chaves s55, s56, s57 e s58 como alternativas para a configuração ótima. A explicação para a existência destes 4 ótimos é simples: como não existem cargas nas barras 56, 57 e 58, a energização por qualquer um dos lados do ciclo apresentará os mesmos valores de perdas. Outro ponto a ser observado, é que a literatura apresenta um outro sistema de 69-barras, proposto por (CHIANG; JUMENAU, 1990) que, no entanto, é abordado em um número muito menor de artigos que o sistema proposto por Baran&Wu.

6.1.4 Rede de 84-barras

A rede de 84-barras é apresentada no trabalho de (SU; LEE, 2003) e representa um sistema real da *Taiwan Power Company* (TPC). Ele possui 11 alimentadores e 13 chaves NAs. Uma característica deste sistema é que 3 alimentadores não possuem possibilidade de conexão com os outros 8 alimentadores, conforme se observa na Figura 24, configurando duas “ilhas”. Entretanto, poucos trabalhos na literatura mencionam esta característica; um deles, a dissertação do autor (PEREIRA, E. C., 2014), aplicou algoritmos da teoria de grafos para a detecção de ilhamentos nos SDEEs.

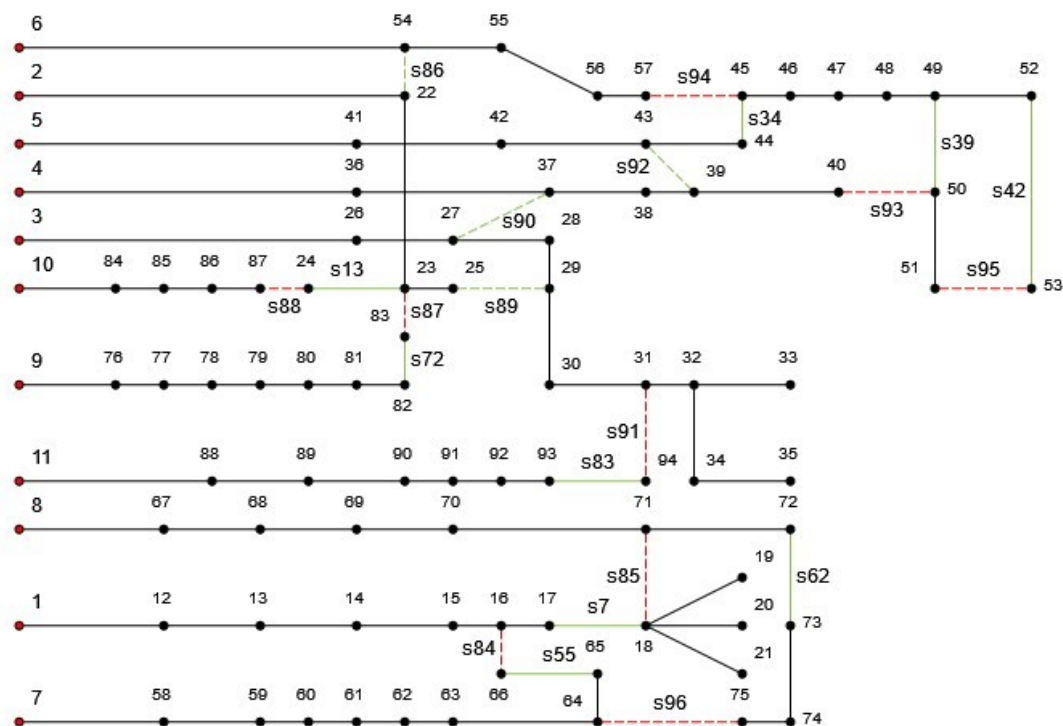


Figura 24 – Rede de 84-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s84, s85, s86, s87, s88, s89, s90, s91, s92, s93, s94, s95, s96.

Chaves NAs na configuração ótima: s7, s13, s34, s39, s42, s55, s62, s72, s83, s86, s89, s90, s92.

6.1.5 Rede de 119-barras

A rede de 119-barras é apresentada no trabalho de (ZHANG, D.; FU; ZHANG, 2007) e não é tão popular como as redes de 33, 69, 84 e 136-barras. Deste modo, poucos artigos divulgaram o número de execuções de FP para a otimização desta rede. Outra característica apontada na revisão (MISHRA; DAS; PAUL, 2017) é que os valores de perdas tanto na configuração inicial como na configuração ótima, divulgados pelos trabalhos, divergem um pouco entre si. Duas explicações possíveis para esta divergência dos resultados são apresentadas: arredondamento dos dados da rede, como impedância dos condutores e potência das cargas e/ou diferentes implementações de fluxo de potência.

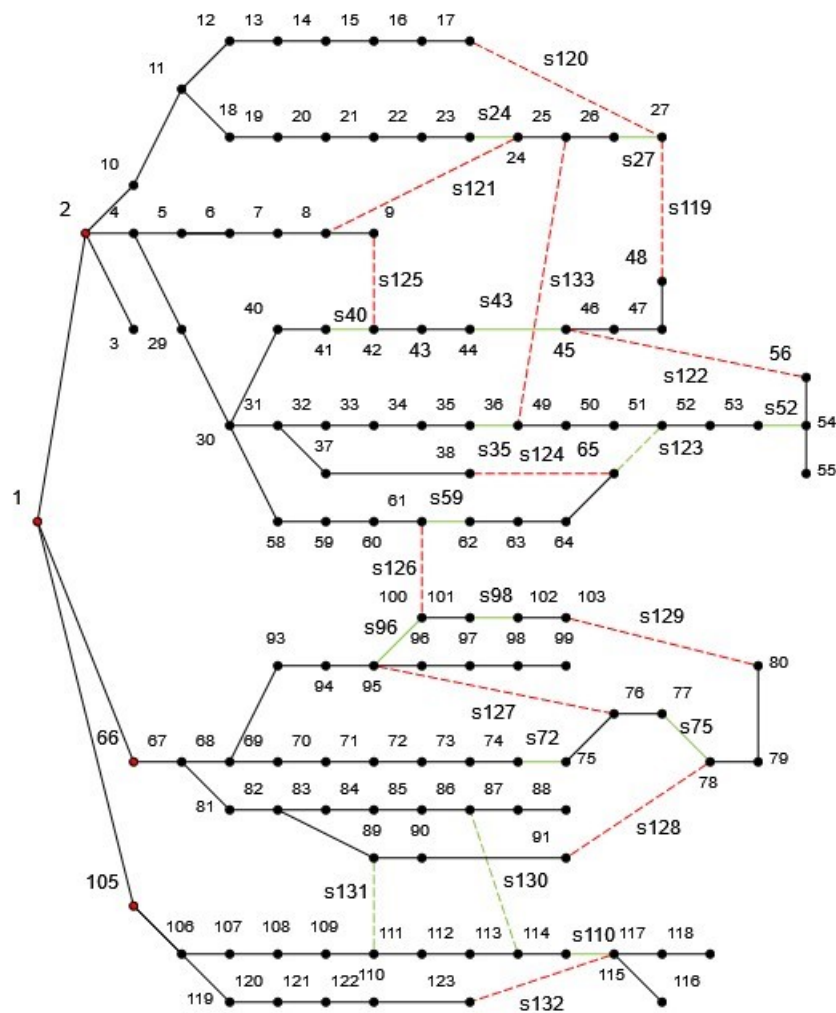


Figura 25 – Rede de 119-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s119, s120, s121, s122, s123, s124, s125, s126, s127, s128, s129, s130, s131, s132, s133.

Chaves NAs na configuração ótima: s24, s27, s35, s40, s43, s52, s59, s72, s75, s96, s98, s110, s123, s130, s131.

6.1.6 Rede de 136-barras

A rede de 136-barras foi originalmente apresentada como uma rede de 135-barras (MANTOVANI; CASARI; ROMERO, 2000) e representa o sistema real da cidade de Três Lagoas, estado de Mato Grosso do Sul. Posteriormente, a 136ª barra foi adicionada para representar a barra comum das 2 subestações.

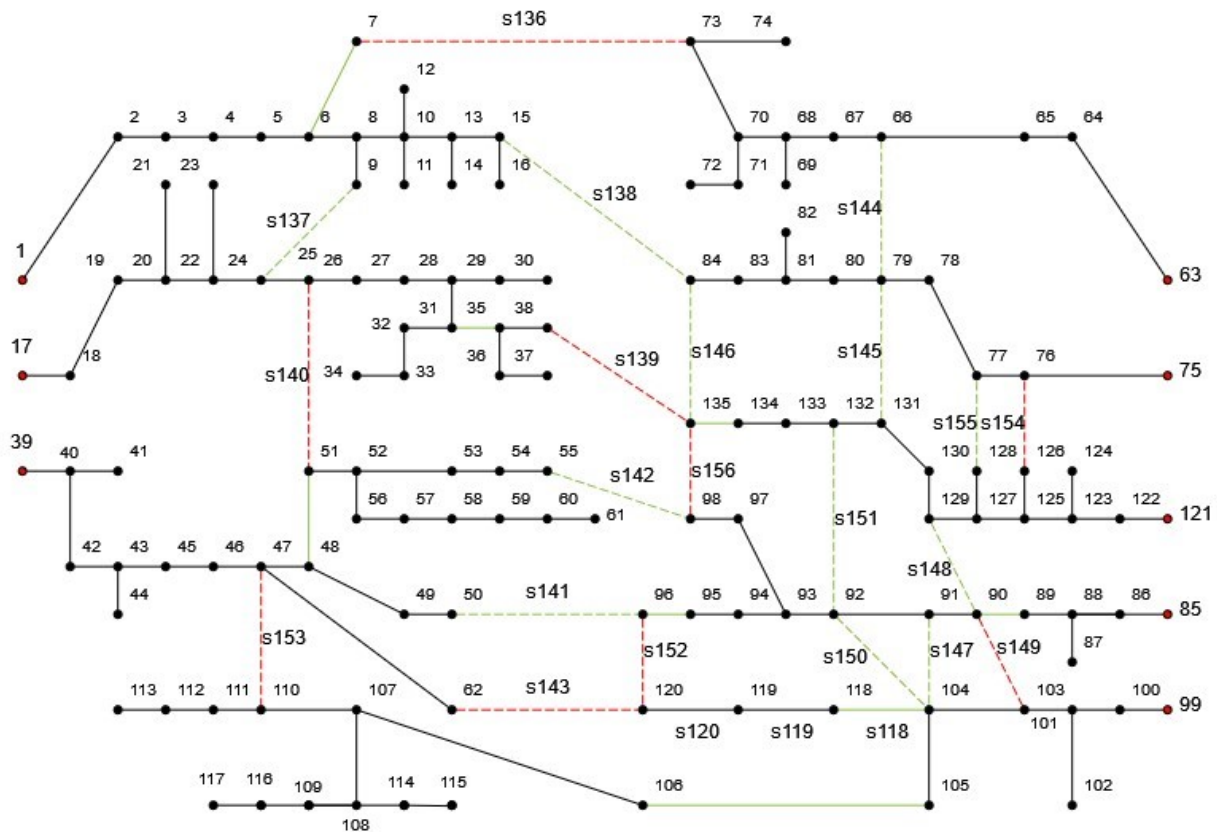


Figura 26 – Rede de 136-barras. Fonte: autor.

Chaves NAs na configuração inicial: s136, s137, s138, s139, s140, s141, s142, s143, s144, s145, s146, s147, s148, s149, s150, s151, s152, s153, s154, s155, s156.

Chaves NAs na configuração ótima: s7, s35, s51, s90, s96, s106, s118, s126, s135, s137, s138, s141, s142, s144, s145, s146, s147, s148, s150, s151, s155.

6.2 Resultados gerais do método em redes da literatura científica

Nesta Seção serão apresentados os resultados das simulações de perdas para as redes de *benchmark* analisadas. Não serão apresentados os resultados para o sistema de 16-barras, uma vez que, conforme apresentado na Seção 5.3, a heurística BE otimiza esta rede com apenas 7 execuções de FP. A IBE encontrou a solução ótima em todas as 10 execuções da simulação para as redes de 33, 69, 84, 119 e 136-barras, ressaltando-se que para a minimização das perdas das redes de 119 e 136-barras foi utilizada a versão da IBE com a aplicação da teoria de agrupamentos descrita na Seção 5.6. A Tabela 15 apresenta os parâmetros utilizados pela IBE para os resultados apresentados nesta Seção.

Tabela 15 – Parâmetros da IBE utilizados.

Rede	33	69	84	119	136
Tam. inicial da população	1	1	1	1	1
Tam. máximo da população	5	5	5	5	5
Nº de gerações	5	5	5	10	5
Ordem de aplicação da BE	maiores ciclos	maiores ciclos	maiores ciclos	maiores ciclos	maiores ciclos
Ativa agrupamento de ciclos ?	Não	Não	Não	Sim	Sim

A Tabela 16 apresenta uma comparação entre a *Iterative Branch Exchange* e os principais trabalhos da literatura científica, em número de execuções de FP.

Tabela 16 – Número de execuções de fluxo de potência (NFP) para a minimização das Perdas Técnicas.

Trabalho	Metodologia	33	69	84	119	136
(MENDOZA et al., 2006)	AG	525	-	-	-	-
(CARREÑO; ROMERO; PADILHA-FELTRIN, 2008)	Chu-Beasley GA	24	-	291	-	600
(RAJU; BIJWE, 2008)	BE + sensitivity	11	10	24	26*[1]	-
(BRAZ; SOUZA, 2011)	AG	252	3.283	-	-	-
(GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012)	BE + close-all	-	14	32	-	54 *[2]
(ZIN et al., 2012) *[3]	BE + Close-all	9/12	14/17	*[3]	-	*[3]/99
(MENA; GARCÍA, 2012)	BE + Close-all	-	36	-	53	-
(FRANCO, J. et al., 2012) *[6]	BE + Tabu Search	14	-	31	58	79
(GUEDES et al., 2013)	BE+ Branch-and-bound	202	1.679	-	-	-
(BARBOSA, C. H.; ALEXANDRE; VASCONCELOS, 2013)	NSGA-II	-	-	600*[4,7]	-	10.840
(WANG; GAO, 2013)	Non-revisiting GA	482	539	1.380	4.020	6.780
(ZIN et al., 2013) *[6]	BE + Close-all	20/24	30/33	65/61	-	-/142
(LEITE, 2014)	AG	57,6	-	-	-	419
(PEREIRA, E.C. et al., 2015)	DE + BE	68,5	133	163,2	-	-
(MACEDO, L. H. F. P., 2015)	VNS	9	-	17	-	18
(ELDURSSI; O'CONNELL, 2015)*[7]	FNSGA	-	300	-	-	1.000
(SOUZA, S. S. F. et al., 2016a)*[6]	Opt-aiNet	71,5	-	168,5	-	841,5
(SOUZA, S. S. F. et al., 2016c)*[6]	CLONALG + Chu-Beasley	71,5	-	185,0	-	808,5
(ABDELAZIZ, M., 2017)	GAVAPS	310	-	-	-	-
(PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, 2018)*[7]	IS-BPSO	1.800	6.000	-	-	-
(PEGADO, R. et al., 2019) *[7]	IS-BPSO	900	-	3.600	-	-
(ALONSO, G. et al., 2022)*[7]	Enhanced AIS	132	-	232	-	1.550
(MAHDAVI et al., 2023) *[7]	WOA	15.000	20.000	-	-	-
(PEREIRA, E. C.; BARBOSA; VASCONCELOS, 2023)	IBE	24,0	26,0	64,6	-	146,1
(JIA; ZHU; CAO, 2024) *[7]	IAOA	2.000	2.000	-	-	-
Metodologia proposta	IBE	10,0	6,0	14,0	78,0	55,0

Observações:

Valores em negrito representam resultados com NFP menores ou iguais ao método proposto.

[1] A solução reportada não é o ótimo (reporta a perda de 870,35 kW ao invés de 869,71 kW e a chave s99, ao invés da s98, na configuração final).

[2] A solução reportada não é o ótimo (reporta a perda de 280,323 kW).

[3] O trabalho apresenta dois métodos (PM1 e PM2): ambos não minimizam as perdas na rede de 84-barras (reportando a perda de 470,95 kW) e o PM1 não minimiza a rede de 136-barras.

[4] A solução reportada não é o ótimo.

[5] O trabalho apresenta dois métodos (PA1 e PA2). O PA1 não encontrou o ótimo para a rede de 136-barras.

[6] Número de execuções de fluxo de potência estimada por $N_{FP} = N_p \cdot iT_{mean}$.

[7] Número de execuções de fluxo de potência estimada por $N_{FP} = N_p \cdot G$.

Sobre os resultados da Tabela 16, os seguintes comentários são apresentados:

- O método desenvolvido apresentou os melhores resultados da literatura para as redes de 69 e 84-barras tendo como critério de comparação o número de análise do fluxo de potência NFP. Para a rede de 119-barras, os trabalhos de (GIL MENA; MARTÍN GARCÍA, 2012) e (FRANCO, J. et al., 2012) apresentam

resultados ligeiramente superiores. E para a rede de 136-barras, somente a dissertação de mestrado de (MACEDO, L. H. F. P., 2015) apresenta resultado superior em NFP.

- O método proposto minimizou as redes de *benchmark* partindo-se somente da configuração original das redes, o que dispensa a utilização de algoritmos específicos para a criação da população inicial e, portanto, facilitando a sua aplicação em redes reais de maior porte.
- A Tabela 16 apresenta os resultados para uma única configuração de parâmetros da IBE. Na Subseção 1.2 do Anexo 1, será mostrado que melhores resultados médios, em NFP, são alcançados para as redes de 33 e 84-barras quando a sequência de aplicação da BE nos ciclos é aleatória.
- Os resultados mostram a superioridade, em NFP, do método proposto sobre os trabalhos baseados exclusivamente em meta-heurísticas baseadas em população.
- Os trabalhos (FRANCO, J. et al., 2012) e (MACEDO, L. H. F. P., 2015) apresentam um número reduzido de FP, pois utilizam as equações de (BARAN, M. E.; WU, 1989) que estimam as perdas de potência devido à uma permutação de ramos.
- O artigo (RAJU; BIJWE, 2008) não encontrou a solução ótima para a rede de 119-barras. O mesmo ocorre nos trabalhos (ZIN et al., 2012) para a rede de 84-barras e (GUPTA; SWARNKAR; NIAZI, 2012) para a rede de 136-barras, o que indica uma limitação das metodologias propostas por estes três autores.
- O trabalho (ZIN et al., 2012) apresenta bons resultados, em NFP. Entretanto, a publicação (ZIN et al., 2013), publicado um ano após o artigo de 2012, com resultados inferiores para as redes de 33, 69 e 136-barras é no mínimo curiosa, uma vez que o método dos dois artigos é similar. Possivelmente, o primeiro artigo utilizou a Equação de Baran&Wu e o segundo não.
- (GIL MENA; MARTÍN GARCÍA, 2012) apresenta um bom resultado (NFP = 53) para a rede de 119-barras. Entretanto, fica a incerteza sobre o desempenho nas outras redes, já que o artigo testou o método somente nas redes de 33 e 119-barras.
- À exceção do artigo do autor e desta tese, nota-se poucos trabalhos recentes com a aplicação de heurísticas (e.g. BE, *close-all*) ao PRRD.

A Tabela 17 apresenta uma comparação, em NFP, caso a IBE seja executada sem a utilização da Equação de Baran&Wu modificada, denominada aqui “FP total”. Neste caso, os resultados se aproximam do artigo do autor (PEREIRA, E. C.; BARBOSA; VASCONCELOS, 2023). Conforme apresentado na Seção 5.5, a utilização da Equação de Baran&Wu dispensa a execução de um fluxo de potência a cada troca de ramos e, por consequência, melhora os resultados, em NFP. A tabela também apresenta o número de avaliações da Equação modificada de Baran&Wu (NBW), parâmetro infelizmente pouco reportado nos trabalhos com esta abordagem.

Ainda que a soma do NEB + NFP seja maior que o NFP da *Iterative Branch Exchange* sem o uso da Equação modificada de Baran, o ganho de desempenho é significativo, na medida em que todas as variáveis para avaliação da Equação estão presentes nos resultados da última simulação do fluxo de potência. A Tabela 17 também apresenta a diminuição do tempo de execução.

Tabela 17 - Comparação entre duas versões da IBE: com e sem o uso da Equação modificada de Baran&Wu.

Versão	Parâmetro	33	70	84	119	136
FP total	NFP	34,0	28,0	88,0	205,0	149,0
	Tempo (s)	2,37e-1	3,07e-1	1,05	2,25	1,57
eq. mod. Baran & Wu	NFP	10,0	6,0	14,0	78,0	55,0
	Tempo (s)	2,13e-1	1,50e-1	4,60e-1	1,30	8,45e-1
	Nº avaliações da eq. de Baran&Wu (NBW)	33,0	36,0	112,0	169,0	133,0

Por fim, o **Anexo 1** apresentará os resultados das variações dos parâmetros da IBE, mostrando, entre outros, a influência da ordem de aplicação da BE nos ciclos das redes, a contribuição da aplicação da teoria de agrupamentos para a resolução do PRRD das redes de 119 e 136-barras, entre outros resultados.

6.3 Aplicação da IBE em SDEE reais

Esta Seção apresenta os resultados do método aplicado aos alimentadores reais da CEMIG-D, em três estudos de caso. A Tabela 18 apresenta as características destes três sistemas, como o número de chaves NAs e NFs, barras, clientes e de transformadores. A tabela também apresenta um limite superior para o tamanho do espaço de busca destes três sistemas calculados por meio da Equação (24) que expressa o coeficiente binominal⁴³. Diferentemente das redes de *benchmark* que assumem a existência de uma chave NF em cada linha de distribuição (LD), nos alimentadores reais, as chaves e demais dispositivos manobráveis são modelados independentemente, isto é, como objetos distintos, de forma a representar a realidade do alimentador no campo. Desta forma, a quantidade destes dispositivos é muito menor que o número de linhas de distribuição. Ainda assim, o número de combinações de possibilidades de manobra para os sistemas reais é extremamente alto.

$$C(N_{no}, N_l) = \binom{N_{no}}{N_l} = \frac{N_l!}{N_{no}! (N_l - N_{no})!} \quad (24)$$

Onde:

- N_l é o número total de chaves ($N_{no} + N_{nc}$);
- N_{no} é o número de chaves NA;
- N_{nc} é o número de chaves NF.

⁴³ Na Seção 5.2 foi apresentado o Teorema Matriz-Árvore de Kirchhoff que estabelece que o número de configurações radiais de um grafo é o determinante do cofator da matriz Laplaciana deste grafo. Entretanto, optou-se por apresentar o limite superior calculado pelo coeficiente binomial, uma vez que o cálculo deste determinante para matrizes que representam redes reais é computacionalmente complexo em virtude do tamanho das matrizes.

Tabela 18 – Características dos sistemas de distribuição reais analisados - CEMIG-D.

Alim. /SE.	Nº ch. NA	Nº ch. NF	Nº comb. (N_{no} , N_l)	Nº barras	Nº clientes MT	Nº clientes BT	Nº transfor - madores	Carga (MW)	Rede MT (km)
IIGD	58	439	3,27E+76	43.048	62	54.564	965	59,3	184,3
CETU	23	318	6,16E+34	31.280	22	19.042	1.535	17,9	637,0
IIGU115	8	124	1,93E+12	18.523	6	13.269	746	10,1	270,2

Os parâmetros da IBE utilizados na simulação destes três sistemas são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Parâmetros da IBE utilizados nas subestações e alimentadores reais.

