

**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação**

Trabalho de Conclusão de Curso

**FLUXO DE POTÊNCIA DE
VARREDURA DIRETA/INVERSA
PARA O PROBLEMA DE
RECONFIGURAÇÃO DE REDES EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Autor:

Douglas Henrique Pereira

Orientador:

Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior

São Carlos

2014

DOUGLAS HENRIQUE PEREIRA

**FLUXO DE POTÊNCIA DE
VARREDURA DIRETA/INVERSA
PARA O PROBLEMA DE
RECONFIGURAÇÃO DE REDES EM
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

ORIENTADOR: Prof. Dr. João Bosco A. London Junior

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

São Carlos

2014

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

P436f Pereira, Douglas Henrique
Fluxo de potência de varredura direta/inversa para
o problema de reconfiguração de redes em sistemas de
distribuição / Douglas Henrique Pereira; orientador
João Bosco Augusto London Júnior. São Carlos, 2014.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2014.

1. Fluxo de potência. 2. Sistemas de Distribuição
de Energia Elétrica. 3. Reconfiguração de Redes. 4.
Restabelecimento de Energia. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Douglas Henrique Pereira

Titulo: "Fluxo de potência de varredura direta/inversa para o problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 24/06/2014,

com NOTA 10 (De 2, zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado João Bosco Augusto London Júnior - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. Murilo da Silva - (UTFPR - Universidade Tecnológica Federal do Paraná)

Mestre Marcos Henrique Marçal Camillo - (COPEL - Companhia Paranaense de Energia)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Dedicatória:

Aos meus queridos pais, que sempre me apoiaram
em minha jornada, e me motivaram a lutar sempre,
vencer sempre e desistir nunca.

Agradecimentos

Agradeço à Deus, à Jesus, nosso Senhor, à Maria Santíssima, à Santa Vó Rosa e ao Santo Irmão Aldo por tudo que sempre fizeram por mim, por todas oportunidades e bênçãos que me concederam no decorrer desta etapa de minha vida. Com absoluta certeza, nunca teria chegado onde cheguei, da maneira como cheguei, sem a ajuda destes santos de Deus.

Aos meus pais, Luiz e Valéria, à minha irmã Ana Tereza e a todos da minha família que sempre acreditaram em mim, no meu potencial, e me ajudaram a ter fé e coragem para vencer as lutas que passei durante a graduação.

Aos meus colegas de turma, que estudamos juntos, ralamos juntos, rimos e sofremos juntos, Matheus Galvão, Murilo Leonardo, Marcus Reis (Marquin), Meigarom, Marcelo, Bonato, Fernando (Fer), e tantos outros que trabalharam comigo no curso. Obrigado pela amizade e companhia de vocês. Aprendi muito com as situações em que trabalhamos juntos.

Ao professor João Bosco, pela atenção que dedicou ao meu trabalho, pela confiança em mim, pela compreensão, pelas orientações, correções e pelas ideias que trocamos em nossas reuniões.

Aos meus amigos do LACO, Leandro, Remy, Murilo e Jullian que muito colaboraram comigo durante o período que estive ligado ao laboratório, desde a iniciação científica até o fim deste trabalho de conclusão de curso.

Aos meus amigos da congregação da Igreja Apostólica de São Carlos, que me apoiaram nestes cinco anos em São Carlos. Obrigado pelo carinho de vocês, pela amizade e consideração comigo.

E, finalmente, agradeço a todos aqueles que contribuíram para que eu realizasse este sonho, de me formar como engenheiro.

Índice

Resumo	11
Abstract.....	13
Lista de Figuras	15
Lista de Tabelas.....	17
Lista de siglas e abreviaturas	19
1. Introdução.....	21
1.1 Apresentação e justificativas	21
1.2 Objetivos	25
1.3 Organização do trabalho.....	25
2. O Sistema Elétrico de Potência	27
2.1 Estrutura do sistema elétrico de potência	27
2.2 Elementos fundamentais de um SD.....	30
2.2.1 Transformador	31
2.2.2 Regulador de tensão	31
2.2.3 Chaves Seccionadoras.....	32
2.2.4 Bancos de capacitores	34
3. O problema de restabelecimento de energia.....	35
3.1 O problema de restabelecimento de energia e a reconfiguração de redes.....	35
3.2 A representação dos SDs	38
3.3 A Representação Nô-Profundidade	40
3.4 Formulação matemática do problema de restabelecimento de energia	41
3.5 Algoritmos evolutivos	43
3.5.1O algoritmo evolutivo multi-objetivo em tabela (AEMT ou MEAN, em inglês).....	45
4. O cálculo do fluxo de potência	49
4.1 Modelagem das cargas	49
4.1.1 Carga de corrente constante com a tensão	49
4.1.2 Carga de potência constante com a tensão.....	50
4.1.3 Carga de impedância constante com a tensão	50

4.2	Fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica.....	51
4.2.1	O método de soma das potências	52
4.2.2	O método de soma das correntes.....	55
4.3	O fluxo de potência aplicado à RNP	57
5.	Proposição	61
5.1	Bancos de capacitores	63
5.2	Reguladores de tensão.....	66
5.2.1	Transformador de dois enrolamentos	66
5.2.2	O autotransformador como regulador de tensão.....	69
5.2.3	O ajuste de <i>tap</i> via software	77
6.	Testes e resultados	79
6.1	Teste sem dispositivos de regulação de tensão.....	79
6.2	Teste com bancos de capacitores	81
6.3	Teste com bancos de capacitores e reguladores de tensão	84
6.4	Teste com ajuste de <i>tap</i> via software.....	86
6.5	Testes com o AEMT	88
7.	Conclusão	91
	Referências bibliográficas	93

Resumo

O crescimento dos sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto em extensão quanto em complexidade, tem exigido cada vez mais a utilização de ferramentas computacionais para a operação dos mesmos. Nesse contexto, o cálculo do fluxo de potência constitui uma ferramenta importante, utilizada na resolução de diversos problemas relacionados com a operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Para possibilitar a solução em tempo real do problema de restabelecimento de energia, através do processo de reconfiguração de redes via algoritmos evolutivos, é necessária a utilização de programas computacionais eficientes para cálculo de fluxo de potência, que possibilite o tratamento adequado de todos os elementos presentes nos sistemas de distribuição.

Dessa forma, torna-se necessário o desenvolvimento e a implementação de um método computacional eficiente, que seja capaz de realizar o cálculo de fluxo de potência e de fornecer resultados com o maior grau de exatidão possível. Para atender tal exigência, é preciso representar a rede elétrica de maneira apropriada, considerando as influências que cada elemento exerce no desempenho global do sistema.

Este trabalho visa, portanto, o desenvolvimento de uma metodologia específica para cálculo de fluxo de potência para sistemas de distribuição de energia elétrica, que contemple os efeitos de componentes como o regulador de tensão e o banco de capacitores em seus cálculos. Além disso, objetiva-se incorporar essa metodologia em um software de reconfiguração de redes, a fim de viabilizar soluções mais realistas para o problema de restabelecimento de energia.

Palavras-chave: Fluxo de potência, Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, Reconfiguração de Redes, Restabelecimento de Energia.

Abstract

The expansion of the electric distribution systems, in both extension and complexity, has required more and more computational tools for operating them. In this context, the power flow calculus is an important appliance in the solutions of many problems related to distribution system operation.

In order to enable a real-time solution for the power supply restoration problem – via network reconfiguration by evolutionary algorithms – it is necessary to use efficient computer programs of power flow calculus, that allow the proper treatment of all the elements of a distribution system.

In this way, the development and implementation of an efficient computational method is needed, for which is expected to be able to evaluate the power flow calculus and to provide results with high accuracy. To attend this requirement, it is important to represent the electrical network properly, considering the influences of each element in the performance of the power system.

This work aims to develop a specific methodology for power flow calculus in distribution systems, which includes the effects of components such as voltage regulators and capacitor banks on its algorithm. Moreover, there is the objective of incorporating this methodology in a software of network reconfiguration, in order to enable more realistic solutions for the power restoration problem.

Key words: Power Flow, Electrical Distribution Systems, Network reconfiguration, Power supply restoration.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Sistema de distribuição de energia elétrica	29
Figura 2.2 – Sistema de distribuição primária.	30
Figura 3.1 – Representação de um SD	36
Figura 3.2 – Representação do SD após a falta.....	36
Figura 3.3 – Configuração do sistema após o restabelecimento	37
Figura 3.4 – Exemplo de um grafo.....	38
Figura 3.5 – Representação de um SD por meio de um grafo	39
Figura 3.6 – Grafo de um SD com três alimentadores	40
Figura 4.1 – Sistema de distribuição com um alimentador	53
Figura 4.2 – Sistema com linhas e barras agrupados em setores	58
Figura 4.3 – RNPs do setor D da Figura 8	58
Figura 5.1 – Perfil de tensão na situação de carga máxima.....	64
Figura 5.2 – Perfil de tensão na situação de carga leve.....	64
Figura 5.4 – Perfis de tensão do alimentador exemplo.	66
Figura 5.3 – Alimentador exemplo.	65
Figura 5.5 - Circuito do transformador de dois enrolamentos.....	67
Figura 5.6 - Circuito equivalente de um autotransformador monofásico.....	69
Figura 5.7 – Esquema elétrico de um regulador de tensão do tipo A.	70
Figura 5.8 – Alimentador exemplo contendo um regulador de tensão.....	74
Figura 5.9 – Perfis de tensão do alimentador exemplo.	76
Figura 6.1 – Alimentadores do SD sem dispositivos de regulação de tensão.	80
Figura 6.2 – Alimentadores do SD com os BCs.	82
Figura 6.3 – Alimentadores do SD com BCs e reguladores de tensão.....	84

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 – Convenção de sinal para o fator aR	73
Tabela 5.2 – Tensões em p.u. para diferentes posições de tap.	75
Tabela 6.1 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.	80
Tabela 6.2 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.	81
Tabela 6.3 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.	82
Tabela 6.4 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.	83
Tabela 6.5 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.	85
Tabela 6.6 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.	85
Tabela 6.7 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.	86
Tabela 6.8 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.	87
Tabela 6.9 – Características operacionais da configuração inicial	89
Tabela 6.10 – Características operacionais das configurações finais.	89