Subestação/Alim.	IIGD	CETU	IIGU115
Tam. Inicial da população	1	1	1
Tam. Máximo da população	15	35	8
Nº de gerações	6	5	5
Ordem de aplicação da BE	aleatória	aleatória	aleatória

Nos alimentadores e subestações reais, foi executada a versão da IBE implementada na customização do programa de fluxo de potência OpenDSS, apresentada na Seção 4 do Capítulo 4. Esta customização implementa o modelo matemático definido no Capítulo 4, cuja função objetivo a ser minimizada representa as perdas de energia em um dia útil.

A Tabela 20 apresenta os resultados da IBE representando o conjunto de manobras para a redução das perdas de energia dos três sistemas, onde foram dispendidos **907 NFP** (tempo de execução: 142,00 min.) para a SE IIGD e **111 NFP** (RT 7,33 min.) para a SE CETU. Apesar do elevado número de chaves NAs dos sistemas reais, observou-se que boa parte destas chaves apresentam possibilidades de reconfiguração com baixas reduções de Perdas Técnicas. Assim, entende-se como pouco atrativa a efetivação no campo de manobras com reduções inferiores a 2 MWh/mês, tanto pelo custo de execução da manobra (caso o dispositivo não possua telecomando), como pela natural possibilidade do sistema se alterar com o tempo. Outro aspecto observado, para muitas chaves NAs, é a inexistência de uma chave NF que possibilite a redução de perdas. Por fim, a Tabela 20 também evidencia a melhoria do nível de magnitude de tensão nas chaves NFs para cada proposta de reconfiguração, comparando-se as colunas “Tensão antes (kV)” e “Tensão depois (kV)”.

Antes da execução da reconfiguração no campo, é necessária a realização de outra etapa de estudo, a verificação da coordenação da proteção do alimentador (ou subestação) na nova condição. Na CEMIG-D, este estudo é realizado caso a caso por meio do programa Cymdist (CYME, 2018) e não fez parte do escopo desta tese. Nesta verificação, geralmente é realizada a análise de um par de chaves por vez⁴⁴.

⁴⁴ A verificação da coordenação da proteção pode constatar a necessidade de alterar os parâmetros de proteção dos IEDs. No estado da arte, a maioria dos religadores requerem que esta alteração seja feita por meio da interface serial, acessada por um notebook, e logo, requerendo a visita ao equipamento no campo. Ainda, existem critérios de proteção que podem inviabilizar a efetivação de uma reconfiguração no campo. Como exemplo, o fechamento de uma chave seccionadora e a abertura de um religador NF não é recomendado, pois, neste caso, serão perdidas as funcionalidades de proteção do religador.

Tabela 20 – Reconfigurações propostas com aplicação da IBE às subestações e alimentadores da CEMIG-D.

SE	Chave NA atual	Nova chave NA	Red. De perdas (MWh/mês)	Tensão antes (kV)	Tensão depois (kV)	Geração *[1]
IIGD	ctr36798	ctr434463	15,74	8,05	8,19	3
IIGD	ctr434778	ctr231848	14,90	7,91	7,96	2
IIGD	ctr557215	ctr557229	5,23	8,12	8,14	4
IIGD	ctr42939	ctr427029	4,91	8,19	8,23	1
IIGD	ctr56995	ctr239359	2,01	8,19	8,22	5
IIGD	ctr238141	ctr876880	1,91	8,15	8,18	6
IIGD	ctr427589	ctr427911	1,64	8,17	8,19	6
IIGD	ctr428471	ctr23920	1,59	8,13	8,16	6
IIGD	ctr846283	ctr23920	1,53	8,13	8,16	6
IIGD	ctr233696	ctr811000	1,30	8,12	8,16	6
IIGD	ctr238099	ctr38758	1,21	8,19	8,20	6
IIGD	ctr237637	ctr428583	1,01	8,14	8,17	6
IIGD	ctr428534	ctr428527	0,95	8,14	8,16	6
IIGD	ctr809649	ctr428527	0,80	8,14	8,15	6
IIGD	ctr427008	ctr56995	0,50	8,22	8,23	6
IIGD	ctr237231	ctr428506	0,49	8,15	8,17	6
IIGD	ctr725740	ctr428548	0,27	8,15	8,16	6
IIGD	ctr251245	ctr239345	0,21	8,22	8,22	6
IIGD	ctr239359	ctr56995	0,18	8,22	8,22	6
IIGD	ctr551727	ctr55259	0,16	8,16	8,17	6
IIGD	ctr434400	ctr55259	0,12	8,16	8,16	6
IIGD	ctr56771	ctr239387	0,10	8,22	8,23	6
IIGD	ctr55763	ctr558069	0,07	8,16	8,16	6
SE	Chave NA atual	Nova chave NA	Red. De perdas (MWh/mês)	Tensão antes (kV)	Tensão depois (kV)	Geração [1]
CETU	ctr349105	ctr567414	14,68	8,12	8,21	1
CETU	ctr37266	ctr283991	3,81	8,15	8,22	2
CETU	ctr869650	ctr570718	0,46	8,24	8,25	2
CETU	ctr247724	ctr247773	0,05	8,23	8,24	2
Alim.	Chave NA atual	Nova chave NA	Red. de perdas (MWh/mês)	Tensão antes (kV)	Tensão depois (kV)	Geração [1]
IIGU115	ctr680898	ctr39646	4.69	8.28	8.17	1
IIGU115	ctr206060	ctr38755	2,71	8,03	8,06	1
IIGU115	ctr556431	ctr38754	0,67	8,21	8,23	2
IIGU115	ctr429073	ctr430417	0,44	8,30	8,34	2
IIGU115	ctr655670	ctr655698	0,21	8,12	8,13	2
IIGU115	ctr807710	ctr234753	0,13	8,27	8,28	2

Observações:

- As linhas em negrito representam as manobras efetivadas no campo.

- A tabela não apresenta as manobras com violação da restrição de tensão, excluídas automaticamente pelo método. A única exceção é a linha na cor vermelha que representa o contraexemplo do estudo de caso nº3.

*[1] A coluna “Geração” indica a geração da IBE na qual a redução de perdas foi calculada.

Assim, a Tabela 21 apresenta o resultado obtido na redução das perdas de energia, em um mês, para as reconfigurações efetivadas no campo, além de uma estimativa anual de economia financeira, calculada ao custo da energia de US\$ 50 por MWh⁴⁵. A redução de energia difere ligeiramente dos valores da Tabela 20, porque aqui é executado um fluxo mensal, conforme explicado na Seção 3.1. A tabela também apresenta os resultados simulados para a execução das 5 manobras na SE IIGD e das 2 manobras na SE CETU.

⁴⁵ Para o cálculo das reduções de perdas, o custo de realização das manobras não foi considerado, por ser baixo (e.g. para as operações realizadas pelas equipes de campo, pode ser estimado em US\$ 100 por equipamento).

Tabela 21 – Redução das perdas em energia das manobras efetivadas e do melhor cenário proposto.

Cenário	Alim. /SE.	Energia fornecida (MWh/mês)	Perdas antes (MWh/mês)	Perdas depois (MWh/mês)	Red. Perdas (MWh/mês)	Red. Perdas (%)	(US\$/ano) ⁽¹⁾
Efetivado	IIGD	14.821,2	513,9	509,5	4,4	0,9 %	2.624
Simulado	IIGD *[2]	14.821,2	513,9	477,8	36,0	7,0 %	36.069
Efetivado	CETU	5.211,1	236,9	224,7	12,3	5,2 %	7.357
Simulado	CETU *[3]	5.211,1	236,9	221,1	15,9	6,7 %	9.514

Observações:

[1] Preço energia considerado: 50,0 US\$/MWh.

[2] Manobras simuladas: ctrr36798/ctr434463, ctr434778/ctr231848, ctr557215/ctr557229, ctrr42939/ctr427029 e ctr56995/ctr239359.

[3] Manobras simuladas: ctr349105/ctr567414 e ctrr37266/ctr283991.

Tempos de execução (RT): IIGD = 142,00 min / CETU = 7,33 min, em um computador com processador Intel Core i5-4440 CPU @ 3,10 GHz e 16 GBytes de RAM.

NFP: IIGD: 907 / CETU = 111.

A reconfiguração do alimentador IIGU115 não foi implementada em campo, sendo apresentada nesta Seção na condição de um contraexemplo, justificando a adição da restrição definida pela Equação (20) que garante a energização do bloco de carga pelo melhor nível de tensão. As próximas duas Seções apresentarão um detalhamento das reconfigurações implantadas em campo para as subestações IIGD e CETU, bem como uma discussão sobre o contraexemplo da reconfiguração do alimentador IIGU115.

6.3.1 Estudo de caso n.º 1 – Subestação IIGD (município de Ipatinga/MG)

Conforme apresentado na Tabela 20, a aplicação da IBE na SE IIGD resultou em cinco reconfigurações com redução de perdas acima de 2 MWh/mês, critério sugerido para a efetivação das manobras no campo. A reconfiguração constituída pelo fechamento da chave NA n.º **319112** (ctr42939) e abertura da chave NF n.º **139164** (ctr427029) foi efetivada no campo.

A Figura 27 apresenta a rede da SE IIGD, em que a SE é representada pelo quadrado na cor verde e onde os círculos vermelhos representam outras chaves NAs. Já o círculo amarelo representa a chave NA n.º **319112** que foi fechada e o círculo verde a chave NF n.º **139164** que foi aberta. Na Figura 28, a manobra é destacada sobre o mapa do Google Earth, onde os círculos vermelhos representam as localizações das chaves NA e NF, a linha vermelha representa o tronco alimentador antes da manobra, enquanto a linha azul clara representa o tronco alimentador após a operação. Neste caso, destaca-se que a manobra foi realizada por religadores controlados remotamente.

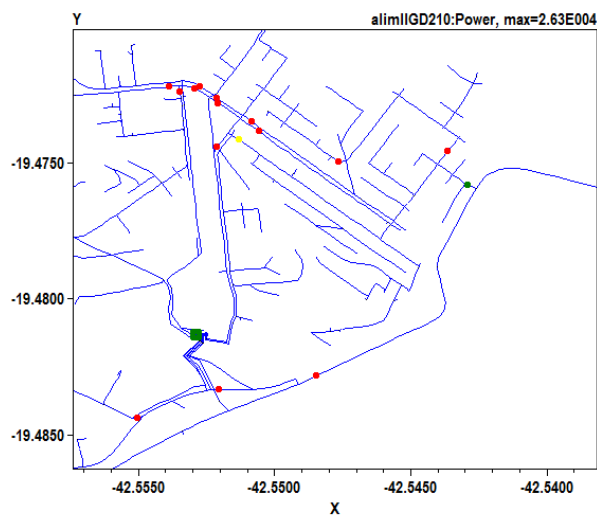


Figura 27 – Diagrama da subestação IIGD. Legenda: quadrado verde = subestação; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra.

Fonte: autor.



Figura 28 – Destaque da manobra sobre mapa do Google Earth. Fonte: autor.

6.3.2 Estudo de caso n.º 2 – Subestação CETU (município de Caeté/MG)

Conforme apresentado na Tabela 20, a aplicação da IBE na SE CETU resultou em duas reconfigurações com redução de perdas acima de 2 MWh/mês. Destas, a reconfiguração constituída pelo fechamento da chave NA n.º **302068** (ctrr42939) e abertura da chave NF n.º **257774** (ctr427029) foi efetivada no campo. A Figura 29 apresenta a rede da SE CETU, em que a SE é representada pelo quadrado na cor verde e onde os círculos vermelhos representam as outras chaves NAs. O círculo amarelo representa a chave NA n.º **302068** que foi fechada e o círculo verde a chave NF n.º **257774** que foi aberta.

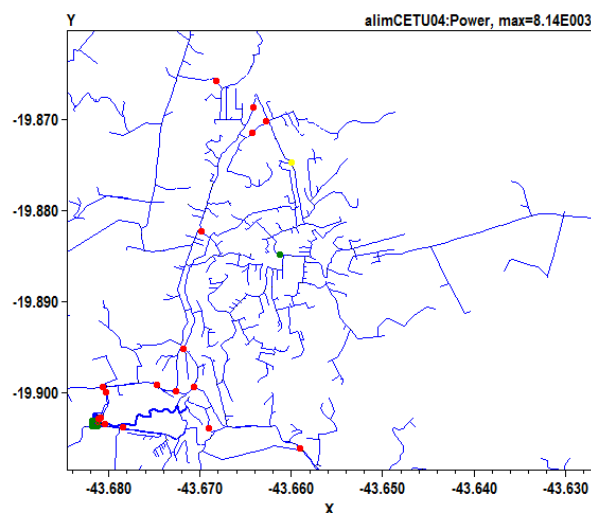


Figura 29 – Diagrama da subestação CETU. Legenda: quadrado verde = subestação; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra. Fonte: autor.

A Figura 30 apresenta a rede plotada sobre o mapa do Google Earth, destacando a manobra com círculos na cor vermelha e destacando, também na cor vermelha, o tronco do alimentador que cedeu a carga. De maneira mais detalhada, a IBE propôs a energização das cargas (aproximadamente 2.140 clientes de BT e 4 de MT) para um alimentador menos carregado, com uma rede de distribuição mais robusta e confiável, composta de cabos protegidos (bitola de 150,0 mm²), ao invés de rede convencional de cabos 4/0 AWG (bitola de 107,2 mm²).



Figura 30 – Destaque da manobra sobre mapa do Google Earth. Fonte: autor.

6.3.3 Estudo de caso n.º 3 – alimentador IIGU115 (Belo Oriente/MG)

Este caso é apresentado como um contraexemplo para explicar a motivação para a adição da restrição de tensão expressa pela Equação (20). Ao executar o algoritmo sem essa restrição, a solução proporia a seguinte manobra: fechamento da chave NA n.º 130817 (círculo amarelo) e abertura da chave NF n.º 48676 (círculo verde) da Figura 31.

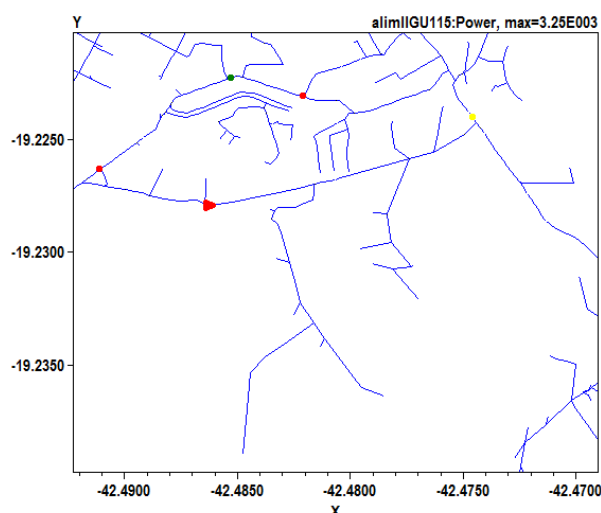


Figura 31 – Diagrama do alimentador IIGU115. Legenda: triângulo amarelo = BRT; círculos vermelhos = chaves NAs; círculo verde = chave NF; círculo amarelo = chave NA antes da manobra. Fonte: autor.

A Tabela 22 mostra o nível de magnitude de tensão no horário de pico de carga (18 horas) de um dia útil, nas chaves NFs, antes e depois da manobra proposta. Assim, a redução das perdas de energia ocorreria devido à redução do nível de tensão 0,017 p.u. nas chaves normalmente fechadas. Especificamente, a principal causa desta redução é o *by-pass* do BRT nº **141495** (triângulo vermelho na Figura 31).

Tabela 22 – Nível de magnitude de tensão simulado, às 18 horas, nas chaves NFs, antes e depois da manobra.

Chave nº	Nível tensão (p.u.)
48676	1,041 (antes da manobra)
130817	1,024 (proposto)

6.4 Simulação das Perdas Técnicas no modelo proposto

Esta Seção apresenta os resultados das comparações entre o modelo do SDEE ANEEL e o modelo do SDEE proposto nesta tese. Foram realizados cinco experimentos visando mensurar os seguintes efeitos: 1) Consideração dos bancos de capacitores; 2) Consideração das impedâncias de sequência zero das LDs; 3) Consideração das reatâncias de magnetização dos transformadores de distribuição e, por fim, a consideração das GDMTs e GDBTs no SDEE.

Para a composição dos resultados, foram calculados os fluxos de potências diário para os “casos-base” que representam um dia útil. Na Tabela 23 apresentam-se os resultados dos experimentos realizados, com informações sobre o número de alimentadores de cada experimento, o somatório das energias injetadas (ativa e reativa) e das PTs para cada cenário e, por fim, a comparação (redução ou aumento) das Perdas Técnicas. A descrição de cada experimento e os comentários sobre os resultados serão apresentados a seguir. Os arquivos .dss para a replicação das simulações de FP estão publicados no repositório do autor (PEREIRA, E. C., 2023).

Experimento n.º 1 – Bancos de capacitores: O Experimento mediu o efeito da inclusão dos bancos de capacitores (BCs) no modelo do SDEE em 997 alimentadores, representando a maioria dos alimentadores

com BCs da CEMIG-D. O experimento consistiu da execução do FP no modelo SDEE ANEEL e outra execução com a inclusão dos respectivos BCs de cada alimentador. No total, foram adicionados 577,15 MVar de potência reativa o que equivale a aproximadamente 1.920 bancos de capacitores de 300 kVAr ⁴⁶.

Experimento n.º 2 – Impedâncias de sequência zero das LDs: O Experimento mediu o efeito da inclusão dos valores de impedância de sequência zero na declaração dos condutores para 99% da extensão de rede de MT e 89% da BT, conforme apresentado na Subseção 3.3.2. A base de testes consistiu dos mesmos 1.962 alimentadores, representando praticamente a totalidade dos alimentadores com carga da CEMIG-D, no ano de 2022.

Experimentos n.º 3 – Reatância de dispersão dos transformadores: O Experimento mediu o efeito da adição da reatância de dispersão dos transformadores de distribuição. Conforme apresentado na Subseção 3.3.6, atualmente o modelo da ANEEL não considera a reatância de dispersão que representa o efeito da corrente de magnetização dos transformadores. Apesar de ser reatância e, portanto, não demandar potência ativa, a sua inclusão nas simulações proporciona o aumento da corrente circulante a montante dos transformadores, elevando as PTs. A base de dados do experimento foram os 1.962 alimentadores dos Experimentos n.º 1 e 2.

Experimentos n.º 4 e 5 – GDMTs e GDBTs: Os Experimentos n.º 4 e 5 mediram, respectivamente, o efeito da inclusão das GDMTs e GDBTs no SDEE. O conjunto de dados destes experimentos consiste em 1967 alimentadores⁴⁷ com ~1700 UGMTs e ~180 mil UGBTs. Para a execução destes dois experimentos, foi necessário simular os alimentadores com a inclusão dos BCs, para a obtenção de 100% de convergência do fluxo de potência.

Tabela 23 – Comparações entre os modelos do SDEE ANEEL e proposto.

Nº Exp.	Parâmetro comparado	Nº alim.	Energia inj. (MWh)	Energia inj. Reativa (MVar)	Energia inj. GD (MWh)	PTs (MWh)	Aum. (- red.) perdas (MWh)	Aum. (- red.) perdas (pp)
1	Modelo ANEEL	997	111.570,0	52.614,7	0	11.847,1		
	Inc. De bancos de capacitores		111.502,5	47.736,0	0	11.629,1	-218,0	-0,20 pp
2	Modelo ANEEL	1.962	190.065,8	88.380,7	0	18.121,6		
	Modelo de linha proposto		189.677,3	85.363,8	0	18.150,3	28,7	0,02 pp
3	Modelo ANEEL	1.962	190.065,8	88.380,7	0	18.121,6		
	Inc. Reatância de magnetização		189.964,1	99.293,5	0	18.905,5	783,9	0,41 pp
4	Modelo ANEEL	1.967	190.766,8	83.874,1	0	17.983,3		
	Inc. De GDs na MT		186.126,8	87.419,0	4.594,8	17.851,4	-131,9	-0,07 pp
5	Modelo ANEEL	1.967	190.766,8	83.874,1	0	17.983,3		
	Inc. De GDs na BT		183.374,5	83.167,4	4.917,4	17.279,1	-704,2	-0,21 pp

Experimento n.º 1 – comentários sobre os resultados: Com a inserção do BCs, observa-se também a redução de Perdas Técnicas de 218,0 MWh/dia (ou 0,20 pontos percentuais) entre as duas simulações, bem

⁴⁶ O padrão de BCs mais utilizado pela CEMIG-D é de 300 kVAr (100 kVAr por fase). Entretanto, o sistema também possui bancos de 600 kVAr e 100 kVAr, sendo este último, um padrão antigo e não mais utilizado.

⁴⁷ Praticamente a totalidade dos alimentadores com carga na Base de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD) da CEMIG do ano de 2022.

como a diminuição da energia reativa demandada da SE. Ressalta-se também que o cálculo com a inclusão dos BCs foi realizado com o fator de potência de 0,92 para todas as cargas BT e MT, conforme estabelecido no modelo ANEEL⁴⁸.

Experimento n.º 2 – comentários sobre os resultados: Os resultados apontaram um ligeiro aumento das Perdas Técnicas em 28,7 MWh/dia (ou 0,02 pontos percentuais) com a definição das impedâncias de sequência zero. Analisando-se os resultados alimentador por alimentador, observa-se tanto casos em que as Perdas Técnicas aumentaram (1.352 alimentadores), como casos de redução (659 alim.). O aumento ou a redução das perdas depende tanto de características físicas da rede, tais como: quantidade de redes monofásicas, bitola dos condutores, quantidade de cargas mono e bifásicas e a distância destas em relação à SE, e fundamentalmente, da parcela da carga dependente do nível de tensão, conforme enfatizado neste trabalho. Logo, este resultado corrobora a importância de se considerar os valores de sequência zero na definição dos condutores de MT e BT para uma apuração mais precisa das Perdas Técnicas.

Experimento n.º 3 – comentários sobre os resultados: Os resultados apontaram o aumento das Perdas Técnicas em 0,41 pontos percentuais devido à inclusão da reatância de magnetização dos transformadores. Este aumento é o mais expressivo entre todas as alterações do modelo proposto para o SDEE.

Experimentos n.º 4 e 5 – comentários sobre os resultados: Os resultados apontaram respectivamente a redução das PTs em 0,07% e 0,37% com inclusão das UGMTs e UGBTs. Há uma coincidência numérica na qual os montantes de energia injetada pelas UGMTs e UGBTs são próximos (respectivamente 2,4% e 2,6% da energia total injetada no sistema). Entretanto, as UGBTs, por estarem distribuídas pela área geográfica do alimentador acabam alimentando as cargas em situações mais favoráveis que a própria subestação, isto é, com menores Perdas Técnicas. Logo, explicando a maior redução de perdas obtidas pelas UGBTs.

Estes resultados estão de acordo com a literatura científica que aponta que a incorporação de GDs no SDEE inicialmente provocam a diminuição das PTs. Entretanto, casos os montantes de geração sejam superiores às cargas locais, a energia injetada pelas GDs percorrerá o sentido inverso do alimentador até a SE, situação denominada de “fluxo reverso”. De acordo com (ANEEL, 2021), o fluxo reverso é um dos critérios que possibilita a distribuidora restringir a conexão de novos acessantes ao SDEE.