Lista de siglas e abreviaturas

AE – Algoritmo Evolutivo

AEMO – Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo

AEMT – Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo em Tabela

BC – Banco de Capacitor

CAO – *Change Ancestor Operator*

CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz

G_{\max} – número máximo de gerações

MEAN – *Multiobjective EA with node-depth encoding*

MEAN-NDS – MEAN *Non-Dominated Sorting*

MPF – Modelo Pai-Filho

NA – Normalmente Aberta

NF – Normalmente Fechada

NSGA II – *Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*

PAO – *Preserve Ancestor Operator*

PM – Programação Matemática

PRE – Plano de Restabelecimento de Energia

PRODIST – Procedimentos da Distribuição

RNP – Representação Nô-Profundidade

SD – Sistema de Distribuição Radial

SE - Subestação

SEP – Sistema Elétrico de Potência

1. Introdução

1.1 Apresentação e justificativas

A operação dos sistemas elétricos de potência (SEP) tem por objetivo assegurar o fornecimento de energia elétrica aos consumidores, a fim de atendê-los da forma mais adequada possível. Assim, para alcançar tal objetivo, torna-se necessário lidar com as mais distintas adversidades que ocorrem nos SEP, e que estão diretamente relacionadas com a continuidade, a qualidade e a economia do serviço.

Neste contexto, as interrupções constituem um sério problema para as concessionárias do setor elétrico, em especial àquelas de distribuição de energia elétrica. Isto ocorre devido às normas regulatórias que são aplicadas a estas empresas, já que as mesmas se relacionam diretamente com os consumidores finais. Sendo assim, na ocorrência de uma interrupção, as concessionárias de distribuição de energia elétrica precisam elaborar um plano de restabelecimento de energia (PRE), que deve ser obtido de forma rápida e eficaz. Tal exigência é justificada pelas penalidades que estas empresas estão sujeitas, se este tipo de evento for frequente e/ou perdurar por um período significativamente longo.

Percebe-se, portanto, que a solução do problema de restabelecimento de energia é de grande importância, tanto para os consumidores, que requerem uma rápida restauração do fornecimento; quanto para as concessionárias, que têm interesse em melhorar os índices de qualidade do serviço, e, consequentemente, evitar multas.

Com o crescimento dos SEP, tanto em tamanho físico quanto em complexidade, o problema de restabelecimento de energia tem recebido cada vez mais atenção das empresas e da comunidade científica, que buscam conseguir métodos mais eficientes para solucioná-lo. Em sistemas de distribuição (SD), que geralmente operam de forma radial, um PRE é notavelmente necessário para lidar com as situações de falta permanente, que causam a interrupção de energia. Ou seja, depois de o setor¹ em falta ter sido identificado e isolado, pela atuação da proteção e dos operadores do sistema, torna-se necessário a obtenção de um PRE apropriado para os setores que ficaram sem energia em função da atuação da proteção.

Para este tipo de problema, a reconfiguração de redes tem sido uma ferramenta bastante utilizada, principalmente devido ao aumento da velocidade de processamento dos computadores e ao advento das redes inteligentes (*smart grids*, em inglês). O processo consiste em determinar uma nova configuração radial do sistema, de forma a

¹Um setor corresponde a um conjunto de barras e linhas sem a presença de chaves seccionadoras.

atender o maior número de consumidores possível, após o isolamento da falta, minimizando o número de chaves a serem operadas e respeitando os limites operacionais do SD.

Encontrar uma configuração que forneça um PRE adequado é um problema relativamente complexo do ponto de vista computacional, pois o processo envolve algoritmos que usualmente não são simples, como os relacionados à otimização de funções. Diversos métodos de otimização têm sido empregados no tratamento do problema de restabelecimento de energia. Tais métodos podem ser classificados, de uma forma geral, em dois grupos principais: o de programação matemática (PM) e o de metaheurística (Marques, 2012), no qual se encaixam os algoritmos evolutivos (AEs).

Nos métodos de PM, a solução é determinada por meio de cálculos matemáticos, e, sempre que existir, o valor ótimo da solução do problema será encontrado. Estes métodos, todavia, não são apropriados para o tratamento do problema de restabelecimento de energia, pois suas características não são adequadas para a aplicação deste método. Restabelecimento de energia é um problema não linear, devido ao cálculo das perdas ôhmicas que apresenta um termo quadrático; utiliza variáveis contínuas, discretas e binárias; possui mais de um objetivo a ser considerado e múltiplas restrições. Além disso, tem natureza combinatória (existem 2^n soluções para um sistema com n chaves) e necessita ser solucionado em um mínimo intervalo de tempo, exigência que os métodos de PM não atendem, em geral.

Portanto, devido às limitações dos métodos de PM, os AEs têm tido significativa importância no tratamento do problema de reconfiguração de redes em SDs. Todavia, quando são aplicados em sistemas reais, estes algoritmos produzem configurações não factíveis, isto é, configurações não radiais e/ou que apresentem setores sem fornecimento de energia (Santos, 2009).

Segundo Sanches (2013), o desempenho de um algoritmo evolutivo convencional² está atrelado aos seguintes fatores:

- Estrutura de dados adotada: a reconfiguração de redes por meio de AEs exige um algoritmo de busca em grafo. Dessa maneira, o desempenho dos AEs é fortemente afetado pela forma como as árvores de grafo são computacionalmente construídas, uma vez que estas representam a topologia elétrica dos alimentadores de um SD;

²AEs convencionais são aqueles que convertem um problema de otimização multi-objetivo em um problema mono-objetivo através da utilização de uma função agregação e de fatores de ponderação.

- Operadores genéticos empregados, que podem gerar configurações não factíveis;
- Conversão de um problema multi-objetivo em um problema mono-objetivo.

Com o propósito de melhorar a eficiência dos AEs no problema de reconfiguração de redes, os métodos propostos em (Mansour et al., 2009), (Santos et al., 2010) e (Sanches, 2013) utilizam uma nova estrutura de dados, denominada Representação Nô-Profundidade (RNP), e seus operadores (Delbem et al., 2004).

A RNP melhora o desempenho obtido por AEs no problema de restabelecimento de energia devido às suas propriedades, que são apresentadas a seguir:

- A RNP e seus operadores produzem exclusivamente configurações factíveis, isto é, redes radiais capazes de fornecer energia para "todo o sistema"³;
- Em comparação com outras estruturas de dados, a RNP permite a geração de um número maior de configurações factíveis, num mesmo período de tempo, tendo em vista que a mesma apresenta uma complexidade computacional média de ordem $O(\sqrt{n})$, sendo n o número de nós do grafo (ou setores do sistema)(Santos et al., 2010);
- Cada configuração gerada pela RNP e seus operadores genéticos possui todos os nós (ou barras) ordenados de acordo com uma relação conhecida como Modelo Pai-Filho (MPF) (Kagan et al., 2005), possibilitando, assim, a execução de um algoritmo de fluxo de potência de varredura direta/inversa de forma mais eficiente (SANTOS et al., 2008). Trabalhando com outras estruturas de dados e operadores, antes de aplicar um fluxo de potência de varredura direta/inversa é necessário executar um algoritmo de ordenação, toda vez que uma nova configuração for gerada, para organizar os nós de acordo com o MPF.

Além de utilizarem a RNP, os métodos propostos por (Mansour et al., 2009), (Santos et al., 2010) e (Sanches, 2013) empregam AEs Multi-Objetivos (AEMOs). A metodologia apresentada em (Mansour et al., 2009), denominada NSDE, é fundamentada na combinação da RNP com uma versão modificada do AEMO NSGA-II (*Elitist Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm*). Diferentemente do NSDE, a metodologia proposta em (Santos et al., 2010), denominado MEAN, faz uso da RNP em conjunto com um AEMO baseado no método de tabelas. As particularidades deste AEMO estão contidas na seção 3.5.1 deste trabalho. Finalmente, a

³O termo "todo o sistema" significa todas as partes ligadas do sistema, pois, em algumas situações não é possível conectar uma área fora de serviço em razão da falta de chaves.

metodologia proposta em (Sanches et al., 2012), denominada MEAN-NDS, procura combinar os melhores aspectos das metodologias MEAN e NSDE.

Outros trabalhos também têm sido produzidos no sentido de aprimorar os algoritmos já existentes. Em Marques et al (2013), foram propostas duas metodologias com a finalidade de priorizar consumidores especiais (hospitais, grandes indústrias, etc.) na obtenção do PRE. O trabalho foi fundamentado no algoritmo MEAN e validado em um SD real de grande porte. Além disso, o MEAN também foi validado no trabalho de Simone, L.F.C. (2012), no qual a metodologia foi aplicada no SD da cidade Marília-SP. De acordo com o referido autor, os resultados obtidos foram satisfatórios. Todavia, o mesmo faz uma ressalva quanto às limitações do fluxo de potência implementado no MEAN, esclarecendo que alguns pontos careciam de ser desenvolvidos. Acerca deste assunto, o autor cita a incorporação de reguladores de tensão e bancos de capacitores, e a utilização de outros modelos de cargas na representação dos SDs, a fim de obter mais exatidão nos resultados fornecidos pelo cálculo do fluxo de potência.

Os AEMOs utilizam o cálculo do fluxo de potência para avaliar as soluções geradas pela reconfiguração de redes. Nesta aplicação, o cálculo do fluxo de potência visa obter parâmetros importantes que se relacionam com a factibilidade das configurações produzidas, como o carregamento da rede e a máxima queda de tensão. Ademais, estas características são ponderadas na avaliação dos indivíduos, a fim de promover a evolução das soluções geradas pelo AE.