6.5 Conclusões

As conclusões deste Capítulo são aqui divididas em três Subseções, isto é, as conclusões i) sobre a aplicação da IBE nas redes de *benchmark*, ii) sobre a aplicação da IBE nas redes de distribuição reais e iii) as conclusões sobre o modelo do SDEE proposto.

⁴⁸ A definição de um fator de potência mais conservador, baseou-se exatamente no fato de que os bancos de capacitores não são considerados no modelo ANEEL. Na prática, o fator potência é menor para as cargas de forma que a redução das PTs certamente é maior que a capturada pelo experimento. A afirmação vale tanto para as cargas de BT como para as cargas de MT, mesmo as últimas possuindo, em muitos casos, compensação reativa nas instalações.

6.5.1 Conclusões sobre a aplicação da IBE nas redes de *benchmark*

O método IBE foi capaz de minimizar as cinco redes de *benchmark*. Os resultados, em número de execuções de Fluxos de Potência (NFP), para as redes de 33, 69 e 84-barras são os melhores da literatura. Os resultados para as redes de 119 e 136-barras estão na mesma ordem de grandeza que os trabalhos que apresentam os melhores resultados (dois artigos para a rede de 119-barras e uma dissertação para a rede de 136-barras).

A aplicação da Equação de Baran&Wu contribuiu para a redução do NPF necessários para a minimização das perdas das redes. Inicialmente, a Equação foi aplicada na sua forma original, porém, neste cenário, somente as perdas das redes de 33, 69, 119 e 136-barras foram minimizadas. Diante disto, foi proposta a modificação da Equação, considerando-se também os níveis de tensão nas barras do ciclo analisado. Esta proposição é nova na literatura científica. Os resultados da Tabela 17 mostram que mesmo a IBE sem a utilização da Equação de Baran&Wu modificada ainda apresentam resultados, em NFP, superiores a diversos trabalhos com abordagens meta-heurísticas. Espera-se que com a disponibilização da implementação do método no repositório do autor (PEREIRA, E. C., 2023), a comunidade científica possa se beneficiar, inclusive aplicando a Equação modificada (e a implementação em Matlab) nos trabalhos sobre meta-heurísticas baseadas em população para a redução do NFP dispendidos.

Por fim, outro aspecto importante ressaltado é que o método dispensa a necessidade de criação de uma população inicial como a maioria das técnicas meta-heurísticas populacionais requer. Na análise das redes de *benchmark*, esta vantagem pode não ser tão significativa, uma vez que estas são pequenas em números de barras e ramos. Entretanto, para o caso das redes reais, discutido a seguir, o cenário é diferente. Outro aspecto que deve ser observado é que a utilização das meta-heurísticas evolucionárias, em geral, necessita de esquemas de codificação dos indivíduos especiais. Já o método IBE utiliza as duas codificações mais comuns (binária e inteira), cujas implementações computacionais são simples.

6.5.2 Conclusões sobre a aplicação da IBE nas redes de distribuição reais

Os estudos de caso demonstram tanto a redução das perdas de energia quanto a melhoria do nível de tensão em alimentadores de distribuição reais, conforme apresentado na Tabela 21. Levando em consideração o tamanho do espaço de busca apresentado na Tabela 21 para os alimentadores e subestações reais, o IBE mostrou-se adequado para minimizar as perdas destas redes, com um baixo número de execuções de FP. Uma das contribuições tanto para o baixo NFP como para o desempenho geral do método é o fato dele não requerer a criação de uma população inicial de soluções candidatas. Um método, como o proposto, que dispense a criação de uma população inicial de soluções candidatas é, sem dúvida, mais adequado para a resolução do PRDD em sistemas reais, na medida em que para a criação, armazenamento e avaliação da *fitness* desta, há um dispêndio de recursos computacionais.

Como as manobras são realizadas dentro da mesma subestação, o nível de curto-circuito não é alterado. Além disso, os índices de confiabilidade preditiva (por exemplo, o *System Average Interruption Duration Index* – SAIDI e o *System Average Interruption Frequency Index* – SAIFI) muitas vezes são melhorados após a execução das manobras, pois as cargas são alimentadas por redes mais próximas da subestação ou tem-se

as redes convencionais substituídas por uma alimentação por redes protegidas ou isoladas, como, por exemplo, a situação apresentada no estudo de caso n.º 4.

As características atuais dos sistemas de distribuição modernos, como o aumento do número de DERs e IEDs na rede, apontam, pelo menos, um replanejamento trimestral do SDEE visando a minimização de perdas de energia. Até o momento, a IBE foi aplicada a 89 casos de reconfiguração de alimentadores reais da CEMIG-D com uma redução total de perdas de energia simulada de 4.959 MWh/ano. Na Seção do **Anexo 1** será apresentado uma tabela com a síntese de todas as reconfigurações implantadas no SDEE da CEMIG-D.

6.5.3 Conclusões sobre o modelo do SDEE proposto

Os resultados apresentados evidenciaram a importância de um modelo do SDEE que apure as PTs de maneira mais fidedigna. As propostas de inclusão dos BCs (Exp. n.º 1) e a inclusão das UGMTs e UGBTs (Exp. n.º 4 e 5) apontaram a redução das PTs. Já o modelo de LDs (Exp. n.º 2) e a inclusão da reatância de magnetização no modelo (Exp. n.º 3) contribuíram para o aumento das PTs. De acordo com a Tabela 23, o “saldo” das alterações combinadas aponta para a diminuição de perdas de 0,05 pontos percentuais sobre a energia injetada no sistema.

No âmbito das discussões do modelo de perdas da Tomada de Subsídio n.º 013/2022 (ANEEL, 2022), sugere-se a consideração das propostas desta tese. Com relação à inclusão dos bancos de capacitores, ressalta-se o fato que sua inclusão contribuiu para a convergência do fluxo de potência em alimentadores com significativa energia injetada por GDMTs. Além disto, as informações destes equipamentos já se encontram nos dados requisitados pela ANEEL (BDGD). Com relação à consideração dos valores de sequência zero, embora os resultados não apontem significativa redução de PTs, a justificativa para a utilização destes valores é no sentido do refinamento do cálculo das PTs e a utilização do modelo de LD consolidado na sua forma plena. Argumento igual aplica-se à consideração da reatância de magnetização no modelo dos transformadores, embora neste caso, o impacto nas PTs seja significativo.

É oportuno mencionar outras propostas de evolução do modelo do SDEE que não foram abordadas nesta tese, tais como: a utilização do fator de potência medido para as cargas de MT, a utilização de curvas de carga que representem o comportamento médio de cada cliente de MT e a simulação do FP com curvas típicas que representem a média diária da variação do nível de tensão – consequência do OLTC dos transformadores da SE – de alimentação dos circuitos.

7 CONCLUSÕES DA TESE

O objetivo principal da tese, minimização das Perdas Técnicas de energia nos SDEEs reais, por meio da reconfiguração da topologia da rede, foi alcançado, com a aplicação do método *Iterative Branch Exchange* originalmente proposto neste trabalho. Os resultados demonstraram que a associação da heurística *Branch Exchange* com a aplicação de conceitos de meta-heurísticas evolucionárias e da teoria de agrupamento é uma maneira eficiente para resolver o PRRD. O método desenvolvido foi capaz de otimizar as redes de 33, 69, 84, 119 e 136-barras em todas as 10 execuções do algoritmo. Os resultados em número de execuções de fluxo de potência (NFP) para as redes de 69 e 84-barras são os melhores da literatura. Para as redes de 33, 119 e 136-barras, os resultados estão na mesma ordem de magnitude dos melhores trabalhos da literatura. Ao minimizar as redes partindo-se da configuração inicial e, portanto, não utilizando uma população inicial de indivíduos – o que naturalmente requer a utilização de algoritmos especiais para sua criação, evita o dispêndio de recurso computacional para avaliar o fluxo de potência sobre esta população. Esta característica é considerada uma vantagem sobre as meta-heurísticas evolucionárias baseadas em população, pois favorece a aplicação do método em sistemas de distribuição reais que usualmente possuem um número de barras e linhas muito maior que as redes de *benchmark*.

A tese apresentou diversas contribuições no campo de reconfiguração de redes de distribuição. Destaca-se a proposição de modificação da Equação de estimação de perdas de Baran&Wu, a qual passou a considerar o nível de tensão nas barras do ciclo. A incorporação desta Equação modificada na IBE possibilitou melhores resultados, em NFP, já que na análise da *Branch Exchange*, economizou-se uma simulação de fluxo de potência sobre toda a rede. Outra contribuição importante foi a extensão do modelo matemático de otimização mono-objetivo, com a adição de uma restrição do nível de tensão, possibilitando o correto tratamento dos SDEEs reais que além das cargas dependentes do nível de tensão, usualmente também possuem equipamentos para a regulação de tensão. O trabalho evidenciou que sem a abordagem proposta, a maioria das metodologias disponíveis não está adequada para otimizar sistemas de distribuição reais. A tese também apresentou a aplicação da teoria de agrupamentos ao grafo que modela a conectividade do SDEE, até então, inédita na literatura científica. Ao se realizar o agrupamento dos ciclos que compartilham as mesmas “arestas de alimentação”, a IBE é executada somente nos ciclos agrupados o que contribui para redução do espaço de busca e melhoria do desempenho do método. Com esta abordagem, as redes de 119 e 136-barras tiveram as perdas de potência minimizadas com reduzido NFP.

O método aplicado aos alimentadores e subestações da CEMIG-D caracteriza o trabalho como pesquisa aplicada, tópico com cobertura limitada na literatura científica, conforme enfatizado ao longo deste texto. A tese apresentou novas proposições ao modelo do SDEE, visando a apuração mais fidedigna das perdas de energia em sistemas de distribuição reais. O trabalho apresentou as seguintes inovações ao modelo do SDEE: 1) a consideração dos equipamentos de compensação reativa; 2) a proposição de consideração de um valor de resistividade média do solo do estado de Minas Gerais para o cálculo mais apurado dos parâmetros das linhas de distribuição da CEMIG-D; 3) proposição de um método para a consideração dos Geradores Distribuídos de MT e BT e 4) a consideração da reatância de magnetização dos transformadores de

distribuição. Os resultados comparativos entre o modelo do SDEE ANEEL e o proposto, apresentados no Capítulo 6, apontam um não reconhecimento de PTs, o que naturalmente desperta o interesse das concessionárias para a utilização do modelo proposto, por exemplo, na retomada das discussões do tema pela ANEEL na Tomada de Subsídio n.º 013/2022 (ANEEL, 2022).

Três estudos de caso foram apresentados na Seção 6.3, onde configurações de menores perdas foram encontradas com um baixo número NFP. Um dos estudos de caso é um contraexemplo que justifica a necessidade da inclusão da restrição de tensão no modelo matemático de otimização. Ao longo do desenvolvimento do trabalho, o método IBE foi aplicado em outras subestações e alimentadores de distribuição da CEMIG-D, possibilitando a execução em campo de 89 reconfigurações, totalizando a redução de perdas de 4.959 MWh/ano.

Todas estas características fazem deste trabalho inovador, na medida em que não foram encontrados outros trabalhos com este grau de detalhamento de SDEE reais. Assim, espera-se que o trabalho contribua para a correta apuração das PTs de energia das concessionárias, bem como para a comunidade científica, na medida em que todos os códigos foram disponibilizados no repositório. Uma vez que a totalidade das Perdas Não-Técnicas (PNTs), em geral, não é reconhecida na tarifa de energia, qualquer esforço que contribua para uma apuração mais precisa das PTs e a consequente estimativa mais precisa das PNTs, pode resultar em ganhos financeiros para as concessionárias. Uma vez que a customização do OpenDSS utiliza a base do Banco de Dados Geográfico da Distribuidora (BDGD) para a criação dos “casos bases”, o método pode ser diretamente empregado por todas as concessionárias de distribuição do Brasil.

Entre as diversas possibilidades de trabalhos futuros, citam-se: 1) A extensão do modelo matemático para multi-objetivo com a inclusão de índices de confiabilidade (e.g. SAIDI e SAIFI) como objetivos⁴⁹; 2) melhoria do algoritmo de agrupamento dos ciclos⁵⁰ e 3) Analisar a aplicação da IBE em cenários de restauração de energia. A restauração do serviço de energia apresenta um requisito de tempo-real, desta forma, métodos eficientes que requerem um baixo valor de NFP, como a IBE, podem ser vantajosos comparados às outras técnicas⁵¹.

⁴⁹ Desta forma, determinadas reconfigurações que tornem a rede mais confiável poderão ser priorizadas em relação à manobras que “apenas” reduzem perdas. Na literatura científica, o tema apresenta algumas das críticas apontadas nesta tese para os trabalhos mono-objetivo sobre RRD, como poucos trabalhos aplicados em alimentadores reais. Entretanto, ainda assim, sugere-se os seguintes trabalhos como ponto de partida: (CLAVIJO-BLANCO; ROSENDO-MACÍAS, 2020) e (SHAHEEN et al., 2022).

⁵⁰ Por exemplo, devido à configuração radial, é possível substituir o uso do algoritmo de Dijkstra por algoritmos de travessia de grafos (e.g. DFS) que são computacionalmente mais baratos.

⁵¹ Sugere-se os seguintes trabalhos como ponto de partida: a revisão (SHEN; WU; XUE, 2020) e (CARRION et al., 2024).

BIBLIOGRAFIA

ABABEI, C.; KAVASSERI, R. **Efficient network reconfiguration using minimum cost maximum flow-based branch exchanges and random walks-based loss estimations.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 26, nº 1, p. 30–37, 2011. ISBN: 0885-8950 VO - 26, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2052076.

ABDELAZIZ, A. Y. et al. **A Modified Particle Swarm Algorithm for Distribution Systems Reconfiguration.** [s.l.], 2009. ISBN: 9781424442416.

_____. **Reconfiguration of distribution systems with distributed generators using Ant Colony Optimization and Harmony Search algorithms.** *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, [s.l.], p. 1–8, 2012.

ABDELAZIZ, M. **Distribution network reconfiguration using a genetic algorithm with varying population size.** *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 142, p. 9–11, 2017. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2016.08.026.

ABEYSINGHE, S. et al. **Topological properties of medium voltage electricity distribution networks.** *Applied Energy*, [s.l.], v. 210, p. 1101–1112, 2018. ISSN: 03062619, DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.113.

ABNT, A. B. de N. T. **ABNT 5440 - Transformadores para redes aéreas de distribuição — Requisitos.** [s.l.]: [s.n.], 2014.

ABUR, A. et al. **Three Phase Power Flow for Distribution Systems with Dispersed Generation.** Em: *PSCC. Sevilla/ES*: [s.n.], 2002. ISSN: 0272-1724, DOI: 10.1109/MPER.2002.4312238.

AHMADI, H.; MARTÍ, J. R. **Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem.** *Sustainable Energy, Grids and Networks*, [s.l.], v. 1, p. 1–9, 2015. ISSN: 23524677, DOI: 10.1016/j.segan.2014.10.001.

AHMADI, H.; MARTÍ, J. R.; DOMMEL, H. W. **A Framework for Volt-VAR Optimization in Distribution Systems.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, [s.l.], v. 6, nº 3, p. 1473–1483, 2015.

ALMEIDA, A. M. F. et al. **Optimal Localization of Voltage Regulator Banks in Distribution Systems.** [s.l.], nº June, p. 6–9, 2005. ISSN: 05379989.

ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. **Advanced network management systems: A risk-based AC OPF approach.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 30, nº 1, p. 409–418, 2015. ISBN: 0885-8950 VO - 30, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2320901.

ALONSO, F. R.; OLIVEIRA, D. Q.; SOUZA, A. C. Z. **Artificial immune systems optimization approach for multiobjective distribution system reconfiguration**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 30, nº 2, p. 840–847, 2015. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2330628.

ALONSO, G. et al. **Enhanced Artificial Immune Systems and Fuzzy Logic for Active Distribution Systems Reconfiguration**. *Energies*, [s.l.], v. 15, nº 24, p. 9419, 2022. ISSN: 1996-1073, DOI: 10.3390/en15249419.

ALWASH, S.; IBRAHIM, S.; ABED, A. M. **Distribution System Reconfiguration with Soft Open Point for Power Loss Reduction in Distribution Systems Based on Hybrid Water Cycle Algorithm**. *Energies*, [s.l.], v. 16, nº 1, 2023. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en16010199.

AMARAL, M. B. **Modelagem Estática de Carga Através de Medição Direta e Utilização de Técnicas de Otimização - Tese de doutorado**. 93 p. - Universidade Federal de Juiz de Fora, 2012.

AMASIFEN, J. C. C.; MANTOVANI, J. R. S.; ROMERO, R. **Redes Radiais De Distribuição Sob Demandas Fixas E Variáveis - Estudo Dos Operadores Genéticos E Parâmetros De Controle**. *Revista Controle & Automação*, [s.l.], v. 16, nº 3, p. 303–317, 2005.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 5 – Sistemas de Medição**. Brasília/DF: [s.n.], 2017.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília/DF: [s.n.], 2018a.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília/DF: [s.n.], 2018b.

_____. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021**. [s.l.]: [s.n.], 2021.

_____. **Tomada de subsídios 013/2022**. 2022. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_auth=U9IQNTgZ&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3697&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 24/nov./23.

_____. **Nota Técnica nº 7/2023-STD/ANEEL**. Brasília/DF: [s.n.], 2023.

ANZAI, A. H. **Um Modelo de Fluxo de Carga para Sistemas de Distribuição Contendo Diferentes Tecnologias de Geração Distribuída - Dissertação de mestrado**. 176 p. - Universidade Estadual de Campinas Faculdade - UNICAMP, 2008.

ARIF, A. et al. **Load Modeling – A Review**. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [s.l.], p. 1–1, 2017. ISBN: 1949-3053, ISSN: 1949-3053, DOI: 10.1109/TSG.2017.2700436.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. *System*. 2nd Edition ed. Christchurch, New Zealand: John Wiley & Sons Ltd, 2003. 389 p. ISBN: 0470851295.

AYIKPA, M. E.; ALMEIDA, K. C. De; DANIELSKI, G. C. **Estudo do Impacto da Geração Fotovoltaica Distribuída via Fluxo de Potência Ótimo Trifásico**. Em: *XXI Congresso Brasileiro de Automática*. Vitória/ES: [s.n.], 2016.

BAGLEY, J. D. **The behavior of adaptive systems which employ genetic and correlation algorithms**. Ann Arbor, MI: [s.n.], 1967. 186 p.

BALLANTI, A.; OCHOA, L. F. **Assessing the Effects of Load Models on MV Network Losses**. *Australian Universities Power Engineering Conference AUPEC 2015*, [s.l.], p. p 1-6, 2015.

BARAN, M. E.; WU, F. F. **Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing**. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, [s.l.], v. 4, nº 2, p. 1401–1407, 1989.

BARAN, M.; MCDERMOTT, T. E. **Distribution system state estimation using AMI data**. Em: *Power Systems Conference and Exposition and Exposition, PSCE 2009*. Seattle: IEEE, 2009. ISBN: 9781424438112, DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840257.

BARAN M; WU F. **Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 4, nº 1, p. 725–734, 1989.

BARBOSA, A. S. et al. **Proposição de curvas típicas de consumo e geração para UCBTs com UGBTs e quantificação do efeito da MMGDs nas perdas técnicas**. Em: *Congresso de Inovação na Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo: [s.n.], 2024.

BARBOSA, C. H. N. D. R. **Reconfiguração e Restauração Ótima de Sistemas de Distribuição Primária de Energia Elétrica - Tese de Doutorado**. - Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.

BARBOSA, C. H. N. D. R.; ALEXANDRE, R. F.; VASCONCELOS, J. A. De. **A practical codification and its analysis for the generalized reconfiguration problem**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 97, p. 19–33, 2013. ISBN: 0378-7796, ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2012.12.002.

BARBOSA, C. H. N. D. R.; MENDES, M. H. S.; VASCONCELOS, J. A. De. **Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 54, p. 619–630, 2014. ISBN: 0142-0615, ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.08.015.

BAROUCHE, I. de O.; SILVA, L. C. P. Da. **Novas Proposições Metodológicas para o Cálculo das Perdas Técnicas no âmbito do 4º Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas**. *XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétri SENDI 2016*, [s.l.], p. 1–12, 2016.

BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. **Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, [s.l.], v. PAS-86, nº 4, p. 415–421, 1967. ISBN: 0018-9510, ISSN: 00189510, DOI: 10.1109/TPAS.1967.291849.

BERNARDON, D. P. **Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais - Tese de doutorado**. [s.l.], p. 229, 2007.

BERNARDON, D. P. et al. **Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 107, p. 59–67, 2014. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2013.09.011.

BESSANI, M.; BATISTA, S. L.; CAMPELO, F. **Characterization of Distribution Systems Topological Flexibility using Bipartite Multigraphs**. [s.l.]: [s.n.], 2022.

BEZA, T. M.; HUANG, Y. C.; KUO, C. C. **A hybrid optimization approach for power loss reduction and dg penetration level increment in electrical distribution network**. *Energies*, [s.l.], v. 13, nº 22, 2020. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en13226008.

BORGES, T. T. **Restabelecimento de sistemas de distribuição utilizando fluxo de potência ótimo - Tese de doutorado**. 152 p. - UFRJ, 2012.

BRAZ, H. D. de M.; SOUZA, B. A. De. **Distribution network reconfiguration using genetic algorithms with sequential encoding: Subtractive and additive approaches**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 26, nº 2, p. 582–593, 2011. ISBN: 0885-8950, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2059051.

BRUNO, S. et al. **Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, [s.l.], v. 58, nº 10, p. 4504–4513, 2011. ISSN: 02780046, DOI: 10.1109/TIE.2011.2106099.

BURATTI, R. P. **Reguladores de Tensão em Redes Elétricas com Alta Penetração de Cargas Não Lineares - Dissertação de mestrado**. - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, 2016.

CAO, H. et al. **Distribution Network Dynamic Reconfiguration Based on Improved Fuzzy C-Means Clustering with Time Series Analysis**. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, [s.l.], v. 17, nº 2, p. 174–182, 2022. ISSN: 19314981, DOI: 10.1002/tee.23504.

CAPITANESCU, F. et al. **Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 30, nº 1, p. 346–356, 2015. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2320895.

CARPENTIER, J. **Contribution a l'Etude du Dispatching Economique**. *Bull. Soc. Francaise des Electriciens*, [s.l.], v. 3, p. 431–447, 1962.

CARRANO, E. G. **Algoritmos Evolucionários Eficientes para Otimização de Redes - Tese de doutorado**. - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2007.

_____. **Subpermutation-Based Evolutionary Multiobjective Algorithm for Load Restoration in Power Distribution Networks**. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, [s.l.], v. 20, nº 4, p. 546–562, 2016. ISSN: 1089778X, DOI: 10.1109/TEVC.2015.2497361.

CARREÑO, E. M.; ROMERO, R.; PADILHA-FELTRIN, A. **An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 23, nº 4, p. 1542–1551, 2008.

CARRION, C. E. C. et al. **Dynamic Service Restoration of Distribution Networks With Volt-Var Devices, Distributed Energy Resources, and Energy Storage Systems**. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, [s.l.], v. 15, nº 2, p. 903–919, 2024. ISSN: 19493037, DOI: 10.1109/TSTE.2023.3316091.