Os trabalhos presentes na literatura contemplam diversas metodologias para o cálculo do fluxo de potência em SEP, desde aplicações gerais até algoritmos específicos para um determinado tipo de sistema. De acordo com Ruiz (2013), no final da década de 1950 surgiram os primeiros trabalhos sobre fluxo de potência. Estes estudos formulavam o cálculo do estado operacional da rede por meio de um conjunto de equações não-lineares que eram resolvidas com o método iterativo de Gauss-Seidel. A utilização desse método, todavia, foi descontinuada algum tempo depois, pois com o crescimento dos SEP, o algoritmo passou a apresentar problemas relacionados com o número de iterações elevado e com a convergência para os sistemas de grande porte.

Assim, com o intuito de superar as deficiências do método de Gauss-Seidel, foram realizados vários estudos que culminaram no desenvolvimento do método de Newton-Raphson na década de 60. Com este método, foi possível obter resultados satisfatórios em um tempo de processamento plausível, caracterizando assim uma solução para os problemas de convergência do cálculo de fluxo de potência.

O método de Newton é um método geral, que pode ser aplicado em qualquer tipo de sistema elétrico. Entretanto, seu desempenho não é satisfatório para todas as configurações das redes presentes nos SEP. Dessa forma, surgiram outros métodos para cálculo de fluxo de potência, e que foram desenvolvidos para sistemas com características específicas, como os sistemas radiais. Os SDs enquadram-se nessa classe, pois são tipicamente radiais (ou fracamente malhados).

Os métodos de fluxo de potência para redes radiais são denominados métodos de varredura, e exploram a principal característica desses sistemas, que é a de possuir um único sentido para o fluxo de potência – das subestações para as cargas. Assim, esses métodos não trabalham com matrizes de grande porte, nem utiliza sub-rotinas de inversão e fatoração dessas matrizes, o que contribui para que a convergência seja alcançada em um número de iterações reduzido. Consequentemente, o tempo de processamento necessário é relativamente baixo.

Esta característica é particularmente interessante para a aplicação nos AEMOs para tratamento do problema de restabelecimento de energia por meio da reconfiguração de redes, assunto diretamente relacionado a este trabalho.

1.2 Objetivos

Propõe-se neste trabalho o desenvolvimento implementação de um método computacionalmente eficiente para cálculo do fluxo de potência em SDs, de forma a considerar o sistema de uma maneira mais fiel e a obter resultados condizentes com o estado de operação real da rede elétrica. Importa destacar ainda que o método proposto será incorporado em um software de reconfiguração de redes, no qual desempenhará relevante função. Além disso, ressalta-se que a metodologia será validada com o SD da cidade de Marília-SP, um sistema real de grande porte.

1.3 Organização do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte maneira:

- Capítulo 2: neste capítulo, será abordada a estrutura de um sistema elétrico de potência como um todo, porém com maior ênfase nas características dos SDs. Além disso, serão abordados os principais elementos que constituem estes sistemas, e que são fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

- Capítulo 3: este capítulo tratará do problema de restabelecimento de energia resolvido através do processo de reconfiguração de redes via AEs. Acerca deste assunto, será abordada a representação dos SDs por meio de grafos. Para fundamentar o modelo em questão, será também apresentada toda a teoria de grafos e os conceitos nela envolvidos. Em seguida, apresentar-se-á uma representação computacionalmente eficiente para os SDs, que é a representação nó-profundidade (RNP). Por fim, a formulação matemática do problema em questão será apresentada, bem como os aspectos relativos aos AEs.
- Capítulo 4: todos os aspectos diretamente relacionados com o fluxo de potência em SDs são tratados neste capítulo. Primeiramente, será explanada a modelagem das cargas do sistema. Em seguida, serão abordados os métodos de cálculo de fluxo de potência, bem como a aplicação dos mesmos com a RNP.
- Capítulo 5: as abordagens propostas para incorporar os bancos de capacitores e os reguladores de tensão no cálculo do fluxo de potência estarão contidas neste capítulo, que discorre sobre o objetivo deste trabalho. Nesse sentido, também serão apresentados exemplos numéricos das metodologias propostas.
- Capítulo 6: este capítulo apresentará as simulações realizadas com o SD da cidade de Marília-SP, um sistema real de grande porte. Além disso, serão também apresentados os resultados obtidos e a validação dos mesmos com as informações fornecidas pela CPFL, concessionária responsável pela distribuição de energia elétrica da cidade em questão. Com relação à incorporação da metodologia no software de reconfiguração de redes, serão apresentados alguns dos testes realizados, bem como os resultados obtidos.
 - Capítulo 7: as conclusões do trabalho como um todo serão apresentadas neste capítulo.

2. O Sistema Elétrico de Potência

O cálculo do fluxo de potência em SDs, bem como a reconfiguração de redes (aplicação que envolve este cálculo), estão fortemente relacionados com as características dos SEP, uma vez que são ferramentas específicas para este tipo de sistema elétrico.

Assim, pode-se depreender que a abordagem de tais ferramentas também abrange estudos desta classe de sistema elétrico. Para tanto, são necessárias análises que caracterizem o SEP de maneira a fornecer informações relevantes sobre seu funcionamento, suas limitações e condições operacionais como um todo.

Além disso, sabe-se que os equipamentos que os constituem são componentes de significativa importância, tanto no equacionamento do fluxo de potência quanto no tratamento do problema de reconfiguração de redes. Dessa forma, nota-se que estes elementos também devem ser considerados na caracterização do SEP, principalmente com relação à função que exercem no funcionamento do sistema.

Portanto, com base nos tópicos acima apresentados, este capítulo aborda as particularidades dos SEP, a fim de propiciar uma visão global dos mesmos e enfatizar as propriedades referentes aos SDs.

2.1 Estrutura do sistema elétrico de potência

O estado de operação de um SD, principal assunto abordado neste trabalho, está diretamente ligado às características estruturais dos SEP, principalmente no que diz respeito aos SDs.

Pode-se dividir um SEP em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. No primeiro bloco, destaca-se a atuação dos geradores, que são máquinas elétricas que convertem a energia mecânica (proveniente do movimento de uma turbina, em geral) em energia elétrica. Na geração, as tensões elétricas são da ordem de 10 a 30 kV, e têm frequência fixa de 60 Hz, que é o padrão adotado no Brasil.

Como as unidades geradoras se localizam longe dos centros de consumo, a energia elétrica é “transportada” para as cidades por meio de linhas de transmissão, que compõe o segundo bloco do SEP. Os níveis de tensão praticados nessa parte do processo são de centenas de milhares de Volts. Portanto, instalam-se transformadores para elevar a tensão na saída das unidades geradoras. Esta operação é realizada para que as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão sejam reduzidas, pois,

com o aumento da tensão, a corrente que circula pelos condutores diminui, fazendo com que as perdas por efeito Joule se reduzam.

A energia elétrica chega então às subestações abaixadoras de tensão, que ficam próximas às cidades. A tensão elétrica é reduzida usualmente para 13,8 kV, que é a tensão das redes de distribuição primária dos sistemas de distribuição, o último bloco do SEP. A partir das subestações, a energia é então distribuída aos consumidores finais, que a recebem em tensão compatível com a demanda que possuem: grandes consumidores têm tensão de alimentação primária, e pequenos consumidores têm tensão de alimentação secundária (127/220 Volts), proveniente da rede secundária de distribuição.

A rede de distribuição primária opera em média tensão (até 34,5 kV) e geralmente é constituído por linhas aéreas na configuração radial, ou seja, não fecham ciclos. Nesse sistema, existe a possibilidade de transferência de blocos de cargas de um circuito para outro (ou de um alimentador para outro), por meio da operação das chaves seccionadoras presentes na rede. Além disso, é na rede primária que se encontram os equipamentos de proteção e controle das concessionárias de energia, como os bancos de capacitores e os reguladores de tensão. Sendo assim, percebe-se que o domínio deste subsistema do SD é de grande importância para as empresas deste setor.

A rede de distribuição secundária contém os circuitos aos quais os consumidores finais estão conectados. Esta rede recebe energia elétrica da rede primária por meio dos transformadores de distribuição, que adequam a tensão de fornecimento e isolam eletricamente as duas redes. É importante ainda lembrar que o sistema de distribuição secundário não possui chaves para remanejamento de carga entre os circuitos de alimentação, nem dispõe de dispositivos de controle de tensão, que são operados exclusivamente na rede primária.

A Figura 2.1 ilustra um sistema de distribuição, evidenciando as redes primária e secundária.

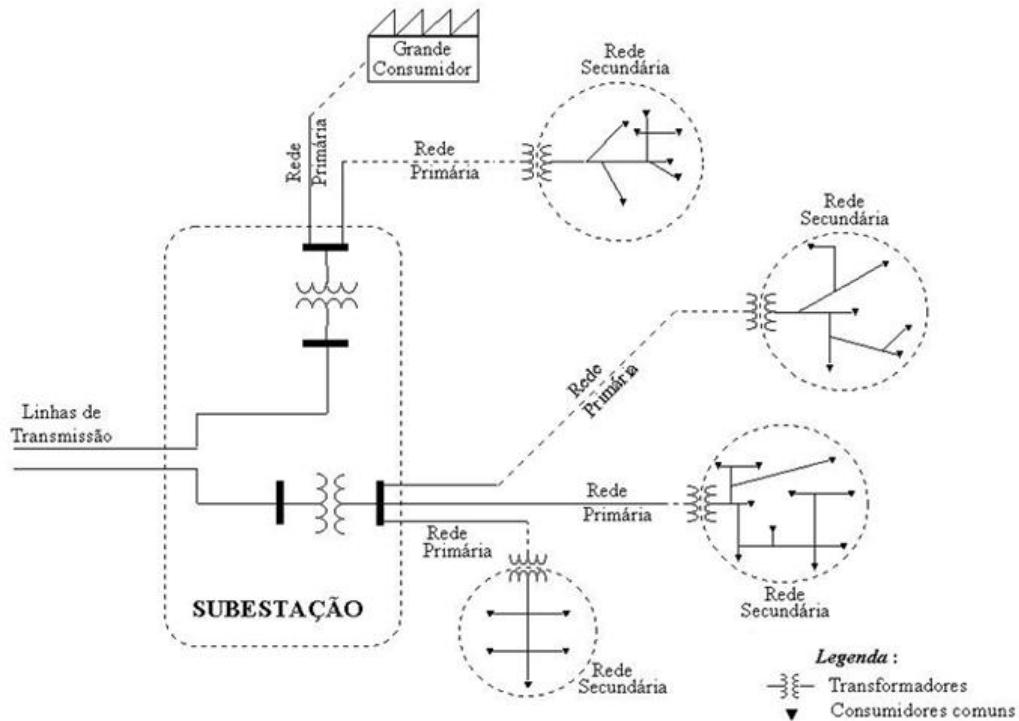


Figura 2.1 – Sistema de distribuição de energia elétrica (Simone L.F.C, 2012)