CARSON, J. R. **Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return**. *Bell System Technical Journal*, [s.l.], v. 5, nº 4, p. 539–554, 1926. ISSN: 15387305, DOI: 10.1002/j.1538-7305.1926.tb00122.x.

CAVALCANTE, P. L. et al. **Centralized self-healing scheme for electrical distribution systems**. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [s.l.], v. 7, nº 1, p. 145–155, 2016. ISSN: 19493053, DOI: 10.1109/TSG.2015.2454436.

CAVALHEIRO, E. M. B.; LYRA FILHO, C. **Otimização de Redes de Distribuição de Energia Elétrica por BRKGA**. Em: *XLIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Blumenau-SC: [s.n.], 2017.

CEBRIAN, J. C.; KAGAN, N. **Reconfiguration of distribution networks to minimize loss and disruption costs using genetic algorithms**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 80, nº 1, p. 53–62, 2010. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2009.08.005.

CEMIG. **Nota Técnica CEMIG nº 07/2018 - RE “Contribuições para o tema: Perdas Técnicas (Nota Técnica nº0022/2018-SRD/ANEEL)”**. [s.l.]: [s.n.], 2018.

_____. **Usina solar fotovoltaica Mineirão**. [s.d.]. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/usina/usina-solar-fotovoltaica-mineirao/>>. Acesso em: 21/nov./23.

CEPEL. **ANAREDE**. 2024. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>>. Acesso em: 15/abr./24.

CHEN, T. et al. **Distribution System Power Flow Analysis - A Rigid Approach**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 6, nº 3, p. 1146–1152, 1991.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. **A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 10, nº 2, p. 671–679, 1995.

CHIANG, H.-D.; JUMENAU, R. J. **Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 5, nº 3, 1990.

CHIOU, J.; CHANG, C.; SU, C. **Variable scaling hybrid differential evolution for solving network reconfiguration of distribution systems**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 20, nº 2, p. 668–674, 2005. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846096.

CIDINEY, J. da S. **Algoritmo de Evolução Diferencial Discreta Aplicado à Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica - Dissertação de mestrado**. 102 p. - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2011.

CIREDA. **Reduction of Technical and Non-Technical Losses in Distribution Networks**. [s.l.], 2017.

CIVANLAR, S. et al. **Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 3, nº 3, p. 1217–1223, 1988.

CLAVIJO-BLANCO, J. A.; ROSENDO-MACÍAS, J. A. **Failure rates in distribution networks: Estimation methodology and application**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 185, 2020. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106398.

CLEMENCE, M.; COCCIONI, R.; GLATIGNY, A. **Schneider Electric White Paper: How Utility Electrical Distribution Networks can Save Energy in the Smart Grid Era**. [s.l.]: [s.n.], 2013.

CORMEN, T. H. et al. **Introduction to Algorithms - Third Edition**. Cambridge, Massachusetts, Massachusetts: The MIT Press, 2009.

CYME. **CYMDIST Distribution System Analysis**. 2018. Disponível em: <<http://www.cyme.com/software/cymdist/>>.

DAS, S.; SUGANTHAN, P. N. **Differential evolution: A survey of the state-of-the-art**. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, [s.l.], v. 15, nº 1, p. 4–31, 2011. ISBN: 1089-778X VO - 15, ISSN: 1089778X, DOI: 10.1109/TEVC.2010.2059031.

DELBEM, A. C. B. **Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição por Algoritmo Evolucionário Associado a Cadeia de Grafos - Tese de doutorado**. - EESC/USP, 2002.

DELBEM, A.; CARVALHO, A. C. P. L. F.; BRETAS, N. G. **Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 20, nº 1, p. 425–436, 2005. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2004.840442.

DIJKSTRA, E. W. **A Note on Two Problems in Connexion with Graphs**. *Numerische Mathematik*, [s.l.], v. 1, nº 1 959, p. 269–271, 1959. ISBN: 0029-599X (Print) 0945-3245 (Online), ISSN: 00426989, DOI: 10.1007/BF01386390.

DING, F.; LOPARO, K. A. **Feeder Reconfiguration for Unbalanced Distribution Systems with Distributed Generation: A Hierarchical Decentralized Approach**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 31, nº 2, p. 1633–1642, 2016. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2430275.

DOMMEL, H.; TINNEY, W. **Optimal Power Flow Solutions**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, [s.l.], v. PAS-87, nº 10, p. 1866–1876, 1968. ISBN: 0018-9510, ISSN: 0018-9510, DOI: 10.1109/TPAS.1968.292150.

DONG HAN et al. **A Real Application of Measurement-Based Load Modeling in Large-Scale Power Grids and its Validation**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 24, nº 4, p. 1756–1764, 2009. ISSN: 0885-8950, DOI: 10.1109/tpwrs.2009.2030298.

DSEE/FEEC/UNICAMP; AXXIOM. **Modelagem de Carga para Análise Computacional de Sistemas de Energia Elétrica: Metodologias e Técnicas de Parametrização - Relatório Técnico - Etapa 2**. Campinas/SP: [s.n.], 2011.

DUGAN, R. C. **Distribution State Estimation with the OpenDSS**. [s.l.], p. 1–11, 2011.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. *Electric Power Research Institute, Inc.*, [s.l.], nº October, p. 1–232, 2020.

ELDURSSI, A. M.; O'CONNELL, R. M. **A fast nondominated sorting guided genetic algorithm for multi-objective power distribution system reconfiguration problem**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 30, nº 2, p. 593–601, 2015. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2332953.

EPRI. **Modeling Single-phase, Center-tapped Distribution Transformers**. [s.l.], p. 2–4, 2009.

_____. **Modeling High-Penetration PV for Distribution Interconnection Studies - Smart Inverter Function Modeling in OpenDSS, Rev. 2**. *Electric power research institute*, [s.l.], p. 76, 2013.

_____. **OpenDSS Circuit Solution Technique - Technical report**. [s.l.], p. 2, 2016.

_____. **Simulation Tool – OpenDSS**. 2023. Disponível em: <<https://www.epri.com/pages/sa/opensdss?lang=en>>. Acesso em: 17/fev./23.

EPRI; UFU. **CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS PARA A TOMADA DE SUBSÍDIOS 013/2022 DA ANEEL Cálculo de Perdas na Distribuição da Energia Elétrica**. [s.l.]: [s.n.], 2022.

ERIKSSON, M. et al. **Multiagent-Based Distribution Automation Solution for Self-Healing Grids**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, [s.l.], v. 62, nº 4, p. 2620–2628, 2015. ISBN: Eri, ISSN: 02780046, DOI: 10.1109/TIE.2014.2387098.

EXPÓSITO, A. G.; RAMOS, E. R. **Reliable load flow technique for radial distribution networks**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 14, n° 3, p. 1063–1069, 1999. ISSN: 0885-8950, DOI: 10.1109/59.780924.

FATHABADI, H. **Power distribution network reconfiguration for power loss minimization using novel dynamic fuzzy c-means (dFCM) clustering based ANN approach**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 78, p. 96–107, 2016. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.11.077.

FOGEL, L. J.; OWENS, A. J.; WALSH, M. J. **Artificial intelligence through a simulation of evolution**. MAXFIELD, M.; CALLAHAN, A.; FOGEL, L. j. (Orgs.). Em: *Biophysics and Cybernetic Systems: Proc. of the 2nd Cybernetic Sciences Symp*. Washington D.C.: Spartan Books, 1966.

FRANCO, J. et al. **An Efficient Implementation of Tabu Search in Feeder Reconfiguration of Distribution Systems**. Em: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [s.l.]: [s.n.], 2012. ISBN: 9781467327299.

FRANCO, J. F.; OCHOA, L. F.; ROMERO, R. **AC OPF for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach**. *IEEE Transactions on Smart Grid*, [s.l.], v. 9, n° 5, p. 4613–4623, 2018. ISBN: 1949-3053 VO - PP, ISSN: 19493053, DOI: 10.1109/TSG.2017.2665559.

FREITAS, K. B. et al. **MIQP model and improvement heuristic for power loss minimization in distribution system with network reconfiguration**. *Journal of Heuristics*, [s.l.], v. 26, n° 1, p. 59–81, 2020. ISSN: 15729397, DOI: 10.1007/s10732-019-09421-0.

FREITAS, P. R. R. De. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. [s.l.], p. 1–189, 2015.

FREITAS, W.; SILVA, L. C. P. DA. **Distribution system load modeling based on detection of natural voltage disturbances**. *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, [s.l.], p. 1–5, 2012. ISBN: 978-1-4673-2729-9, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345070.

GASPAR, W. A. et al. **Static load model adjustment using fuzzy logic and differential evolution**. *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2012*, [s.l.], n° 1, 2012. ISBN: 9781467324120, DOI: 10.1109/INDUSCON.2012.6451415.

GEREZ, C. et al. **Distribution Network Reconfiguration Using Selective Firefly Algorithm and a Load Flow Analysis Criterion for Reducing the Search Space**. *IEEE Access*, [s.l.], v. 7, p. 67874–67888, 2019. ISSN: 21693536, DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2918480.

GHAREBAGHI, S.; IZADI, M.; SAFDARIAN, A. **Optimal Network Configuration Considering Network Losses and Service Reliability**. Tehran, Iran: [s.n.], 2017. ISBN: 9781538642795.

GHOSH, S.; DAS, D. **Method for load-flow solution of radial distribution networks**. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution- Generation, Transmission and Distribution*, [s.l.], v. 146, n° 6, p. 641, 1999.

GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. **Power System Analysis and Design**. 4th Editio ed. [s.l.]: Cengage Learning, 2008.

GOLDBERG, D. E.; HOLLAND, J. H. **Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning**. [s.l.]: Addison Wesley, 1979.

GONZALEZ, C.; DRIESEN, J.; VITO, K. **Reducing Grid Losses and Voltage Unbalance with PV inverters**. [s.l.], 2014. ISBN: 9781479964154.

GOSWAMI, S. K. K.; BASU, S. K. K. **A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 7, n° 3, p. 1484–1491, 1992. ISBN: 0885-8977, ISSN: 19374208, DOI: 10.1109/61.141868.

GOULART, F. et al. **Permutation-based optimization for the load restoration problem with improved time estimation of maneuvers**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 101, n° October 2017, p. 339–355, 2018. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2018.03.030.

GRANADOS, J. F. L. **Modelagem de Carga em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica - Dissertação de mestrado**. - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2018.

GREENWOOD, A. **Electrical Transients in Power Systems**. Second Edi ed. New York, NY: John Wiley & Sons Ltd, 1991.

GUEDES, L. S. M. et al. **A multiobjective heuristic for reconfiguration of the electrical radial network**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 28, n° 1, p. 311–319, 2013. ISSN: 08858977, DOI: 10.1109/TPWRD.2012.2218260.

GUIMARÃES, M. A. N.; CASTRO, C. **Reconfiguration of Distribution Systems for Loss Reduction using Tabu Search**. *15th PSCC*, [s.l.], n° August, p. 1, 2005.

GUPTA, N.; SWARNKAR, A.; NIAZI, K. R. **A modified branch-exchange heuristic algorithm for large-scale distribution networks reconfiguration**. Em: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [s.l.]: [s.n.], 2012. ISBN: 9781467327275, ISSN: 19449925, DOI: 10.1109/PESGM.2012.6345030.

HAPP, H. H.; WIRGAU, K. A. **A review of the Optimal Power Flow**. *Journal of the Franklin Institute*, [s.l.], v. 312, n° 3–4, p. 231–264, 1981. ISSN: 00160032, DOI: 10.1016/0016-0032(81)90063-6.

HARRIS, J. M.; HIRST, J. L.; MOSSINGHOFF, M. J. **Combinatory and Graph Theory. Media**. Second Edi ed. [s.l.]: Springer US, 2008. ISBN: 3540901639, ISSN: 0172-6056, DOI: 10.1007/978-0-387-92712-1.

HARRISON, G. P.; WALLACE, A. R. **Optimal power flow evaluation of distribution network capacity for the connection of distributed generation.** *IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, [s.l.], v. 152, p. 115–122, 2005.

HARSH, P.; DAS, D. **A Simple and Fast Heuristic Approach for the Reconfiguration of Radial Distribution Networks.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], p. 1–4, 2023. ISSN: 0885-8950, DOI: 10.1109/tpwrs.2023.3256136.

HEMALATHA, S.; VALSALAL, P. **Integrating Dijkstra Algorithm with Multi-Agent Approach for Restoration of Power in Transmission Network.** *European Journal of Scientific Research*, [s.l.], v. 66, n° 4, p. 610–619, 2011. ISSN: 1450216X.

HOLLAND, J. H. **Adaptation in Natural and Artificial Systems.** *Sgart Newsletter*. Michigan: University of Michigan Press, 1975. 1975 p.

HOME-ORTIZ, J. M. et al. **Increasing RES Hosting Capacity in Distribution Networks Through Closed-Loop Reconfiguration and Volt/VAr Control.** *IEEE Transactions on Industry Applications*, [s.l.], v. 58, n° 4, p. 4424–4435, 2022. ISSN: 19399367, DOI: 10.1109/TIA.2022.3177175.

HONGYE, W. et al. **On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow.** *Power Systems, IEEE Transactions on*, [s.l.], v. 22, n° 3, p. 1185–1193, 2007. ISBN: 0885-8950, ISSN: 0885-8950, DOI: 10.1109/TPWRS.2007.901301.

HORTON, R. et al. **Effect of line modeling methods on neutral-to-earth voltage analysis of multi-grounded distribution feeders.** *2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2011*, [s.l.], p. 1–6, 2011. ISBN: 9781612847870, DOI: 10.1109/PSCE.2011.5772574.

HSU, Y. Y.; et al. **Distribution System Service Restoration using a Heuristic Search Approach.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 7, n° 2, p. 903–911, 1992.

HU, Y. et al. **Analysis of the shortest repaired path of distribution network based on Dijkstra algorithm.** *2009 International Conference on Energy and Environment Technology, ICEET 2009*, [s.l.], v. 2, p. 73–76, 2009. ISBN: 9780769538198, DOI: 10.1109/ICEET.2009.254.

HUANG, Y.-C. **Enhanced genetic algorithm-based fuzzy multi-objective approach to distribution network reconfiguration.** *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution- Generation, Transmission and Distribution*, [s.l.], p. 615–620, 2002.

IEEE STANDARD ASSOCIATION; IEEE. **IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces.** *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*. [s.l.]: [s.n.], 2018. 1–138 p. ISBN: 9781504446396, DOI: 10.1109/IEEESTD.2018.8332112.

JARDIM, M. A. S. **Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica usando algoritmo genético multiobjetivo - Dissertação de mestrado**. 95 p. - Universidade Federal de Minas Gerais, 2011. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.ufmg.br/dspace/bitstream/handle/1843/BUOS-8MHJW9/reconfigura_o_de_redes_de_distribui_o_de_energia_el_trica_usando_algoritmo_gen_tico_multiobjeti.pdf?sequence=1>.

JI, X. et al. **Three-phase symmetric distribution network fast dynamic reconfiguration based on timing-constrained hierarchical clustering algorithm**. *Symmetry*, [s.l.], v. 13, nº 8, 2021. ISSN: 20738994, DOI: 10.3390/sym13081479.

JIA, H.; ZHU, X.; CAO, W. **Distribution Network Reconfiguration Based on an Improved Arithmetic Optimization Algorithm**. *Energies*, [s.l.], v. 17, nº 8, 2024. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en17081969.

KAHOULI, O. et al. **Power system reconfiguration in distribution network for improving reliability using genetic algorithm and particle swarm optimization**. *Applied Sciences (Switzerland)*, [s.l.], v. 11, nº 7, 2021. ISSN: 20763417, DOI: 10.3390/app11073092.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. New York: CRC Press, 2002. ISBN: 0849308127.

KIM, H.; JUNG, K. **Artificial Neural-Network based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 8, nº 3, p. 1356–1366, 1993.

KIM, K. H. et al. **Dispersed generator placement using fuzzy-GA in distribution systems**. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, [s.l.], v. 3, nº SUMMER, p. 1148–1153, 2002. ISBN: 0-7803-7518-1, ISSN: 21608563, DOI: 10.1109/PSS.2002.1043458.

KRUMM, L. A. **Summary of the gradient method for optimizing the power flow in an interconnected power system (in Russian)**. *Isv. Acad. Nauk USRR*, [s.l.], v. 3, p. 3–16, 1965.

KRUSKAL, J. B. . **On the Shortest Spanning Subtree of a Graph and the Traveling Salesman Problem**. *Proceedings of the American Mathematical Society*, [s.l.], v. 7, nº 1, p. 48–50, 1956. ISSN: 00029939, DOI: 10.2307/2033241.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Em: EPRI (Org.). [s.l.]: McGraw-Hill, Inc., 1994. 1176 p. ISBN: 007035958X, ISSN: 10477039, 15265455, DOI: 10.1061/9780784412701.

LANTHARTHONG, T.; RUGTHAICHAROENCHEP, N. **Network Reconfiguration for Load Balancing in Distribution System with Distributed Generation and Capacitor Placement**. Em: *World Academy of Science, Engineering and Technology* 64 2012. [s.l.]: [s.n.], 2012.

LAVORATO, M. et al. **Imposing radiality constraints in distribution system optimization problems.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 27, nº 1, p. 172–180, 2012. ISBN: 0885-8950 VO - 27, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2161349.

LEITE, M. A. O. **Reconfiguração de Redes de Distribuição Primária de Energia Elétrica para Redução de Perdas Técnicas - Dissertação de Mestrado.** 88 p. - Universidade Federal de Minas Gerais, 2014. Disponível em: <<https://www.ppgee.ufmg.br/defesas/1275M.PDF>>.

LÓPEZ, J. C. et al. **Robust optimisation applied to the reconfiguration of distribution systems with reliability constraints.** *IET Generation, Transmission and Distribution*, [s.l.], v. 10, nº 4, p. 917–927, 2016. ISSN: 17518687, DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0558.

LUO, G. X.; SEMLYEN, A. **Efficient load flow for large weakly meshed networks.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 5, nº 4, p. 1309–1316, 1990. ISSN: 15580679, DOI: 10.1109/59.99382.

MACEDO, L. H. et al. **A Contribution to the Optimization of the Reconfiguration Problem in Radial Distribution Systems.** *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, [s.l.], v. 29, nº 6, p. 756–768, 2018. ISSN: 21953899, DOI: 10.1007/s40313-018-0415-6.

MACEDO, L. H. F. P. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Operando em vários Níveis de Demanda através de uma Meta-heurística de Busca em Vizinhança Variável - dissertação de mestrado.** 1–179 p. - Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho”, 2015.

MAHDAVI, E. et al. **Reconfiguration of Distribution Networks with Simultaneous Allocation of Distributed Generation Using the Whale Optimization Algorithm.** *Energies*, [s.l.], v. 16, nº 12, 2023. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en16124560.

MANTOVANI, J. R. S.; CASARI, F.; ROMERO, R. A. **Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando o critério de queda de tensão.** *SBA Controle e Automacao*, [s.l.], v. 11, nº 3, p. 150–159, 2000. ISSN: 01031759.

MARAVILHA, A. L. et al. **Scheduling maneuvers for the restoration of electric power distribution networks: Formulation and heuristics.** *Electric Power System Research*, [s.l.], v. 163, nº 1, p. 301–309, 2018.

MARQUES, R. C. et al. **Analysis of the Distribution Network Reconfiguration using the OpenDSS ® Software.** *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, [s.l.], 2018.

MARTÍ, J. R.; AHMADI, H.; BASHUALDO, L. **Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 28, nº 3, p. 1682–1690, 2013. ISSN: 08858977, DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2247068.

MCBEE, K. D.; FAREEZ, I.; PARDINGTON, C. **Identifying DA Allocation by Minimizing the Overall Cost of Customer Minutes Interrupted**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 36, nº 3, p. 1694–1704, 2021. ISSN: 19374208, DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3013233.

MCDERMOTT, T. E.; DREZGA, I.; BROADWATER, R. P. **Heuristic Nonlinear Constructive Method**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 14, nº 2, p. 478–483, 1999.

MELLO, A. P. C. et al. **Planejamento da reconfiguração automática de sistemas de distribuição**. *XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA 2012*, [s.l.], p. 597–602, 2012. ISBN: 9788580010695.

MELLO, A. P. C. **Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída - Dissertação de mestrado**. 2014.

MENA, A. J. G.; GARCÍA, J. A. G. **An efficient heuristic algorithm for reconfiguration based on branch power flows direction**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 41, nº 1, p. 71–75, 2012. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.03.009.

MENDOZA, J. et al. **Minimal loss reconfiguration using genetic algorithms with restricted population and addressed operators: Real application**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 21, nº 2, p. 948–954, 2006.

MERLIN; BACK, G. **Search for a minimal - loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system**. Em: *Of the Fifth Power System Conference*. [s.l.]: [s.n.], 1975.

MILANO, F. **Power System Analysis Tool Description**. 2024. Disponível em: <<http://faraday1.ucd.ie/psat.html>>.

MISHRA, S.; DAS, D.; PAUL, S. **A comprehensive review on power distribution network reconfiguration**. *Energy Systems*, [s.l.], v. 8, nº 2, p. 227–284, 2017. ISSN: 18683975, DOI: 10.1007/s12667-016-0195-7.

MISHRA, S.; DAS, D.; ROUT, U. **A Simple Branch Exchange Based Network Reconfiguration Method for Loss Minimization with Distributed Generation**. *IEEE WIECON-EEE*, [s.l.], nº March, 2015. DOI: 10.13140/RG.2.1.3232.0089.

MOHIYODIN, S. S.; PATIL, R. M.; NAGARAJ, M. S. **An Improved Northern Goshawk Optimization for Optimal Reconfiguration of Modern Electrical Distribution System for Loadability Enhancement**. *International Journal of Intelligent Engineering and Systems*, [s.l.], v. 16, nº 6, p. 935–945, 2023. ISSN: 21853118, DOI: 10.22266/ijies2023.1231.77.

MORAVEJ, Z.; AKHLAGHI, A. **A novel approach based on cuckoo search for DG allocation in distribution network**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 44, nº 1, p. 672–679, 2013. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.08.009.

MOTA, L. T. M.; MOTA, A. A. **Load modeling at electric power distribution substations using dynamic load parameters estimation**. *International Journal of Electrical Power and Energy System*, [s.l.], v. 26, nº 10, p. 805–811, 2004. ISBN: 5501937883, ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2004.07.002.

NAGATA, T. et al. **A multi-agent approach to power system restoration**. *PowerCon 2000 - 2000 International Conference on Power System Technology, Proceedings*, [s.l.], v. 3, nº 4, p. 1551–1556, 2000. ISBN: 0780363388, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/ICPST.2000.898202.

NAGATA, T.; SASAKI, H.; YASUOKA, R.; **Power system by joint usage of expert system and mathematical programming approach**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 10, nº 3, p. 1473–1479, 1995.

NESS, J. E. VAN; GRIFFIN, J. H. **Elimination Methods for Load-Flow Studies**. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, [s.l.], v. 80, nº 3, p. 299–302, 1961. ISSN: 00972460, DOI: 10.1109/AIEEPAS.1961.4501030.

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

NOJA POWER. **OSM Automatic Circuit Recloser Product Guide**. [s.l.]: [s.n.], 2019.

NOVOSELENIK, B. et al. **Electrical Power Distribution System Reconfiguration: Case Study of a Real-life Grid in Croatia**. *IFAC-PapersOnLine*, [s.l.], v. 50, nº 1, p. 61–66, 2017. ISSN: 24058963, DOI: 10.1016/j.ifacol.2017.08.011.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. **Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 26, nº 1, p. 198–205, 2011. ISBN: 978-1-4577-1001-8, ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2049036.

OLIVEIRA, M. E. De. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica - Tese de doutorado**. 135 p. - Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho” - Campus de Ilha Solteira, 2009.

PATERAKIS, N. G. et al. **Multi-Objective Reconfiguration of Radial Distribution Systems Using Reliability Indices**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 31, nº 2, p. 1048–1062, 2016. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2425801.

PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, Y. P. M. **Distribution network reconfiguration with the OpenDSS using improved binary particle swarm optimization**. *IEEE Latin America Transactions*, [s.l.], v. 16, nº 6, p. 1677–1683, 2018. ISSN: 15480992, DOI: 10.1109/TLA.2018.8444386.

PENG, Q.; LOW, S. H. **Optimal branch exchange for feeder reconfiguration in distribution networks**. *Proceedings of the IEEE Conference on Decision and Control*, [s.l.], p. 2960–2965, 2013. ISBN: 9781467357173, ISSN: 01912216, DOI: 10.1109/CDC.2013.6760333.

PEREIRA, E. C. **Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica para Minimização de Perdas Técnicas - Dissertação de mestrado**. - Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2014.

PEREIRA, E. C. et al. **Reconfiguração de Redes de Distribuição para a Minimização de Perdas Técnicas - P&D317**. Em: *VIII Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL*. Costa do Sauípe/BA: [s.n.], 2015.

PEREIRA, E. C. et al. **Cálculo de Perdas Técnicas por meio do Software OpenDSS - Experiência Cemig D**. Em: *XXII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica SENDI 2016*. Curitiba/PR: [s.n.], 2016.

_____. **Thesis files repository**. 2023. Disponível em: <<https://github.com/Zecao/ThesisFiles>>. Acesso em: 01/nov./23.

PEREIRA, E. C.; BARBOSA, C. H. N. R.; VASCONCELOS, J. A. **Distribution Network Reconfiguration Using Iterative Branch Exchange and Clustering Technique**. *Energies*, [s.l.], v. 16, nº 5, 2023. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en16052395.

PEREIRA, E. C.; SILVA, B. E. Da. **Experiência da Cemig-D na Apuração das Perdas Técnicas para o 4ºCRTP**. Em: *II Simpósio sobre Perdas na Distribuição da Energia Elétrica*. Uberlândia/MG: [s.n.], 2018.

PEREIRA, F. S. **Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica baseado no Comportamento de Colônias de Formigas**. - Universidade de São Paulo, 2010.

PIPATTANASOMPORN, M.; FERROZE, H.; RAHMAN, S. **Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation**. *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, [s.l.], p. 1–8, 2009. ISBN: 978-1-4244-3810-5, DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840087.

POWERWORLD CORP. **PowerWorld Simulator**. 2024. Disponível em: <<https://www.powerworld.com/products/simulator/overview>>. Acesso em: 15/abr./24.

PRADO, R. S. **Restauração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Evolução Diferencial com Árvore de Ancestralidade - Tese de doutorado**. - Universidade Federal de Minas Gereias - UFMG, 2013.

PRICE, W. U. et al. **Load Modeling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies**. [s.l.], v. 3, nº 1, p. 180–187, 1988.

PRIM, R. C. **Shortest connection networks and some generalizations**. *Bell System Technical Journal*, [s.l.], 1957.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica - Tese de doutorado**. 155 p. - Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2010.

QUEIROZ, L. M. O.; LYRA, C. **Adaptive hybrid genetic algorithm for technical loss reduction in distribution networks under variable demands**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 24, nº 1, p. 445–453, 2009. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2008.2009488.

QUICKGRAPH. **QuickGraph.NETStandard 3.8.0**. 2024. Disponível em: <<https://www.nuget.org/packages/QuickGraph.NETStandard>>. Acesso em: 01/fev./24.

RADATZ, P.; ROCHA, C. **Elemento Load do OpenDSS**. [s.l.]: [s.n.], 2018.

RAJU, G. K. V.; BIJWE, P. R. **An efficient algorithm for minimum loss reconfiguration of distribution system based on sensitivity and heuristics**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 23, nº 3, p. 1280–1287, 2008. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2008.926084.

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. **Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution Systems**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 13, nº 2, p. 696–703, 1998.

RAO, P. V. V. R.; SIVANAGARAJU, S.; PRASAD, P. V. **Network reconfiguration for loss reduction using Plant Growth Simulation Algorithm**. *Power Control and Embedded Systems ICPCES 2010 International Conference on*, [s.l.], v. 2, nº 4, p. 266–277, 2010. ISBN: 9781467327299, ISSN: 19449925, DOI: 10.1002/eej.21015.

RAUT, U.; MISHRA, S. **Power distribution network reconfiguration for loss minimization using a new graph theory based genetic algorithm**. Em: *IEEE Calcutta Conference (CALCON)*. [s.l.]: 2017 IEEE Calcutta Conference (CALCON), 2017a. ISBN: 9781538637456.

_____. **Power distribution network reconfiguration for loss minimization using a new graph theory based genetic algorithm**. *2017 IEEE Calcutta Conference, CALCON 2017 - Proceedings*, [s.l.], p. 1–5, 2017b. ISBN: 9781538637456, DOI: 10.1109/CALCON.2017.8280684.

RECHENBERG, I. **Evolutionsstrategie - Optimierung Technischer Systeme nach Prinzipien der Biologischen** - Ph.D. thesis. Em: *Feddes Repertorium*. Stuttgart, Germany: [s.n.], 1973.

RESTREPO, J. D. E. **Otimização em tempo real para o Controle Volt/VAr em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica - Dissertação de mestrado**. - Universidade de São Paulo - USP, 2016.

RIBEIRO, R. S. et al. **Avaliação de Técnicas de Análise de Reguladores de Tensão para Métodos Iterativos de Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição Primária**. Em: *XIX Congresso Brasileiro de Automática*. Campina Grande/PB: [s.n.], 2012. ISBN: 9788580010695.

ROBERGE, V.; TARBOUCHI, M.; OKOU, F. **New encoding based on the minimum spanning tree for distribution feeder reconfiguration using a genetic algorithm**. *Proceedings of 2016 International*

Conference on Electrical and Information Technologies, ICEIT 2016, [s.l.], p. 16–21, 2016. ISBN: 9781467384698, DOI: 10.1109/EITech.2016.7519574.

ROCHA, C.; RADATZ, P. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. [s.l.], p. 1–24, 2017.

RUPOLO, D. **Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica através de um Algoritmo de Busca Dispersa - Dissertação de mestrado**. - UNESP - Ilha Solteira, 2013.

SALAZAR, H.; GALLEGO, R.; ROMERO, R. **Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 21, nº 3, p. 1735–1742, 2006. ISSN: 08858977, DOI: 10.1109/TPWRD.2006.875854.

SANCHES, D. S. **Algoritmos Evolutivos Multi-Objetivo para Reconfiguração de Redes em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica - Tese de doutorado**. - Universidade de São Paulo - USP, 2013.

SEN, P. K.; LEE, K. H. **Conservation Voltage Reduction Technique: An Application Guideline for Smarter Grid**. *IEEE Transactions on Industry Applications*, [s.l.], v. 52, nº 3, p. 2122–2128, 2016. ISSN: 00939994, DOI: 10.1109/TIA.2016.2525937.

SHAHEEN, A. et al. **Optimal Operational Reliability and Reconfiguration of Electrical Distribution Network Based on Jellyfish Search Algorithm**. *Energies*, [s.l.], v. 15, nº 19, 2022. ISSN: 19961073, DOI: 10.3390/en15196994.

SHEN, F.; WU, Q.; XUE, Y. **Review of Service Restoration for Distribution Networks**. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, [s.l.], v. 8, nº 1, p. 1–14, 2020. ISSN: 21965420, DOI: 10.35833/MPCE.2018.000782.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. **A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 3, nº 2, p. 753–762, 1988.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W. **Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 4, nº 2, p. 1492–1498, 1989. ISBN: 0885-8977 VO - 4, ISSN: 19374208, DOI: 10.1109/61.25637.

SIEMENS. **PSS@SINCAL – simulation software for analysis and planning of all network types**. 2024. Disponível em: <<https://www.siemens.com/global/en/products/energy/grid-software/planning/pss-software/pss-sincal.html>>. Acesso em: 15/abr./24.

SILVA, L. I.; BELATI, E. A.; SILVA JUNIOR, I. C. **Heuristic Algorithm for Electrical Distribution Systems Reconfiguration Based on Firefly Movement Equation**. *IEEE Latin America Transactions*, [s.l.], v. 14, nº 2, p. 752–758, 2016. ISSN: 15480992, DOI: 10.1109/TLA.2016.7437219.

SINGH, D.; MISRA, R. K. **Load type impact on distribution system reconfiguration**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 42, n° 1, p. 583–592, 2012. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2012.04.032.

SIQING, S. et al. **Optimization of capacitor switching in distribution network based on Improved Genetic Algorithm**. Em: *2009 2nd International Conference on Intelligent Computing Technology and Automation, ICICTA 2009*. [s.l.]: [s.n.], 2009. ISBN: 9780769538044, DOI: 10.1109/ICICTA.2009.521.

SMITH, J. et al. **Simulation of Solar Generation With Advanced Volt-Var Control**. *Cired.Net*, [s.l.], n° 1203, p. 6–9, 2011.

SOUZA, S. **Algoritmo GRASP especializado aplicado ao problema de reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição radial**. *Aleph*, [s.l.], 2013.

SOUZA, S. S. F. et al. **Artificial immune algorithm applied to distribution system reconfiguration with variable demand**. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, [s.l.], v. 82, p. 561–568, 2016a. ISSN: 01420615, DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.04.038.

_____. **Distribution System Reconfiguration with variable demands using the Opt-aiNet algorithm**. Em: *International Conference on the European Energy Market, EEM*. [s.l.]: [s.n.], 2016b. ISBN: 9781509012978, ISSN: 21654093, DOI: 10.1109/EEM.2016.7521352.

_____. **Reconfiguration of Radial Distribution Systems with Variable Demands Using the Clonal Selection Algorithm and the Specialized Genetic Algorithm of Chu–Beasley**. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, [s.l.], v. 27, n° 6, p. 689–701, 2016c. ISSN: 21953899, DOI: 10.1007/s40313-016-0268-9.

SRINIVAS, M. S. **Distribution load flows: A brief review**. *2000 IEEE Power Engineering Society, Conference Proceedings*, [s.l.], v. 2, n° c, p. 942–945, 2000.

SRINIVASA RAO, R. et al. **Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 26, n° 3, p. 1080–1088, 2011. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2076839.

SRIVASTAVA, I.; BHAT, S. S. **Soft Computing Techniques Applied to Distribution Network Reconfiguration: A Survey of the State-of-the-Art**. Em: *Proceedings - 2016 8th International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks, CICN 2016*. [s.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2016. ISBN: 9781509011445, DOI: 10.1109/CICN.2016.144.

STOTT, B. **Decoupled Newton Load Flow**. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, [s.l.], v. 91, n° 5, p. 1955–1959, 1972. ISBN: 0018-9510, ISSN: 0018-9510, DOI: 10.1109/TPAS.1972.293524.

SU, C.-T.; LEE, C.-S. **Network reconfiguration of distribution systems using improved mixed-integer hybrid differential evolution**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 18, nº 3, p. 1022–1027, 2003.

SUDHAKAR, T. D. et al. **Supply restoration in distribution networks using Dijkstra's algorithm**. *2004 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004*, [s.l.], v. 1, nº November, p. 640–645, 2004. ISBN: 0780386108, DOI: 10.1109/icpst.2004.1460073.

SWARNKAR, A.; GUPTA, N.; NIAZI, K. R. **A novel codification for meta-heuristic techniques used in distribution network reconfiguration**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 81, nº 7, p. 1619–1626, 2011. ISBN: 0378-7796, ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2011.03.020.

TAHBOUB, A. M.; PANDI, V. R.; ZEINELDIN, H. H. **Distribution System Reconfiguration for Annual Energy Loss Reduction Considering Variable Distributed Generation Profiles**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [s.l.], v. 30, nº 4, 2015.

TANG, L.; YANG, F.; FENG, X. **A novel method for distribution system feeder reconfiguration using black-box optimization**. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, [s.l.], p. 0–4, 2013. ISBN: 9781479913039, ISSN: 19449925, DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672532.

TANG, L.; YANG, F.; MA, J. **A survey on distribution system feeder reconfiguration: Objectives and solutions**. *2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2014*, [s.l.], p. 62–67, 2014. ISBN: 9781479913008, DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873765.

TAVARES, J. P. M.; OLIVEIRA, M. E. De. **Power distribution systems reconfiguration with variable demand applied to technical losses and voltage profile optimization**. *SBSE 2018 - 7th Brazilian Electrical Systems Symposium*, [s.l.], p. 1–6, 2018. ISBN: 9781538633632, DOI: 10.1109/SBSE.2018.8395630.

TEIXEIRA, L. de G. et al. **Análise dos Impactos da Difusão da Geração Distribuída Fotovoltaica nas Redes Reais de Baixa Tensão Considerando Estratégias de Controle do Inversor**. Em: *Congresso Brasileiro de Automática - CBA*. [s.l.]: [s.n.], 2018.

THE, T. T.; NGOC, D. V.; ANH, N. T. **Distribution Network Reconfiguration for Power Loss Reduction and Voltage Profile Improvement Using Chaotic Stochastic Fractal Search Algorithm**. *Complexity*, [s.l.], v. 2020, 2020. ISSN: 10990526, DOI: 10.1155/2020/2353901.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. **Power Flow Solution Newton's Method**. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, [s.l.], v. 86, nº 11, p. 1449, 1967.

TRACTEBEL. **Identifying energy efficiency improvements and saving potential in energy networks, including analysis of the value of demand response**. Brussels - BELGIUM: [s.n.], 2015.

TRAN, T. T.; TRUONG, K. H.; VO, D. N. **Stochastic fractal search algorithm for reconfiguration of distribution networks with distributed generations**. *Ain Shams Engineering Journal*, [s.l.], v. 11, nº 2, p. 389–407, 2020. ISSN: 20904479, DOI: 10.1016/j.asej.2019.08.015.

U.S. DEP. OF ENERGY. **Application of Automated Controls for Voltage and Reactive Power Management - Initial Results**. [s.l.]: [s.n.], 2012. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/Voltage%26ReactivePower_Dec2012Final.pdf>.

VICTOR, D. G. et al. **2014: Introductory Chapter**. In: **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Mitigation of Climate Change, 2014.

VISACRO FILHO, S. **Aterramentos Elétricos**. [s.l.]: Artiber Editora Ltda, 2002.

WANG, C.; GAO, Y. **Determination of power distribution network configuration using non-revisiting genetic algorithm**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 28, nº 4, p. 3638–3648, 2013. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2238259.

WILLIS, H. L. **Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition Revised and Expanded**. Raleigh, North Carolina, USA: Marcel Dekker Inc., 2004.

XU, J. et al. **Islanding and dynamic reconfiguration for resilience enhancement of active distribution systems**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 189, 2020. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106749.

ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L. **An improved TS algorithm for loss-minimum reconfiguration in large-scale distribution systems**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 77, nº 5–6, p. 685–694, 2007. ISSN: 03787796, DOI: 10.1016/j.epsr.2006.06.005.

ZHANG, F.; CHENG, C. S. **A modified newton method for radial distribution system power flow analysis**. *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 12, nº 1, p. 389–397, 1997. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/59.575728.

ZHU, J. Z. **Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm**. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 62, nº 1, p. 37–42, 2002.

ZHU, M.; NOWDEH, S. A.; DASKALOPULU, A. **An Improved Human-Inspired Algorithm for Distribution Network Stochastic Reconfiguration Using a Multi-Objective Intelligent Framework and Unscented Transformation**. *Mathematics*, [s.l.], v. 11, nº 17, p. 3658, 2023. DOI: 10.3390/math11173658.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. **MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education**. *IEEE Transactions on Power*

Systems, [s.l.], v. 26, n° 1, p. 12–19, 2011. ISBN: 08858950, ISSN: 0885-8950, DOI: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.

ZIN, A. A. M. et al. **Reconfiguration of radial electrical distribution network through minimum-current circular-updating-mechanism method.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 27, n° 2, p. 968–974, 2012. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2174258.

_____. **Two circular-updating hybrid heuristic methods for minimum-loss reconfiguration of electrical distribution network.** *IEEE Transactions on Power Systems*, [s.l.], v. 28, n° 2, p. 1318–1323, 2013. ISSN: 08858950, DOI: 10.1109/TPWRS.2012.2218290.

ANEXO 1 – DETALHAMENTO DAS SIMULAÇÕES E MODELAGEM DO SDEE

Este anexo apresenta informações adicionais sobre as simulações apresentadas no Capítulo 6 e sobre o modelo do SDEE apresentado no Capítulo 3. Primeiramente, as Seções 1.1 e 1.2 desse Anexo apresentam os resultados das alterações de parâmetros da IBE, como a definição de qual lado do ciclo a BE será iniciada e a sequência de aplicação da BE nos ciclos. Em seguida, na Seção 1.3 são apresentados detalhamentos dos resultados de cada uma das 10 execuções da IBE nas redes de *benchmark*. A Seção 2 apresenta uma tabela com a síntese de todas as reconfigurações executadas no campo no sistema da CEMIG-D, evidenciando a redução de perdas mencionada nesta tese. A Seção 3 apresenta a proposta de modificação da Equação da Baran&Wu. E, por fim, as Seções 4 e 5 apresentam, respectivamente, a modelagem de bancos de reguladores de tensão dos transformadores monofásicos com tap central no programa OpenDSS.

1. Simulação das redes de *benchmark*

1.1. Alteração de parâmetro: lado do ciclo de aplicação da BE

Nesta Seção são apresentados os resultados do experimento que analisou o desempenho do método em relação à escolha do lado (ou sentido) do ciclo no qual a BE será iniciada. Isto é, se a BE começará para o lado com maior queda de tensão ou se a escolha será aleatória. A Tabela 24 apresenta os resultados do experimento para as cinco redes.

Tabela 24 – Variação de parâmetros da IBE (número médio de NFP em 10 execuções).

1ª aplicação da BE	33	69	84	119	136
lado de maior queda de tensão	10,0	6,0	14,0	78,0	55,0
escolha aleatória	10,0	7,0	14,0	80,9	57,9*[1]

Observações: Valores em negrito representam os melhores resultados.

[1] Solução ótima encontrada somente em 5 das 10 execuções da IBE.

Observou-se uma ligeira diferença do desempenho da IBE, em NFP, para as redes de 69, 119 e 136-barras com vantagem quando a escolha é do lado de maior queda de tensão. Para a rede de 136-barras, somente 5 das 10 execuções de fluxo alcançou o mínimo global no caso da escolha aleatória. Diante destes resultados, e, em de acordo com a sugestão de (CIVANLAR et al., 1988), optou-se por realizar a BE do lado com maior queda de tensão para a primeira aplicação da *Branch Exchange*. Essa opção foi definida como configuração *default* da IBE.

1.2. Alteração de parâmetro: sequência de aplicação da BE

A Tabela 25 apresenta os resultados médios, em NFP, comparando-se as duas sequências de aplicação da heurística BE, apresentadas na Seção 5.5. Em 1) a IBE é aplicada primeiro aos maiores ciclos em número de arestas. Em 2) a IBE é aplicada aos ciclos em ordem aleatória.

Tabela 25 – Variação de parâmetros da IBE (número médio de NFP em 10 execuções).

Sequência de aplicação da BE	33	69	84	119 [1]	136 [1]
1) maiores ciclos	10,0	6,0	14,0	78,0	55,0
2) ordem aleatória	9,4	9,9	13,5	n.d.	n.d.

Observações: Valores em negrito representam os melhores resultados.

[1]: para as redes de 119 e 136-barras foi executada a IBE com agrupamento dos ciclos.

n.d. (não disponível): NFP não publicado, uma vez que a IBE não encontrou a solução ótima nas 10 execuções do método.

Os resultados apontam uma ligeira melhoria do desempenho da IBE, em NFP, para as redes de 33 e 84 barras quando a sequência é aleatória. Entretanto, para as redes de 119 e 136 barras observou-se que a IBE não encontrou a solução ótima nas 10 execuções do algoritmo com sequência aleatória. A escolha da sequência de aplicação da BE nos maiores ciclos convergiu para a solução ótima em todas as cinco redes de *benchmark*. Com base nestes resultados, optou-se pela escolha da sequência de aplicação da BE nos maiores ciclos (em número de arestas) como configuração *default* da IBE, mantendo-se a premissa de se utilizar uma única configuração do método para todas as redes. Outro ponto destacado é a garantia da re-inicialização da variável do gerador de números pseudo-aleatórios com o valor *default* do Matlab. Desta forma, é possível garantir a reprodutibilidade dos experimentos desta Seção e da Seção 1.1.

1.3. Resultados das redes de *benchmark* por execução

Esta Seção apresenta detalhes dos resultados apresentados no Capítulo 6. As configurações *default* da IBE para o lado do ciclo no qual a BE será aplicada (experimento apresentado na Seção 1.1) e a sequência de aplicação da BE nos ciclos (experimento da Seção 1.2) fazem com que o método tenha um comportamento determinístico, de forma que todas as 10 execuções apresentem os mesmos resultados.

Tabela 26 – Resultados da IBE sobre as redes de 33, 69, 84, 119 e 136-barras (média sobre 10 execuções).

Exec.	33	69	84	119	136
Orig.	0,2027	0,22499	0,5320	1,29657	0,32036
g1	0,1496	0,09880	0,4871	0,93425	0,28275
g2	0,1396	0,09861	0,4701	0,93425	0,28266
g3	0,1396	0,09861	0,4699	0,89132	0,28019
g4	0,1396	0,09861	0,4699	0,89132	0,28019
g5			0,4699	0,87633	0,28019
g6				0,87180	
g7				0,86971	
g8				0,86971	
g9				0,86971	
g10					
NFP	10	6	14	78	55
NBW	41	45	137	169	133
t(s)	0,59	0,39	0,66	1,50	0,73
NRad	12	9	18	39	20

Observação: resultados de perdas em MW.

A Tabela 26 mostra a evolução do método, geração a geração, apresentando o valor da *fitness* de cada geração, o número de fluxos de potência (NFP) de cada execução, o tempo (em segundos), o número de chamadas da função que implementa a Equação modificada de Baran&Wu (**NBW**) e o número de chamadas da função de verificação da configuração radial (**NRad**). As simulações foram realizadas com os parâmetros apresentados na Tabela 15 do Capítulo 6.

2. Reconfigurações executadas no sistema da CEMIG-D

Além dos três estudos de caso apresentados no texto principal da tese, a *Iterative Branch Exchange* foi aplicada de maneira sistemática no sistema de distribuição da CEMIG-D, por meio de uma funcionalidade implementada na customização do OpenDSS que permite a execução da IBE em “batelada” em uma lista de alimentadores ou subestações da concessionária. Assim, a Tabela 27 apresenta uma síntese de todas as reconfigurações propostas e executadas em campo no sistema da CEMIG-D.

Tabela 27 – Reconfigurações implantadas no Sistema de Distribuição da CEMIG-D.