Devido ao grande número de pequenos consumidores ligados à rede elétrica, torna-se conveniente reuni-los nos transformadores que os atendem, a fim de se obter uma representação mais compacta do sistema de distribuição. Neste trabalho, portanto, será utilizada apenas a rede de distribuição primária, contendo as linhas dos alimentadores, os bancos de capacitores, os reguladores de tensão e os transformadores de distribuição, que representam a carga do sistema. A Figura 2.2 ilustra um exemplo de SD que será utilizado neste trabalho.

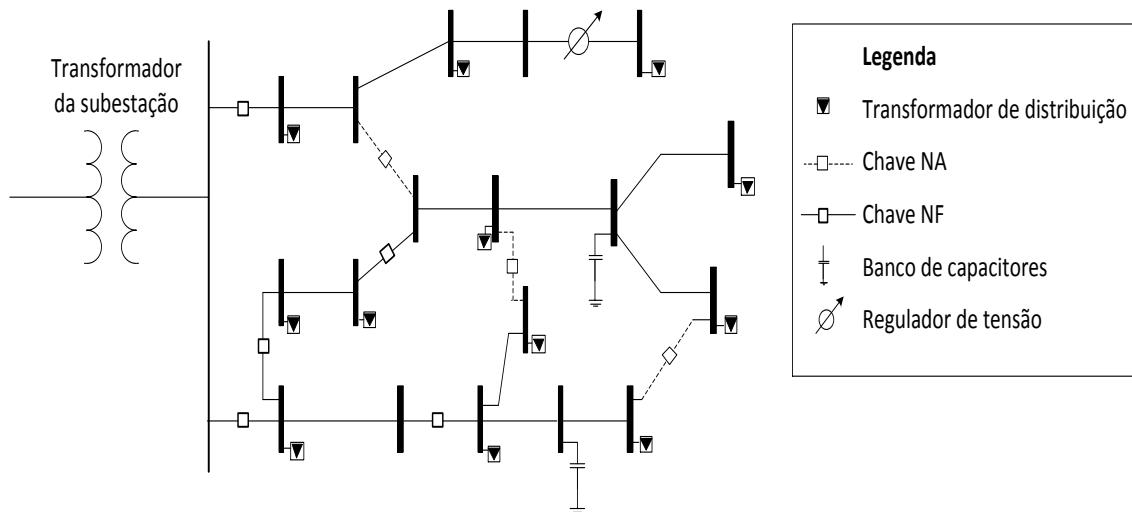


Figura 2.2 – Rede de distribuição primária.

As chaves que, em situação normal operam fechadas são denominadas normalmente fechadas (NF). Da mesma forma, as chaves que em situação normal operam abertas, são chamadas de normalmente abertas (NA).

2.2 Elementos fundamentais de um SD

Sob o ponto de vista do cálculo do fluxo de potência, os principais equipamentos a serem considerados em um SD são as linhas existentes nos alimentadores (os condutores), os transformadores, os reguladores de tensão e os bancos de capacitores. Para o problema de reconfiguração de redes, somam-se a estes as chaves seccionadoras, elementos fundamentais para a transferência de carga entre os alimentadores.

As linhas elétricas, que são constituídas pelos condutores (fios, cabos), permitem o transporte da energia elétrica das subestações até os consumidores finais. Existem ainda outros componentes de linha, como os postes, cruzetas, isoladores, mas estes têm suas propriedades computadas na impedância de cada trecho dos alimentadores, sendo este o principal parâmetro das linhas para o cálculo do fluxo de potência.

Os sub-itens a seguir detalham os demais equipamentos de um SD, uma vez que os mesmos apresentam particularidades importantes para os assuntos abordados neste trabalho.

2.2.1 Transformador

O transformador é um dispositivo eletromagnético que é utilizado para alterar as tensões e correntes de operação em um sistema elétrico de corrente alternada. Um transformador possui em seu interior um núcleo de material ferromagnético, e bobinas de condutores que são dispostas envolvendo o núcleo. Assim, quando uma corrente alternada passa em uma das bobinas, produz-se um fluxo magnético que circula pelo núcleo do transformador. Este fluxo, ao passar por uma outra bobina que envolve o núcleo, induz tensões e correntes alternadas na mesma, de acordo com a relação de espiras do transformador.