Nº	Alimentador/SE	Chave NA	Chave NF	Energia Injetada (MWh)	Perdas antes (MWh)	Perdas após (MWh)	Red. perdas (MWh)	Red. %	Data proposta	Data execução	Nº alim
1	VCS11	76647	76649	2.311,9	108,1	105,7	2,45	2,3%	02/07/2019	02/07/2019	1
2	MCLD203	217874	249075	3.402,3	193,9	193,9	0,00	0,0%	01/08/2019	01/08/2019	1
3	COJ09	28184	25474	665,8	87,5	85,1	2,45	2,8%	31/08/2019	31/08/2019	1
4	AMN06	233454	53296	1.838,5	111,4	104,8	6,63	5,9%	04/09/2019	04/09/2019	1
5	PSAU13	44055	44169	2.190,1	135,3	129,4	5,86	4,3%	12/09/2019	12/09/2019	1
6	MRND218	94215	95565	1.774,8	76,8	75,1	1,73	2,3%	10/09/2019	02/10/2019	1
7	SLAT309	208241	208259	4.251,7	207,6	203,4	4,14	2,0%	04/09/2019	03/10/2019	1
8	SFIQ410	195463	252959	1.638,6	130,0	124,5	5,50	4,2%	12/09/2019	04/10/2019	1
9	MAGC513	133119	99629	1.533,4	43,2	38,2	5,04	11,7%	13/09/2019	16/10/2019	1
10	INPD215	305568	126195	1.573,3	169,5	168,6	0,89	0,5%	28/10/2019	28/10/2019	1
11	SSP06	237583	52689	1.862,8	69,6	69,0	0,58	0,8%	04/09/2019	03/11/2019	1
12	DVLU13	162504	28815	2.036,1	60,1	57,3	2,80	4,7%	04/09/2019	03/11/2019	1
13	PSOU07	52091	52078	2.027,2	87,1	84,8	2,35	2,7%	04/09/2019	03/11/2019	1
14	BHGT19	376530	4339	2.068,1	69,1	67,6	1,52	2,2%	04/09/2019	03/11/2019	1
15	CGAU10	293937	300623	2.297,4	91,3	88,6	2,76	3,0%	10/09/2019	09/11/2019	1
16	MUT15	33415	33412	1.338,3	118,4	115,9	2,41	2,0%	10/09/2019	09/11/2019	1
17	UHQM06	295322	295382	1.292,8	44,5	44,0	0,56	1,3%	07/10/2019	09/11/2019	1
18	UHSG27	380359	48892	651,7	78,2	76,2	2,01	2,6%	10/09/2019	09/11/2019	1
19	NOG03	102585	102583	2.317,6	80,2	79,1	1,03	1,3%	07/10/2019	09/11/2019	1
20	COJ08	286963	242613	728,9	28,2	25,4	2,77	9,8%	10/09/2019	12/11/2019	1
21	BHSN03	676	286243	1.933,0	74,6	73,3	1,28	1,7%	13/09/2019	12/11/2019	1
22	AXAU10	147379	287688	2.878,6	106,5	105,2	1,35	1,3%	24/10/2019	14/11/2019	1
23	TCSD210	317653	84624	1.754,5	190,0	188,6	1,36	0,7%	07/10/2019	06/12/2019	1
24	AOR04	16230	16250	1.226,6	81,7	80,3	1,39	1,7%	16/10/2019	15/12/2019	1
25	JPIU11	30900	27856	1.237,3	142,6	139,8	2,75	1,9%	28/10/2019	27/12/2019	1
26	IIGD210/222	48399	241566	14.882,2	542,3	507,8	34,48	6,4%	26/11/2019	25/01/2020	2
27	IRO17	154577	94645	1.822,9	160,3	156,3	4,00	2,5%	12/11/2019	30/04/2020	1
28	PMSU15	376861	188906	2.615,0	107,7	104,1	3,59	3,3%	12/05/2020	25/05/2020	1
29	LPTU01-02/03	273029	120036	10.151,1	358,7	355,8	2,95	0,8%	01/05/2020	30/05/2020	2
30	IIIU12	162316	297374	1.252,1	167,0	163,5	3,50	2,1%	20/05/2020	01/06/2020	1
31	BHPM25	263437	263273	2.653,1	120,2	115,7	4,56	3,8%	19/05/2020	11/06/2020	1
32	BHHR10	326800	303043	1.681,0	63,8	62,1	1,73	2,7%	04/10/2019	03/08/2020	1
33	ALSD204	53794	53912	854,0	59,7	58,0	1,74	2,9%	11/10/2019	05/08/2020	1
34	IIGD220/221	319112	139164	14.821,2	513,8	509,5	4,37	0,9%	21/11/2019	06/08/2020	2
35	SDEU15	286572	27431	1.170,1	155,0	149,7	5,31	3,4%	01/06/2020	19/08/2020	1
36	PRRU09	267983	267984	1.393,3	50,7	48,7	1,98	3,9%	16/06/2020	21/08/2020	1
37	NLAE713	205789	380925	2.400,9	127,2	125,5	1,74	1,4%	22/06/2020	21/08/2020	1
38	IIGU118	49680	48698	1.329,2	82,0	81,1	0,98	1,2%	20/11/2019	25/08/2020	1
39	ACSU106	161267	273315	10.375,6	448,5	447,0	1,47	0,3%	05/06/2020	15/09/2020	1
40	OUF08/05	234799	236220	4.510,7	264,0	262,5	1,58	0,6%	24/06/2020	17/09/2020	2
41	UNIT309/312	290798	50440	9.717,2	659,5	657,8	1,67	0,3%	22/06/2020	18/09/2020	2
42	MAL13/15	256448	256444	7.673,9	329,8	329,0	0,75	0,2%	29/06/2020	21/09/2020	2
43	RBST335	230343	230344	1.834,1	86,7	84,9	1,82	2,1%	23/06/2020	22/09/2020	1
44	VZPU08	376420	88349	1.327,3	44,3	42,9	1,41	3,2%	01/07/2020	22/09/2020	1
45	SND04	224791	192249	3.726,7	211,1	209,1	1,99	0,9%	14/07/2020	24/09/2020	1

46	CAX08/09	274096	274097	5.080,9	596,3	593,3	2,95	0,5%	21/07/2020	25/09/2020	2
47	FRUU14	278701	278467	2.151,5	361,7	358,5	3,18	0,9%	21/07/2020	21/10/2020	1
48	LBD02/05	330257	280754	2.694,0	431,0	428,3	2,67	0,6%	05/08/2020	26/10/2020	2
49	CETU09/11	302068	257774	5.211,2	237,0	224,7	12,26	5,2%	07/10/2020	10/11/2020	2
50	MCDD206	173090	264345	1.460,0	150,1	143,7	6,40	4,3%	04/06/2020	26/01/2021	1
51	AXAU03-05/04	381123	60111	17.976,7	1.002,4	999,0	3,41	0,3%	07/01/2021	05/02/2021	2
52	TOTU03-03/04-m1	297745	251378	15.295,2	949,6	947,1	2,45	0,3%	03/02/2021	18/02/2021	2
53	NOG02-14/03	273766	273765	12.757,1	602,0	598,2	3,78	0,6%	05/02/2021	01/03/2021	2
54	JFAU07-18/19	23167	277539	23.063,3	1.046,9	1.043,8	3,18	0,3%	11/03/2021	17/03/2021	2
55	PRRU07-18/10	89679	89478	10.945,9	598,4	595,7	2,69	0,5%	01/03/2021	18/03/2021	2
56	SLAU04	41700	42379	1.844,7	80,9	70,7	10,27	12,7%	15/04/2021	03/05/2021	1
57	MCLU14	24136	237189	2.121,9	89,3	83,9	5,39	6,0%	08/04/2021	10/05/2021	1
58	PPS10	98565	74941	1.340,8	123,6	121,6	1,98	1,6%	20/04/2021	14/05/2021	1
59	NLAU06-08/15	90284	323373	7.789,4	409,1	407,5	1,60	0,4%	30/04/2021	14/05/2021	2
60	ORPU06-08/14	100853	94074	5.797,7	260,4	258,2	2,18	0,8%	31/05/2021	21/06/2021	2
61	BRDD205-208/209	123223	129163	4.741,5	403,7	397,1	6,57	1,6%	15/06/2021	08/07/2021	2
62	ITMU05-09/06	1016	1030	8.418,1	583,0	578,8	4,26	0,7%	22/06/2021	09/07/2021	2
63	NOG02-11/12-m2	20025	254494	12.759,4	598,2	582,0	16,15	2,7%	21/07/2021	24/08/2021	2
64	TOTU03-11/07-m2	255893	20130	15.295,2	949,6	947,1	2,45	0,3%	16/07/2021	27/08/2021	2
65	AFNU15/ADOD03	380754	222811	1.444,9	194,5	176,4	18,08	9,3%	30/08/2021	15/10/2021	2
66	CICM01-32/34	381000	381002	21.483,6	393,9	387,8	6,05	1,5%	26/08/2021	15/10/2021	2
67	BIIU05	269474	50897	849,6	31,6	28,7	2,92	9,2%	08/04/2021	05/11/2021	1
68	PEB06	242359	242387	1.324,7	109,9	109,7	0,19	0,2%	02/12/2021	16/12/2021	1
69	SLN04	180234	372893	1.507,8	129,1	120,3	8,75	6,8%	01/12/2021	17/12/2021	1
70	MNM08	333165	89404	781,0	32,4	29,8	2,59	8,0%	26/11/2021	23/12/2021	1
71	BDPD04	308328	88472	1.489,8	87,1	84,4	2,63	3,0%	17/12/2021	28/12/2021	1
72	MIB15	275581	141740	283,0	107,3	105,0	2,29	2,1%	20/12/2021	13/01/2022	1
73	MOO06-13/15	190722	184279	7.898,4	433,6	418,3	15,33	3,5%	16/02/2022	14/03/2022	2
74	SQNU06	188470	188486	1.269,5	169,2	167,5	1,68	1,0%	23/03/2022	08/04/2022	1
75	NVSU22	253825	253824	1.948,7	102,0	100,5	1,57	1,5%	18/04/2022	21/06/2022	1
76	SLUU05-10/11	2778	1660	7.045,7	316,9	316,3	0,63	0,2%	20/07/2022	05/08/2022	2
77	LFAD204	321034	321033	1.322,6	128,4	127,3	1,07	0,8%	26/05/2022	06/08/2022	1
78	BETT317	302273	306353	18.304,1	1.004,8	1.003,3	1,58	0,2%	04/05/2022	11/08/2022	2
79	LBD01-02/05-m2	280754	282199	1.515,9	641,8	619,4	22,38	3,5%	08/03/2022	14/08/2022	2
80	PTC12	248514	56763	2.057,5	205,8	202,6	3,26	1,6%	26/04/2022	21/08/2022	1
81	TOTU03-11/05-m2	20006	23540	15.293,3	947,1	940,8	6,35	0,7%	14/09/2022	10/10/2022	2
82	BHMR09	285303	288244	3.067,6	146,0	139,1	6,82	4,7%	31/08/2022	26/10/2022	1
83	JFAO803	276473	214734	2.881,3	277,2	274,1	3,13	1,1%	23/06/2022	28/12/2022	1
84	PTUU11/09	245891	129062	16.969,5	815,4	797,2	18,19	2,2%	29/07/2022	26/06/2023	2
85	BETT309/305	150085	279055	18.304,7	1.003,3	983,4	19,89	2,0%	11/04/2023	10/07/2023	2
86	ENC11/07	382892	382896	4.935,4	636,7	634,2	2,52	0,4%	23/03/2023	12/07/2023	2
87	SRS02_09-10	79790	330241	9.255,1	590,0	580,3	9,74	1,7%	11/07/2023	23/08/2023	2
88	MDH06_07-08	218856	310761	9.877,8	708,7	704,0	4,65	0,7%	29/03/2023	18/10/2023	2
89	ESR15	938292	348699	1.675,8	181,2	167,3	13,93	7,7%	19/07/2023	13/12/2023	1

Esta tabela apresenta os resultados, em MWh, da execução de um Fluxo de Potência mensal. Assim, a soma da coluna “Red. Perdas” equivale a 413 MWh/mês. Sobre este valor foi estimada a redução anual de perdas apresentada nesta tese.

As reconfigurações n.º 34 e 49, em negrito, foram apresentadas como os estudos de caso n.º 1 e 2. Os arquivos no formato OpenDSS (.dss) destes casos de reconfiguração estão disponíveis no repositório de arquivos da tese (PEREIRA, E. C., 2023). Neste repositório, também se encontram arquivos no formato PowerPoint, de apresentação gráfica com uma simples “animação” de cada uma das reconfigurações

3. Equação modificada de Baran&Wu

Esta Seção apresenta a Equação de Baran&Wu (M. E. Baran & Wu, 1989) que permite estimar a redução de perdas devido à uma troca de ramos de um ciclo e em seguida, a Equação modificada que incorpora os níveis de tensão das barras no ciclo é apresentada. A Figura 32 exemplifica a troca do ramo st (fechado) pelo kl (aberto).

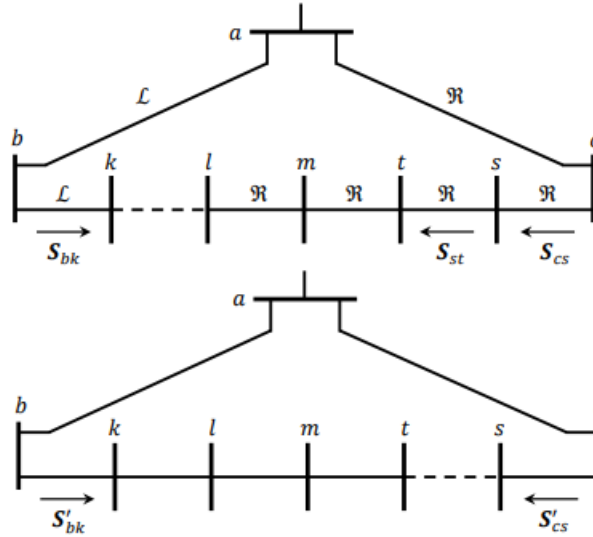


Figura 32 – Troca de ramos st e kl . Fonte: (M. E. Baran & Wu, 1989).

Após a troca de ramos, os fluxos de potência complexa, S_{ij} , nos ramos do ciclo kl são alterados, podendo ser aproximados por S'_{ij} , conforme a formulação proposta por (FRANCO, J. et al., 2012):

$$S'_{ij} = S_{ij} + w_{ij}S_{st} \quad (25)$$

Em que w_{ij} é dado por (36):

$$w_{ij} = \begin{cases} 1 & ij \in L \\ -1 & ij \in R \end{cases} \quad (26)$$

Onde L é o conjunto dos ramos do lado esquerdo e R é o conjunto dos ramos do lado direito.

Ainda de acordo com esta formulação, as perdas totais no ciclo, são dadas pela Equação (27) que considera as tensões iguais a 1 p.u. em todas as barras pertencentes ao ciclo, antes da permutação de ramos. Já a Equação (28) estima as perdas, após a troca de ramos:

$$PL = \sum_{ij \in L \cup R} R_{ij}(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2) \quad (27)$$

$$PL' = \sum_{ij \in L \cup R} R_{ij} \left[(P_{ij} + w_{ij}P_{st})^2 + (Q_{ij} + w_{ij}Q_{st})^2 \right] + R_{kl}(P_{st}^2 + Q_{st}^2) \quad (28)$$

Em que:

- R_{ij} resistência do ramo ij ;
- P_{ij} potência ativa injetada na barra ij ;
- P_{st} potência ativa injetada na barra s (antes da manobra);
- Q_{ij} potência reativa injetada na barra i ;
- Q_{st} potência reativa injetada na barra s (antes da manobra);
- R_{kl} resistência do ramo st ;

Uma estimativa da variação das perdas no sistema, após a troca do ramo st pelo kl é obtida subtraindo-se (28) de (27), resultando na seguinte Equação (FRANCO, J. et al., 2012):

$$\Delta PL = 2P_{st} \sum_{ij \in LUR} R_{ij} w_{ij} P_{ij} + 2Q_{st} \sum_{ij \in LUR} R_{ij} w_{ij} Q_{ij} + \left(R_{kl} + \sum_{ij \in LUR} R_{ij} \right) (P_{st}^2 + Q_{st}^2) \quad (29)$$

Inspirado pelo fato de que a utilização da Equação (29) em conjunto com o método IBE, possibilitava a otimização das redes de 33, 69, 119 e 136-barras, mas, especificamente, não minimizava a rede de 84-barras, é proposta uma modificação da Equação com a introdução dos níveis de tensão nas barras do ciclo. No método IBE, estes níveis de tensão são conhecidos devido à execução anterior do fluxo de potência. Já no trabalho de (M. E. Baran & Wu, 1989), utiliza-se as equações conhecidas como *simplified DistFlow* que tem como premissa a consideração do nível de tensão igual a 1 p.u. em todas as barras, além da desconsideração das perdas nos ramos. Desta forma, é apresentada a Equação modificada de Baran&Wu (30).

$$\Delta PL = 2P_{st} \sum_{ij \in LUR} \frac{R_{ij} w_{ij} |P_{ij}|}{V_i^2} + 2Q_{st} \sum_{ij \in LUR} \frac{R_{ij} w_{ij} |Q_{ij}|}{V_i^2} + \left(R_{kl} + \sum_{ij \in LUR} R_{ij} \right) \left(\frac{P_{st}^2 + Q_{st}^2}{V_s^2} \right) \quad (30)$$

Em que:

- V_i tensão na barra i do ramo ij , obtida no cálculo do fluxo de potência;
- V_s uma vez que o ramo st será aberto e, a tensão na barra s deve ser estimada pela média das tensões no ciclo e não pela tensão V_s na condição inicial, com o ramo st fechado⁵².

Detalhe de implementação: foi observada a necessidade de apresentar a Equação (30) com o módulo dos valores de P_{ij} e Q_{ij} , uma vez que no desenvolvimento desta, aplica-se a propriedade distributiva sobre os termos quadráticos da Equação (28), cujas variáveis P_{ij} , w_{ij} , P_{st} , Q_{ij} e Q_{st} podem assumir tanto sinais positivos como negativos.

⁵² Outra possibilidade, é estimar a tensão pela média das tensões em cada uma das barras do ramo kl na condição inicial (aberto).

4. Modelagem de bancos reguladores de tensão no OpenDSS

Nesta Seção é apresentada a modelagem dos reguladores de tensão no programa OpenDSS, equipamentos bastante utilizados no SDEE da CEMIG-D. Reguladores de tensão têm sido utilizados extensivamente nos SDEEs com a finalidade de regular a magnitude do nível de tensão, mantendo seu valor dentro das condições de operação, mesmo com a característica variação da demanda de potência das cargas do SDEE.



Figura 33 – Bancos de Reguladores de Tensão Nº209531 167 kVA Fab.TOSHIBA. Fotografia do autor.

O princípio de funcionamento de um regulador de tensão de distribuição é o de um autotransformador, onde o enrolamento de excitação induz uma tensão no enrolamento série que é adicionada ou subtraída ao valor de tensão da fonte.

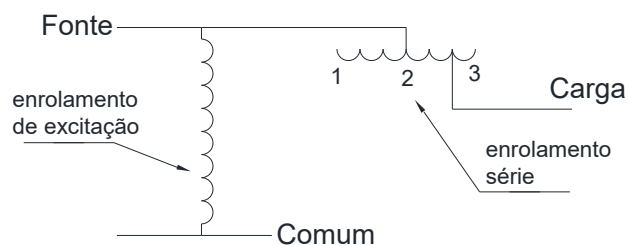


Figura 34 – Princípio de funcionamento de um regulador de tensão monofásico. 1) Tensão mínima 2) Neutro e 3) Tensão máxima.

Fonte: autor.

A regulação de tensão é obtida por meio da alteração dos taps em carga (*On-load Tap Change*) do enrolamento série, realizada por meio de um circuito compensador, cujas variáveis são a tensão de saída, medida por meio de um transformador de potencial (TP) e a tensão desejada (*set point*), em geral $\pm 10\%$. Em geral, os reguladores de tensão possuem 32 taps, onde cada um pode alterar 0,00625 p.u. no nível de magnitude da tensão da barra regulada, sendo geralmente 16 taps positivos e 16 taps negativos, conforme a Equação (31) a seguir.

$$a_R = 1 \mp 0,00625 \cdot tap \quad (31)$$

O programa OpenDSS modela os reguladores de tensão por meio da declaração de 2 elementos: 1) um transformador com as características físicas do regulador de tensão, tais como perdas percentuais em carga e a vazio; 2) o segundo elemento é o *RegControl* responsável pelos parâmetros de controle do regulador de tensão, tais como o *vreg* que é o *set point* de tensão referenciado ao lado de Baixa Tensão do transformador de potência (TP) e a relação de transformação do TP (parâmetro *ptratio*).

Como exemplo, o quadro abaixo mostra a definição de um regulador de tensão monofásico para o nível de tensão de distribuição fase-neutro de 7,96 kV, utilizado na CEMIG-D. Estes reguladores de tensão possuem TPs com a relação de transformação de 66,4, o que resulta em uma tensão de 120 V no lado de Baixa Tensão⁵³. Assim, ao definir-se um *vreg* de 125 V, será definida uma tensão regulada na saída do RT 4,17% acima da tensão nominal.

Declaração de um regulador de tensão no programa OpenDSS.

```
new transformer.TR1AN Phases=1, windings=2, buses=(BMT1.1.0,BMT2.1.0), conns=(LN,LN),
kvs=(7.97 7.97), kvas=(1992,1992), xhl=0.75, %loadloss=0.12, %noloadloss=0.02

new RegControl.TR1AN transformer=TR1AN, winding=2, PTphase=1, ptratio=66.4, band=3, vreg=125, delay=15
```

O funcionamento dos parâmetros *band* e *delay* pode ser mais bem compreendido por meio da Figura 35. O regulador de tensão só realizará a comutação do *tap* caso a tensão na barra de saída ultrapasse a tensão de referência por um determinado valor definido pelo parâmetro *band* e após determinado tempo, em segundos, definido pelo parâmetro *delay*.

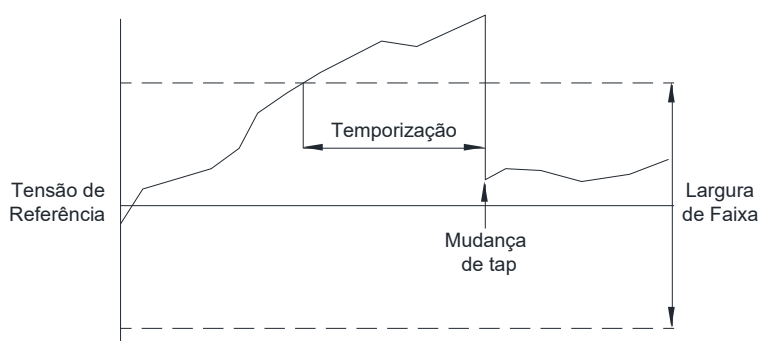


Figura 35 – Representação da mudança de tap do regulador com os parâmetros *band* (largura de faixa) e *delay* (temporização).

Adaptado de (BURATTI, 2016).

⁵³ As relações de transformação dos TPs são 66,4 para a tensão fase-fase de 13,8kV; 105,85 para a tensão de 22,0kV e 166,0 para a tensão de 34,5kV.

5. Modelagem de transformadores monofásicos com tap central no OpenDSS

Esta Seção apresenta a modelagem dos transformadores monofásicos com tap central. A modelagem seguiu a formulação proposta (KERSTING, 2002) para o modelo de transformador monofásico com tap central “interlaçado”.

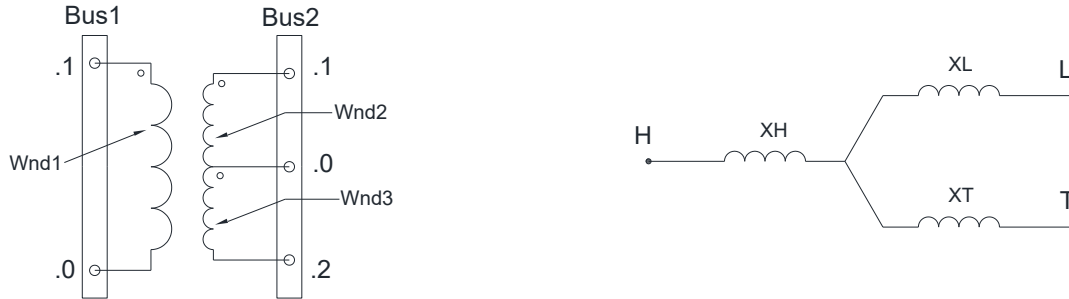


Figura 36 – Transformador monofásico com *tap* central e diagrama de reatâncias. Fonte: autor.

Assim, a impedância total do transformador $Z_T = R_T + jX_T$, em valores percentuais, e obtidos na norma ABNT5440 foi distribuída entre as impedâncias primária Z_H , secundária Z_L e terciária Z_T , conforme as equações (32) e (33).

$$Z_H = 0.5R_{Tot} + j0.8X_{Tot}$$

$$Z_L = R_{Tot} + j0.4X_{Tot} \quad (32)$$

$$Z_T = R_{Tot} + j0.4X_{Tot}$$

$$X_{HL} = X_H + X_L$$

$$X_{HT} = X_H + X_T \quad (33)$$

$$X_{LT} = X_L + X_T$$

O quadro abaixo apresenta um exemplo da definição de um transformador monofásico com *tap* central no programa OpenDSS de acordo com a seguinte referência (EPRI, 2009).

Declaração de um transformador monofásico com tap central no OpenDSS.

```
new transformer.TRF1 Phases=1, Windings=3, Buses=[BMT1.1 BBT1.1.0 BBT1.0.2], Conns=[wye wye], kvs=[7.97 0.12 0.12],
kvas=[5 5 5], Taps=[1.0 1 1], XscArray=[1.632,1.632,1.088], %loadloss=2.1, %noloadloss=0.7
```

Aqui o transformador TRF1 é declarado com 3 enrolamentos (*windings*), onde o vetor parâmetro *XscArray* apresenta respectivamente as reatâncias dos enrolamentos primário/secundário, X_{HL} , primário/terciário X_{HT} e secundário/terciário X_{LT} , cujos valores foram calculados pelas equações (33), onde os valores de X_H , X_L e X_T são obtidos das equações (32) e X_{Tot} é obtido na norma (ABNT, 2014).

ANEXO 2 – TEORIA DE FLUXO DE POTÊNCIA E PROGRAMAS

Este anexo apresenta uma revisão bibliográfica da teoria de fluxo de potência, dividindo os métodos de fluxo de potência em três categorias: 1) as baseadas no balanço nodal das potências; 2) as baseadas em métodos de varredura; e 3) as baseadas no balanço nodal das correntes. A revisão bibliográfica da teoria de fluxo de potência tem dois objetivos principais: 1) a contextualização dos métodos mais aplicáveis aos SDEE e 2) a apresentação do método de balanço nodal das correntes de compensação utilizado pelo programa OpenDSS, uma vez que este programa é utilizado para o cálculo do fluxo de potência dos SDEEs reais simulados nesta tese.

Uma das maneiras de se apurar as Perdas Técnicas nos SDEEs é por meio de programas de fluxo de potência. Os métodos levam o nome de “fluxo de potência”, uma vez que o método mais popular, o método de Newton-Raphson (NR), escreve as equações de balanço de potência ativa e reativa para cada barra do sistema que são resolvidas pelo método numérico de NR e, assim, calculam-se as tensões em cada barra e com isto, as correntes em cada linha, bem como o fluxo de potência ativa e reativa em cada linha. Com estas informações, o valor de PTs do sistema pode ser obtido. Ainda hoje, o método de NR é um dos mais utilizados para a resolução do problema de fluxo de potência no SEP. O trabalho de (TINNEY; HART, 1967) atribui a primeira utilização do método de Newton ao trabalho de (NESS, VAN; GRIFFIN, 1961), onde é apresentado com o nome de método de “eliminação”.

Na literatura, as técnicas de fluxo de potência podem ser classificadas nos seguintes tipos:

- Baseadas no balanço nodal das potências (e.g. , método de Newton-Raphson);
- Baseadas em varredura (e.g., método de Varredura Reversa Direta – VRD);
- Baseadas no balanço nodal das correntes (e.g., método de compensação do OpenDSS).

Em geral, na formulação de balanço de potência utiliza-se o método Newton-Raphson para a solução do problema de fluxo de potência. As técnicas baseadas em varredura foram desenvolvidas para os SDEEs como forma de contornar os problemas de condicionamento numérico do método de NR quando aplicado aos SDEEs (Srinivas, 2000). A técnica baseada no balanço das correntes também utiliza métodos numéricos iterativos para a resolução do problema de fluxo de potência. Esta técnica será descrita com mais detalhes na Seção 3 deste Anexo, uma vez que ela é utilizada pelo programa OpenDSS.

Outro conceito importante na teoria é o Fluxo de Potência Ótimo (*Optimal Power Flow* – OPF), creditado ao trabalho de (CARPENTIER, 1962) que formulou o despacho econômico ou, na denominação atual, Fluxo de Potência Ótimo, por meio das condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker. Desde então, o OPF é uma das áreas mais estudadas da comunidade de sistemas elétricos de potência (HONGYE et al., 2007). A resolução do OPF define o fluxo de potência que minimiza o custo da energia (ou outra quantidade), enquanto lida com as restrições técnicas operativas do SEP, tais como o limite dos taps dos transformadores com OLTCs, o limite de tensão das barras, as restrições de corrente nas linhas e os limites de geração de potência ativa e reativa dos geradores, além da determinação das potências ativas e reativas reais dos geradores,

demais fontes de VAR e os parâmetros dos OLTCs (HAPP; WIRGAU, 1981). A minimização do custo de energia tem como consequência a definição do despacho instantâneo ótimo (DOMMEL; TINNEY, 1968).

O trabalho de (DOMMEL; TINNEY, 1968) foi pioneiro na aplicação da teoria de otimização para a solução do problema de OPF, ainda que a literatura cite abordagens semelhantes na literatura russa (KRUMM, 1965). Neste trabalho, o fluxo é resolvido pelo método de NR e as restrições são resolvidas por um método baseado no gradiente. Diversas técnicas de otimização têm sido aplicadas para a resolução do problema de OPF, tais como métodos baseados em funções de penalidades, multiplicadores Lagrangianos, ambos em conjunto com métodos baseados no gradiente e no método de Newton. A partir do ano 2000, de acordo com (HONGYE et al., 2007), métodos baseados no Método de Pontos Interiores Primal-Dual (PDIPM) ganharam popularidade.

O restante deste Anexo está dividido da seguinte maneira. A próxima Seção apresentará o método de fluxo de potência de Newton-Raphson. Em seguida, a Seção 2 apresentará uma breve descrição do método de varredura e, a Seção 3, o método de balanço de corrente nodal utilizado pelo programa OpenDSS. Por fim, a Seção 4 apresenta a Customização do OpenDSS.

Encerrando a introdução, são apresentadas a Tabela 28, com um resumo histórico dos principais trabalhos sobre fluxo de potência e suas características, e a Tabela 29 com os principais programas de fluxo de potência do mundo e suas principais características e funcionalidades.

Tabela 28 – Principais trabalhos sobre fluxo de potência aplicados ao SDEE.

Publicação/Ano	Método de Cálculo do FP	Características do trabalho
(NESS, VAN; GRIFFIN, 1961)	Newton-Raphson	De acordo com (Tinney & Hart, 1967), é o primeiro trabalho a apresentar a solução do fluxo de potência por meio do método de Newton.
(CARPENTIER, 1962)	OPF	Consenso na literatura de ser o primeiro trabalho a apresentar o conceito de OPF.
(TINNEY; HART, 1967)	Newton-Raphson	Apresenta comparações entre os métodos de Newton e Gauss-Seidel, além de exemplos da aplicação do método em sistemas reais.
(BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967)	Varredura	Um dos primeiros trabalhos a abordar circuitos de distribuição desbalanceados.
(DOMMEL; TINNEY, 1968)	OPF	Fluxo de potência resolvido pelo método de Newton e o ajuste dos parâmetros de controle pelo método do gradiente.
(STOTT, 1972)	<i>Fast Decoupled Newton-Raphson</i>	Apresenta o desacoplamento dos fluxos de potência ativa e reativa e a matriz Jacobiana é calculada uma única vez.
(SHIRMOHAMMADI et al., 1988)	Varredura Direta/Reversa – VDR	Varredura reversa para cálculo das correntes e direta para cálculo das tensões. Neste trabalho, os autores também apresentam um método de compensação para tratamento de rede fracamente malhadas.
(LUO; SEMLYEN, 1990)	Varredura Direta/Reversa – VDR	Varredura reversa para cálculo das potências e direta para cálculo das tensões.
(CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995)	Varredura Reversa Direta – VRD	Extensão do trabalho de 1988 para redes com a presença de GDs.
(ZHANG, F.; CHENG, 1997)	Newton-Raphson	Aplicação do método de NR ao SDEE. Limitações: somente redes balanceadas (equivalente de sequência positiva) e sem a presença de GDs.
(EXPÓSITO; RAMOS, 1999)	Newton-Raphson	Aplicação do método de NR ao SDEE com simplificação no equacionamento. Limitação: somente redes balanceadas.
(GHOSH; DAS, 1999)	Varredura	Método similar a varredura, com a aplicação iterativa das leis de Kirchhoff.
(ABUR et al., 2002)	Newton-Raphson	Método NR para sistemas trifásicos com GDs e reguladores de tensão.
(HARRISON; WALLACE, 2005)	OPF	Minimização das perdas de energia, em um cenário com GD e considerando estas funções avançadas dos inversores.

(HONGYE et al., 2007)	OPF	Apresenta novas formulações de OPF, tais como <i>Trust Region based Augmented Lagrangian Method</i> , <i>Step-controlled primal-dual Interior Point</i> e <i>Constrained Cost Variable</i> e as respectivas comparações em sistemas de larga escala.
(ANZAI, 2008)	Newton-Raphson	Extensão do método de NR com a consideração de diversas tecnologias de GDs e seus controles nas equações do fluxo de potência.
(ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2011)	OPF	Apresenta o programa de FP Matpower para Matlab, com a implementação de diversos métodos.
(BRUNO et al., 2011)	OPF	Método quasi-Newton.
(ALNASER; OCHOA, 2015)	OPF	Realiza um controle minuto a minuto com o objetivo de diminuir o número de ações dos dispositivos OLTCs e os <i>set points</i> das GDs.
(AYIKPA; ALMEIDA; DANIELSKI, 2016)	OPF	Método de Pontos Interiores Primal-Dual.
(FRANCO, J. F.; OCHOA; ROMERO, 2018)	OPF	Utilização do OPF para a otimização multiobjetivo do sistema (e.g. minimização de perdas de energia, maximização do uso de energia renovável).

Tabela 29 – Sumário das características de programas de Fluxo de Potência

Programa de FP e Referência	Características e funcionalidades
Matpower (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2011)	- Fluxo de potência de código aberto para o Matlab e GNU Octave; - Implementa diversos métodos de fluxo de potência (e.g. Newton-Raphson, Gauss-Seidel, OPF e varredura); - Sequência positiva somente, portanto mais adequado ao segmento de transmissão; - Ausência de modelos de equipamentos básicos (ex: transformadores e bancos de RT).
PSAT (MILANO, 2024)	- Fluxo de potência de código aberto para o Matlab e GNU Octave; - Métodos de fluxo de potência: OPF; - Apresenta modelos de equipamentos (e.g. turbinas de vento, FACTS); - Possui interface gráfica.
OpenDSS (EPRI, 2023)	- Fluxo de potência de código aberto, desenvolvido em Pascal; - Adequado para redes de distribuição (fluxo de potência trifásico e desequilibrado); - Métodos de fluxo de potência: balanço nodal de correntes; <i>Quasi-static time-series (QSTS)</i>; - Apresenta diversos modelos de equipamentos e geradores distribuídos (e.g. PV System); - Interface para customização (linguagens suportadas: Matlab, C#, C, Python, Julia); - Análise de faltas; - Análise de harmônicos.
ANAREDE(CEPEL, 2024)	- Programa comercial e de código proprietário; - Redes com sequência positiva; - Análise de contingências.
PowerWorld Simulator (POWERWORLD CORP., 2024)	- Programa comercial e de código proprietário; - Redes com sequência positiva; <i>Quasi-static time-series (QSTS)</i>; - Análise de faltas; - Análise de contingências.
Cymdist (CYME, 2018)	- Programa comercial e de código proprietário; - Fluxo de potência trifásico desequilibrado; - Apresenta diversos modelos de equipamentos e geradores distribuídos; - Módulo de análise de proteção; - Módulo para “Network Configuration Optimization”
PSS®Sincal (SIEMENS, 2024)	- Programa comercial e de código proprietário; - Fluxo de potência trifásico desequilibrado; - Apresenta diversos modelos de equipamentos e geradores distribuídos; - Módulo de análise de proteção.

1. Método de Newton-Raphson

O método de fluxo de potência NR pertence à classe de métodos numéricos iterativos que resolve sistemas de equações não-lineares na forma $y = f(x)$, iniciando-se com valores iniciais para as variáveis desconhecidas x . Neste método, para o modelo de linha da Figura 37, as equações de balanço de potência ativa e reativa para cada barra do sistema são dadas pelas equações (34) e (35):

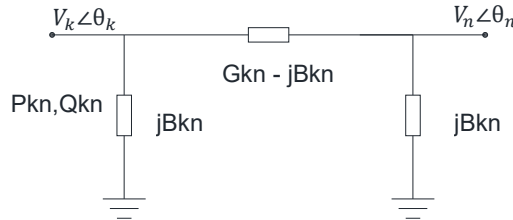


Figura 37 – Modelo de linha e notação adotada. Fonte: (EXPÓSITO; RAMOS, 1999).

$$P_k = V_k \sum_{n \in K} V_n (G_{kn} \cos \theta_{kn} + B_{kn} \sin \theta_{kn}) \quad (34)$$

$$Q_k = V_k \sum_{n \in K} V_n (G_{kn} \sin \theta_{kn} - B_{kn} \cos \theta_{kn}) \quad (35)$$

Em que:

- G_{kn} é a condutância do elemento referente a k-ésima linha e n-ésima coluna da **matriz de admitância nodal do sistema** Y_{sis} ;
- B_{kn} é a susceptância deste mesmo elemento da matriz Y_{sis} ;
- θ_{kn} é a diferença entre os ângulos de tensão das barras k e n;
- K é o conjunto das barras conectadas à barra k acrescido da própria barra k.

Seguindo a formulação proposta por (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008), as equações do balanço de potência (34) e (35) são análogas às equações do sistema $y = f(x)$, onde as variáveis da barra de referência, θ_1 e V_1 são omitidas das equações (36), uma vez que já são conhecidas e por isto, $k = 2, 3, \dots, N_B$.

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_k \\ \vdots \\ \theta_{NB} \\ V_k \\ \vdots \\ V_{NB} \end{bmatrix}; \quad y = \begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_k \\ \vdots \\ P_{NB} \\ Q_k \\ \vdots \\ Q_{NB} \end{bmatrix}; \quad e \quad f(x) = \begin{bmatrix} P(x) \\ Q(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_k(x) \\ \vdots \\ P_{NB}(x) \\ Q_k(x) \\ \vdots \\ Q_{NB}(x) \end{bmatrix}. \quad (36)$$

Em que:

- θ vetor de ângulos das barras k , para $k = 2, 3, \dots, N_B$.
- V vetor de tensões das barras k , para $k = 2, 3, \dots, N_B$.
- x concatenação dos vetores θ e V ;
- $P(x)$ e Q são vetores com valores de potência ativa calculados para o vetor x , por meio da Equação (34);

- $Q(x)$ e Q são vetores com valores de potência reativa calculados para o vetor x , por meio da Equação (35).

A solução do sistema $y = f(x)$ por meio do método de Newton-Raphson é dada pela Equação (37), onde J é a matriz de derivadas parciais conhecida como Jacobiano.

$$X(i+1) = x(i) + J^{-1}(i)\{y - f[x(i)]\} \quad (37)$$

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_N}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_N}{\partial x_N} \end{bmatrix} \quad (38)$$

O método resolve a Equação iterativamente até que uma determinada condição de parada seja atingida, situação também conhecida como convergência. Usualmente, utiliza-se como critério de convergência que variação $\Delta P(i)$ e $\Delta Q(i)$ entre duas iterações fique abaixo de uma determinada tolerância.

1.1. Método de Newton-Raphson para SDEEs

A literatura apresenta muitos trabalhos de adaptação do método de NR para SDEEs reais, entretanto, conforme já mencionado em (SRINIVAS, 2000) as características dos SDEEs, tais como: alta relação R/X dos condutores; cargas desbalanceadas e a presença de geração distribuída, são fatores que podem levar a problemas de condicionamento numérico do método de NR. De acordo com (CHEN et al., 1991), a alta relação R/X dos condutores impossibilita o desacoplamento dos fluxos de potência ativa e reativa e, portanto, impossibilita a utilização do método *Fast Decoupled Newton-Raphson* (FDNR) proposto por (Stott, 1972). A questão das cargas desbalanceadas também não era abordada, visto que o método de NR era aplicado somente a modelos de rede apresentados na forma equivalentes de sequência positiva, contexto associado ao segmento de transmissão de energia elétrica.

Um dos primeiros trabalhos a apresentar uma versão modificada do método de NR para sistemas radiais foi o trabalho de (ZHANG, F.; CHENG, 1997). Entretanto, este trabalho ainda abordava somente redes balanceadas e não contemplou a presença de geração distribuída. Em sequência, o trabalho de (EXPÓSITO; RAMOS, 1999) também para redes balanceadas, propõe transformar o conjunto de $2N_B$ – onde N_B é o número de barras do sistema – equações não-lineares do fluxo de potência em um conjunto de $3N_B$ equações – sendo $2N_B$ lineares e N_B equações quadráticas. Uma adaptação do método de NR trifásico, desbalanceado e com a presença de GDs foi apresentado somente em 2002 com o trabalho (ABUR et al., 2002). O trabalho de (ANZAI, 2008) propôs um fluxo de potência “expandido” para SDEEs contendo diferentes tecnologias de GD, onde os modelos dos diversos geradores (síncronos, assíncronos, conversores estáticos de potência) e seus controles eram levados em conta na resolução das equações do fluxo de potência.

2. Método de Varredura Reversa Direta

O artigo de (SRINIVAS, 2000) apresenta os métodos de varredura como adequados para a resolução do fluxo de potência em SDEEs, apontando o trabalho de (BERG; HAWKINS; PLEINES, 1967) como a base para todos os métodos que têm como característica a varredura de todos os nós de uma rede seguindo algum critério. Em 1988, o trabalho (SHIRMOHAMMADI, D. et al., 1988) apresenta a ideia de varredura reversa/direta (VR/D) para a resolução do fluxo de potência em redes radiais ou fracamente malhadas. O tratamento dos ciclos da parte malhada do sistema é realizado por meio da abertura (*breakpoint*) dos ciclos e a utilização de correntes de compensação obtidas por meio de circuitos equivalentes Thévenin enxergado pelos nós criados com a abertura do ciclo. Posteriormente, o trabalho de (CHENG; SHIRMOHAMMADI, 1995) apresentou uma extensão para sistemas trifásicos desbalanceados e com a presença de GDs. Em 2012, (RIBEIRO et al., 2012) propõe a extensão do método para a consideração de equipamentos de regulação de tensão, como bancos reguladores de tensão.

O método VDR para correntes e tensões consiste em duas etapas: (a) varredura reversa e (b) varredura direta. Na varredura reversa, há o somatório das correntes nas barras (nós do grafo), partindo-se das barras mais extremas, em direção ao nó raiz. Na varredura direta, ocorre o cálculo das tensões nas barras com o uso das correntes calculadas na varredura reversa.

3. Método baseados em correntes nodais / método de compensação do OpenDSS

Na formulação de admitância nodal, o modelo da rede é descrito por sua matriz de admitância Y_{sis} de acordo com a Equação (39) que é resolvida por métodos numéricos iterativos, tais como o próprio método de Newton.

$$V_n = [Y_{sis}]^{-1} I_n \quad (39)$$

Em que:

- V_n = vetor de tensões nodais;
- Y_{sis} = matriz de admitância nodal do sistema;
- I_n = vetor de correntes nodal.

De acordo Dugan, esta formulação de admitâncias nodais foi originalmente desenvolvida para a computação de fluxos harmônicos (ARRILLAGA; WATSON, 2003), sendo utilizada pelo programa OpenDSS para a resolução do fluxo de potência. Com esta formulação, o algoritmo denominado **Normal** do OpenDSS resolve o problema do FP utilizando também o conceito de correntes de compensação⁵⁴ que trata a não linearidade

⁵⁴ O termo "corrente de compensação" também é utilizado por (SHIRMOHAMMADI, D. et al., 1988) no método VRD para a compensação da parte malhada do SDEE, conforme apresentado na Seção anterior.

dos componentes de conversão de energia do SDEEs, tais como cargas modeladas como potência constante, geradores e armazenamento (*storages*) por meio de correntes de compensação.

Neste método, os elementos não lineares são modelados por equivalentes de Norton, nos quais a admitância Y_{linear} destes elementos é calculada com base na condição de tensão nominal da carga e é incorporada à **matriz de admitância nodal do sistema**, Y_{sis} . Uma corrente de compensação I_{comp} é responsável por incluir a não linearidade na corrente I_{term} absorvida pela carga (ROCHA; RADATZ, 2017). A Figura 38 apresenta esta transformação baseada no princípio da superposição.

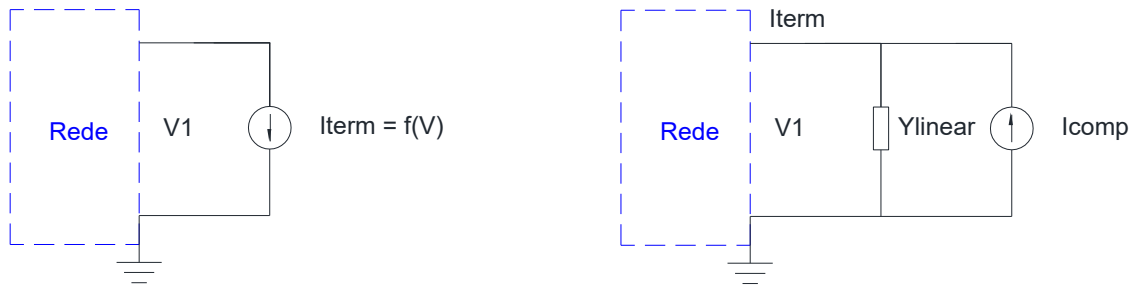


Figura 38 – Exemplo de uma carga monofásica não-linear e sua representação por meio de admitância e uma corrente de compensação. Fonte: (ROCHA; RADATZ, 2017).

Com a incorporação das matrizes Y_{linear} de cada elemento à matriz de admitância nodal do sistema Y_{sis} , a corrente I_n da Equação (39) passa a ser somente a corrente de compensação I_{comp} e a Equação do sistema (40) então é resolvida por meio do método numérico iterativo de ponto fixo (EPRI, 2016) até a convergência das tensões em 0,0001 p.u., isto é, $|V_{n+1}| - |V_n| < 0,0001$.

$$V_{n+1} = [Y_{sis}^*]^{-1} I_{comp}(V_n) \quad (40)$$

Em que:

- V_n = vetor de tensões nodais;
- Y_{sis}^* = matriz de admitância nodal do sistema Y_{sis} com a incorporação das matrizes Y_{linear} dos elementos;
- I_{comp} = vetor de correntes de compensação;
- n = número da iteração corrente.

As tensões iniciais V_0 são obtidas por meio da solução direta de $I = Y_{sis} V_0$, onde as cargas e os geradores são modelados pelos seus equivalentes lineares com nenhuma injeção de corrente de compensação. Isto é análogo ao “*flat start*” utilizado em outros algoritmos de FP (DUGAN; MONTENEGRO, 2020). O método apresenta duas características que contribuem para seu desempenho: normalmente, a matriz Y_{sis} não é reconstruída durante o processo iterativo e, sua inversão é realizada uma única vez, na iteração V_0 .

Caso o circuito apresente elementos de compensação reativa chaveados e/ou elementos de controle de tensão nodal como transformadores com variação dos taps e reguladores de tensão, de acordo com

(FREITAS, P. R. R. De, 2015), a matriz de admitâncias nodais Y_{sis} é modificada a cada iteração, mas em prol da eficiência computacional, somente as linhas e colunas associadas a estes elementos são alteradas.

No modo de fluxo de potência diário (*daily*), isto é, o modo em que mais de um patamar de carga é calculado, a solução presente é utilizada como ponto de partida para o próximo passo de tempo. Tipicamente, quando não há uma grande alteração nas cargas de um passo de tempo para outro, a solução converge em duas iterações: uma para calcular a solução e outra para verificar a convergência (DUGAN; MONTENEGRO, 2020).

4. Customização do OpenDSS

O OpenDSS disponibiliza uma interface que permite sua customização de acordo com as necessidades dos usuários, por meio de linguagens de programação como MATLAB, Python, C#, dentre outras. Esta interface foi fundamental para a definição pela ANEEL (ANEEL, 2018a) da utilização do OpenDSS para o cálculo de Perdas Técnicas do sistema de distribuição brasileiro. Por meio desta interface, a ANEEL desenvolveu uma customização do OpenDSS, conhecida como ProgGeoPerdas. Este programa acessa o banco de dados também denominado GeoPerdas⁵⁵, cria os arquivos no formato do OpenDSS e executa o fluxo de potência de acordo com os parâmetros regulatórios mencionados na Seção 3.1 e grava os resultados das PTs calculadas no banco de dados.

Neste trabalho também foi desenvolvida uma customização do OpenDSS cuja tela principal está mostrada na Figura 39 e cujos códigos fontes encontram-se no repositório informado em (PEREIRA, E. C., 2023). Esta customização permite a apuração das perdas com o modelo padrão definido em (ANEEL, 2018) e também com o modelo proposto neste trabalho, situação não permitida pelo programa GeoPerdas/ANEEL. Também foi por meio desta customização que foi realizada a implementação do método *Iterative Branch Exchange* e a simulação da reconfiguração dos SDEEs da CEMIG-D.

⁵⁵ Atualmente, este banco de dados é gerado por meio de uma *Stored Procedure* executada sobre o Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD).

600 Customização OpenDSS

Mês: Dezembro Ano: 2022

Tipo de fluxo: Daily Tipo de dia: Dia útil Hora (0 a 23): 18

Caminho dos arquivos dos alimentadores *.dss:
F:\DropboxZecao\Dropbox\0doutorado\0soft\0alimCemig_Tese\1_Exp1_2\0_comCAP\0PermRes\

Caminho dos recursos permanentes:
F:\DropboxZecao\Dropbox\0doutorado\0soft\0alimCemig_Tese\1_Exp1_2\0_comCAP\0PermRes\

☐ Otimiza LoadMult Energia
 ☐ Fluxo Mensal por DU
 Incremento %: 10

☒ Setar Tensão de Saída SE (pu): 1.04
 LoadMult Alt.: 0.5

Configurar Feriados

Aloca Capacitores

Reconfigurar

Resumo Alim.

Carga dos Religadores

Analisar Loops

☐ Gerar Relatório Clientes com DRP e DRC
☐ Gerar Relatório Tensão Barra Trafos
☐ Gerar Relatório Cargas Isoladas
☐ Gerar Relatório Comutação Taps RTs
☐ Calcular PU saída SE ótimo
☒ Incluir Capacitores de MT

BatchEdit string: ! BatchEdit

☒ Exibir mensagens do OpenDSS

Figura 39 – Interface gráfica da customização do OpenDSS desenvolvida neste trabalho. Fonte: autor.

ANEXO 3 – MODELOS DE CARGA DO SDEE

A área de modelos de carga do SDEE foi explorada na tese, na medida em que se comprovou no trabalho a necessidade de consideração das cargas dependentes da magnitude do nível de tensão em alimentadores de distribuição reais, tanto para a correta apuração das PTs como para a proposição de uma reconfiguração adequada, isto é, que não piore a magnitude do nível de tensão de alimentação das cargas reconfiguradas. Desta forma, este Anexo apresenta um arcabouço teórico mínimo da área modelagem das cargas.

O Sistema Elétrico de Potência pode ser dividido em três grandes blocos principais: 1) geração, 2) redes de transmissão e distribuição e 3) a carga do sistema. Os dois primeiros, geração e redes, em geral são bem conhecidos na literatura científica que apresenta diversos modelos matemáticos para a sua representação (KERSTING, 2002). A carga do SDEE, ao contrário dos outros, é o elemento que possui maior incerteza associada, tendo em vista que cada consumidor é um agente estocástico, no sentido de que ele é livre para usar ou não a energia no momento que desejar. Entretanto, parte desta incerteza vem sendo mitigada com a adoção de uma Infraestrutura de Medição Avançada (*Advanced Metering Infrastructure* – AMI) que permita informar, em tempo real, qual é a carga de cada consumidor⁵⁶. Além da introdução da AMI nos SDEEs, o tema modelagem de carga ganhou novo impulso na última década devido à crescente integração de GDs, veículos elétricos (ARIF et al., 2017). Assim, este Anexo está dividido nas seguintes Seções:

1. Modelos de carga – revisão bibliográfica: apresentação de uma revisão bibliográfica e do histórico da teoria de modelos de cargas para simulações de FP.

2. Modelo polinomial ZIP: apresentação do modelo de carga polinomial ZIP, principal modelo de carga utilizado no mundo e implementado no programa OpenDSS. Apresentação de breve revisão bibliográfica para definição dos parâmetros ZIP deste modelo.

3. Considerações finais:

1. Modelos de carga – revisão bibliográfica

O artigo (PRICE et al., 1988) estabelece duas abordagens clássicas para modelar as cargas do SEP: as abordagens baseadas em componentes e as abordagens baseadas em medição. Abordagens baseadas em componentes propõem a construção do modelo de carga por meio de informações das suas partes constituintes, tais como as classes (residencial, industrial etc.) e os ramos de atuação dos consumidores. Esta abordagem origina-se em estudos da EPRI (PRICE et al., 1987) convertendo-os à forma necessária para os estudos de FP e estabilidade.

⁵⁶ No entanto, esta não é a realidade tecnológica das concessionárias de distribuição brasileiras. Por exemplo, em 05/2023, a CEMIG-D já possuía mais de 90% de seus clientes primários (MT) e 250 mil clientes de BT telemedidos.

Abordagens baseadas em medições envolvem utilizar o conjunto de medições do SDEE para determinar a sensibilidade da potência ativa e reativa com as variações de tensão e frequência, buscando a identificação de parâmetros do modelo de carga. A vantagem desta abordagem é a sua precisão. Diversas técnicas têm sido empregadas para a derivação dos parâmetros dos modelos de carga dos dados de medição, como redes neurais artificiais (ANN), Algoritmos Genéticos (AG), mínimos quadrados (ARIF et al., 2017) e regressão linear (PEREIRA, E. C., 2014). A sua desvantagem é o custo associado à infraestrutura de medição necessária para modelagem das cargas, apesar da tendência mundial associada ao desenvolvimento tecnológico das redes inteligentes que tem proporcionado um aumento da disponibilização de medições no SDEE, sejam elas provenientes de equipamentos telecomandados, como os religadores OVRs, ou de medições de grandes consumidores, por meio de uma AMI (BARAN, M.; MCDERMOTT, 2009). Esta tendência não só impulsionou as abordagens baseadas em medições, como também proporcionou abordagens híbridas, envolvendo ambas as abordagens.

Outra maneira de se classificar os modelos de carga é nas seguintes categorias: os modelos de carga dinâmicos e os modelos de carga estáticos (ARIF et al., 2017). Modelos de carga dinâmicos levam em conta não apenas o valor de tensão naquele instante, mas valores históricos da tensão, sendo, portanto, descritos por equações de diferenças finitas ou equações diferenciais. Os modelos dinâmicos de carga, como exemplo o modelo WSCC (*Western System Coordinating Council*) (PRICE et al., 1987) não fazem parte do escopo desta revisão. Modelos de carga estáticos são aqueles que expressam a potência ativa e reativa das cargas, em qualquer instante de tempo, em função da magnitude e ângulo da tensão no barramento da qual a carga está conectada, sendo, portanto, descritos por meio de equações algébricas. Como exemplo, tem-se o modelo polinomial ZIP que será detalhado adiante e o modelo exponencial, ambos empregados em estudos de planejamento e operação das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

2. Modelo polinomial ZIP

Dos modelos estáticos, o modelo polinomial ZIP é um dos mais utilizados no mundo, sendo também um dos modelos de carga implementados no programa OpenDSS. A sua descrição pode ser encontrada em (PRICE et al., 1987) além de (KERSTING, 2002).

Na modelagem de SEP, a dependência da carga estática com a magnitude da tensão pode ser construída por meio de uma função algébrica de potência ativa P_S^V e da potência reativa Q_S^V , ambas variáveis com a tensão V (KUNDUR, 1994). Estas funções podem ser aproximadas por meio de uma série de Taylor, conforme a Equação (41), ao redor do ponto de operação nominal V_0 , onde, considerando-se o truncamento até o termo de segunda ordem, é arranjada conforme a Equação (42) (DSEE/FEEC/UNICAMP and AXXIOM, 2011).

$$P_S^V = P_S^V(V) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{n!} \cdot \left. \frac{\partial^n P_S^V}{\partial V^n} \right|_{V_0} \cdot (V - V_0)^n \quad (41)$$

$$P_S^V(V) = P_S^V(V_0) + \left. \frac{\partial P_S^V}{\partial V} \right|_{V_0} \cdot (V - V_0) + \frac{1}{2} \cdot \left. \frac{\partial^2 P_S^V}{\partial V^2} \right|_{V_0} \cdot (V - V_0)^2 \quad (42)$$

A Equação (42) pode ser rearranjada da seguinte forma:

$$P_S^V(V) \cong P_0 \left[c \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 + b \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + a \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (43)$$

Onde:

$$P_0 = P_S^V(V_0) \text{ (potência ativa da carga alimentada pela tensão nominal } V_0 \text{)}$$

$$a = \frac{1}{2} \cdot \frac{V_0^2}{P_0} \left. \frac{\partial^2 P_S^V}{\partial V^2} \right|_{V_0}$$

$$b = \left. \frac{V_0}{P_0} \frac{\partial P_S^V}{\partial V} \right|_{V_0} - 2a$$

$$c = 1 - a - b$$

Equacionamento similar é realizado para definição da Equação (44) que expressa o comportamento da potência reativa da carga,

$$Q_S^V(V) \cong Q_0 \left[f \left(\frac{V}{V_0} \right)^0 + e \left(\frac{V}{V_0} \right)^1 + d \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right] \quad (44)$$

Onde $Q_0 = Q_S^V(V_0)$ é a potência reativa da carga quando alimentadas pela tensão de operação nominal V_0 . Este modelo matemático é conhecido como modelo de carga polinomial ZIP e apresentam características comportamentais resumidas na Tabela 30. A soma dos termos a, b e c , que compõe a carga ativa e dos termos d, e e f que compõe a carga reativa devem sempre ser igual à unidade.

Tabela 30 – Termos matemáticos e características da carga.

Termos	Característica
$a \cdot P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^2$ e $d \cdot Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^2$	Impedância constante “Z”
$b \cdot P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^1$ e $e \cdot Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^1$	Corrente constante “I”
$c \cdot P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^0$ e $f \cdot Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^0$	Potência constante “P”

A Figura 40 ilustra o comportamento da potência ativa com a variação da tensão para os 3 tipos de cargas: impedância constante “Z”, corrente constante “I” e potência constante “P”.

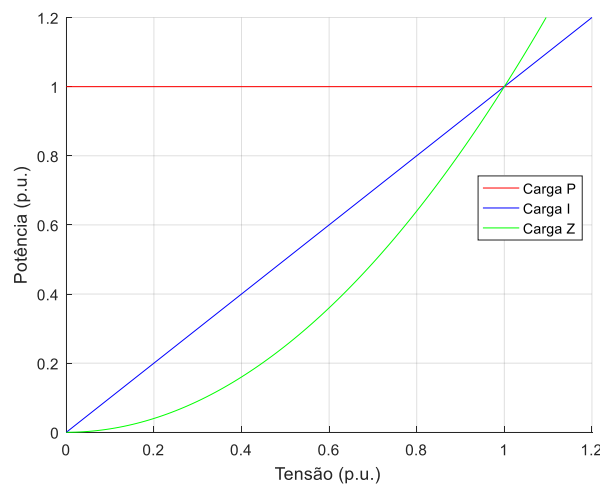


Figura 40 – Curvas P-V dos modelos de carga. Fonte: autor.

Implementação do modelo ZIP no OpenDSS

No OpenDSS existem oito modelos de carga, sendo um deles o modelo ZIP. Como exemplo, o quadro abaixo apresenta a declaração de uma carga ZIP.

Declaração de uma carga ZIP no OpenDSS.

```
New Load.CargaZIP phases=1,bus1=A.1,kv=7.967,kw=1000,pf=0.92,model=8, ZIPV=[0.5,0.2,0.3,0.4,0.25,0.35,0.0]
```

O parâmetro “ZIPV” estabelece, por meio do vetor numérico, os coeficientes ZIP da parte ativa e reativa desta carga. O último número do vetor representa o parâmetro “Vcut-off” que de acordo com (RADATZ; ROCHA, 2018), a partir desta tensão, a carga tem sua potência reduzida a partir de uma função não-linear que representa um desligamento suave da mesma. Neste trabalho, este parâmetro não é utilizado.

2.1. Definição dos parâmetros do modelo ZIP

Diversas técnicas na literatura têm sido utilizadas para definição dos parâmetros do modelo ZIP, novamente as técnicas podem ser divididas em abordagens baseadas em componentes e baseadas em medições. O artigo (BALLANTI; OCHOA, 2015) leva em consideração as estações do ano para modelagem da carga de redes reais do Reino Unido e seus efeitos nas Perdas Técnicas. Os resultados mostram que o modelo potência constante “P” subestima as perdas de energia, devido ao alto nível de tensão (1,04 p.u.) das redes,

concluindo que as perdas são melhores calculadas com a utilização de um modelo ZIP variável no tempo que captura as diferenças sazonais das cargas de verão e inverno.

O trabalho (BAROUCHE; SILVA, 2016) analisa o modelo de carga proposto em (ANEEL, 2018a) e sugere dois métodos que melhor representam a carga dos SDEE da concessionária de distribuição Eletropaulo. O primeiro, chamado de “Carregamento compacto de transformadores” basicamente limita a redistribuição das cargas a 1,5 vezes a potência nominal do transformador. O segundo método, classificado como uma abordagem baseada em componentes, propõe modelar cada carga por uma composição aleatória de 5 a 10 cargas em paralelo, partindo do pressuposto que é mais preciso modelar as perdas por meio desta composição a utilizar um único modelo de carga para todo o SDEE. Os resultados mostraram que a energia simulada de 98 de 100 alimentadores da Eletropaulo aproximaram-se mais da energia medida quando comparados com a energia simulada obtida com o modelo de carga regulatório.

Na abordagem baseada em medição, o artigo (ARIF et al., 2017) propõe os seguintes passos para definição dos parâmetros na abordagem de medição: 1) definição do tipo de modelo de carga, neste caso o modelo ZIP; 2) obtenção dos dados de medição; 3) estimação dos parâmetros do modelo e 4) validação do modelo.

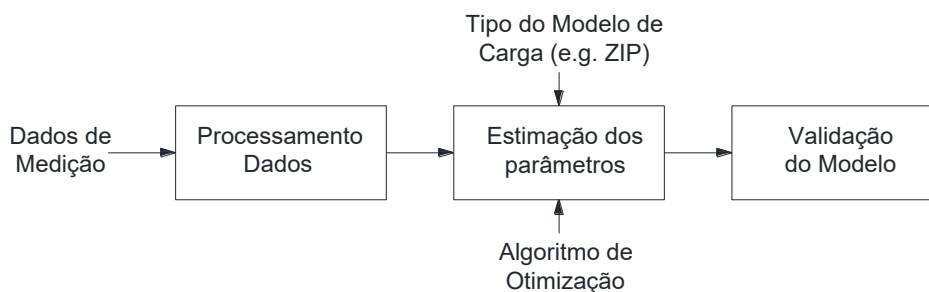


Figura 41 – Etapas da abordagem baseada em medições Fonte: (ARIF et al., 2017).

A Tabela 31, adaptada e estendida de (ARIF et al., 2017) apresenta os trabalhos relacionados à estimação dos parâmetros do modelo de carga, sendo muitos dos trabalhos, produções nacionais:

Tabela 31 – Trabalhos com abordagem baseadas em medição.

Trabalho	Algoritmo	Modelo de Carga	Fontes de Dados
(MOTA; MOTA, 2004)	LS	ZIP e exponencial	CPFL Energia
(NEVES, 2008)	PIPD	ZIP	CEMIG-D
(DONG HAN et al., 2009)	AG + Simplex	ZIP + IM	PMU: NE China
(FREITAS, W.; SILVA, DA, 2012)	Média	ZIP	CEMIG-D
(AMARAL, 2012)	LS	ZIP	CEMIG-D
(GASPAR et al., 2012)	Fuzzy e DE	ZIP	CEMIG-D
(AHMADI; MARTÍ; DOMMEL, 2015)	PIM	ZI	redes IEEE

Legenda das abreviações:

AG: Algoritmo Genético

DE: *Differential Evolution*

IM: *Induction Motor*

LS: *Least Squares*

PIM: Programação Inteira-Mista

PIP/D: Pontos Interiores Primal-Dual

ZIP: modelo polinomial ZIP

O trabalho de (NEVES, 2008) utiliza o método de Pontos Interiores Primal-Dual para a definição da composição polinomial ZIP da carga de 2 barras do secundário dos transformadores de força das subestações JFAQ e JFAU, ambas da CEMIG-D e localizadas na cidade de Juiz de Fora/MG. Assim, para cada barra da

SE foi realizada a estimação da composição ZIP da carga dos alimentadores ligados a estas barras, cujos resultados estão entre 33% e 38% impedância constante, 19% e 21% corrente constante e 41% e 48% potência constante “P”. Um dos resultados do trabalho é que o modelo exponencial representou melhor a carga reativa das barras analisadas que o modelo polinomial ZIP.

O trabalho de (FREITAS, W.; SILVA, DA, 2012) realiza a estimação dos parâmetros do modelo de carga exponencial, por meio da detecção de distúrbios naturais de tensão maiores que 0,5% da tensão base, em uma janela de 1 segundo. Diferentemente do trabalho anterior, as medições foram em um único cliente de BT, um supermercado, em um alimentador da CEMIG-D.

O trabalho (AMARAL, 2012) propõe a utilização de um modelo polinomial ZIP “ampliado”, isto é, um modelo polinomial cujos expoentes podem ser maiores que 2. Neste trabalho, as medições foram realizadas após a aplicação programada do OTLC do transformador da SE, visando a mitigação dos efeitos decorrentes das flutuações naturais da carga. Tal como o modelo exponencial, o modelo polinomial “ampliado” mostrou-se mais adequado para a representação de cargas reativas.

O trabalho (DUGAN, 2011) reporta que estudos de CVR tem encontrado um expoente entre 0,6 a 0,8 para a parcela de potência ativa “P” e um expoente entre 3 e 4 para a parcela de potência reativa “Q”. Já o trabalho (GASPAR et al., 2012) utilizou lógica nebulosa para a determinação dos coeficientes dos modelos polinomial ZIP e exponencial, sobre os dados de medição uma SE da CEMIG-D. Os resultados apontaram um modelo de carga entre 34,4% a 48,9% impedância constante “Z” e 51,1% a 65,6% potência constante “P”.

O trabalho (MARTÍ; AHMADI; BASHUALDO, 2013) propõe modelar as cargas como elementos dependentes da tensão. Assim, o modelo ZI proposto favorece a estimação dos coeficientes ZI por meio de técnicas de ajuste de curvas. Outra vantagem desta modelagem é permitir uma linearização do fluxo de potência. O trabalho de (AHMADI; MARTÍ; DOMMEL, 2015) também propõe modelar as cargas como elementos dependentes da tensão, como forma de aumentar a precisão das técnicas de controle Volt/VAr. O problema é modelado como um problema de Programação Inteira-Mista e apresenta resultados de redução de perda da ordem de 40%.

O trabalho de (GRANADOS, 2018) utiliza um AG para a estimação do modelo de carga, visando a redução do erro médio quadrático das perdas de potência quando este mesmo modelo é comparado com o modelo de referência da ANEEL. Apesar do trabalho realizar a simulação do FP por meio do programa OpenDSS, nele é proposta a variação da composição polinomial ZIP ao longo do dia simulado, o que impossibilita a utilização do modo diário do programa descrito na Seção 2.4, requisitando alternativamente a execução de 24 FPs horários e, portanto, apresentando um custo computacional maior.

3. Considerações finais

Conforme apresentado neste trabalho, a existência de cargas dependentes da magnitude do nível de tensão em um SDEE influencia a apuração das PTs, bem como as opções de reconfiguração. Portanto, a área de modelos de carga de SDEE é importante para os trabalhos sobre PTs e reconfiguração, sobretudo em

alimentadores de distribuição reais. A maioria dos trabalhos da literatura científica sobre reconfiguração considera o modelo de carga 100% potência constante, o que pode levar a resultados inadequados e distantes da realidade. Por exemplo, em um hipotético SDEE com carga 100% potência constante, o aumento no nível da tensão, consequente de uma reconfiguração, causará uma redução da corrente e, por consequência, a redução das Perdas Técnicas. Em SDEE reais, com uma parcela da carga dependente do nível de tensão, ocorre o efeito inverso: o aumento da tensão (provocado por uma reconfiguração), causa um aumento do consumo e, por consequência, das PTs.