Nos SDs, existe uma grande quantidade de transformadores espalhados pelas redes, a fim de reduzir a tensão primária para a classe de tensão da rede secundária. Este é o equipamento mais empregado nos SDs, que possuem transformadores de 15 kVA até 1 MVA de potência instalados em todo o sistema. Para o caso da cidade de Marília-SP, por exemplo, existem 4.414 transformadores, que atendem 95.583 consumidores e uma demanda total de aproximadamente 110.300 kVA.

Os transformadores são alocados de acordo com a demanda de carga de cada região, e são instalados de acordo com a potência, tipo de rede (aérea ou subterrânea) e disponibilidade de espaço físico para a fixação dos mesmos. Dessa forma, esses equipamentos podem ser colocados em postes (o caso mais comum), assim como podem ser abrigados em cabines específicas para este fim, sendo estas terreas ou subterrâneas.

2.2.2 Regulador de tensão

O regulador de tensão é, na verdade, um transformador, produzido de maneira especial para proporcionar o ajuste da relação de transformação do equipamento. Em suma, é um transformador com o recurso de possuir um *tap* variável em seu secundário.

Este tipo de transformador é projetado para alterar a tensão de fornecimento de acordo com a tensão observada em algum ponto de interesse no alimentador ao qual ele está conectado. Assim, no caso em que há uma queda de tensão acentuada (no final do alimentador, por exemplo), pode-se corrigir o problema elevando-se a tensão com um regulador, instalado à montante do local de interesse na regulação. Por outro lado, em situação de carga leve, pode ocorrer de a tensão ficar acima do valor estipulado por norma. Neste caso, também pode-se utilizar um regulador para reduzir a tensão fornecida, alterando-se a relação de transformação deste equipamento.

Conforme legislação vigente a tensão a ser fornecida para clientes atendidos em tensão nominal superior a 1kV deve-se situar entre 93% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão (PRODIST, 2012).

Importa destacar que, em ambos os casos apresentados, a operação de mudança no *tap* do regulador é realizada com o equipamento energizado, ou seja, em funcionamento, e pode ser feita automaticamente. O regulador automático também pode ser utilizado para controlar a tensão de uma barra remota, desde que seja dotado de um arranjo que permita o monitoramento da tensão no ponto de interesse. Além disso, existem reguladores automáticos que possuem sistemas capazes de simular o comportamento do sistema real, e, com base na tensão e corrente observadas na barra do próprio equipamento, tomam decisões para alterar o *tap* do transformador.

2.2.3 Chaves Seccionadoras

As chaves são equipamentos importantes para a operação dos SDs, já que possibilitam a transferência de carga entre os alimentadores, assim como permitem a alteração na topologia dos mesmos. Assim, pode-se dizer que, para o problema de reconfiguração de redes, as chaves são elementos fundamentais.

A função principal de uma chave é basicamente abrir ou fechar um contato elétrico, portanto, são comumente operadas na execução de manobras no SD. Todavia, uma chave pode estar vinculada a outras aplicações, como as relacionadas à área de proteção em SEP. Nesse sentido, existem alguns tipos de chaves que, além da função básica de abrir ou fechar um contato, também exercem funções suplementares em sua operação.

Assim, considerando-se as funcionalidades acima citadas, os principais tipos de chaves são apresentados nos tópicos a seguir:

- Chave-faca: é uma chave utilizada em barramentos de subestações; em conexões de disjuntores e outros equipamentos da rede primária dos SDs e ao longo dos alimentadores, para possibilitar manobras no SD. De forma geral, apresentam grande capacidade de condução de corrente, devido à espessura e qualidade dos materiais dos condutores que interligam os contatos quando a chave é fechada. Ressalta-se que, por não ter qualquer dispositivo de extinção de arco elétrico, este tipo de chave não deve ser operado sob carga. A chave-faca pode ser tanto unipolar quanto tripolar

simultânea. Além disso, pode ser comandada manualmente ou remotamente, por meio de um motor.

- Chave-fusível: a chave fusível é amplamente empregada em SDs. Localizadas principalmente próximo aos transformadores, este tipo de chave possui um elo fusível que, quando a chave está fechada, conecta os terminais da mesma. Dessa maneira, este equipamento atua como um dispositivo de proteção contra sobrecorrente, pois uma vez que a corrente excede o limite de condução do fusível, este se queima e os contatos são automaticamente abertos. Neste caso, a religação só é possível após a substituição do elo fusível, que deve ser feita manualmente.

Por serem dependentes de um elo fusível, essas chaves são mais limitadas do que as chaves-faca com relação à condução de corrente. Entretanto, verifica-se que aquelas apresentam custo significativamente menor do que estas últimas.

- Chave-fusível religadora: este tipo de chave conta com até três elos fusíveis (considerando-se uma chave monofásica). Em condições normais do circuito, a corrente de carga passa apenas pelo primeiro elo fusível. Na ocorrência de um defeito, há a queima desse elo e a chave fusível deve indicar sua operação por deslocamento (queda) do respectivo porta-fusível. Aciona-se o mecanismo de transferência de carga, fazendo circular a corrente pelo segundo elo fusível. Persistindo o defeito, uma segunda operação transfere a carga para o terceiro elo fusível, causando a queda do segundo porta-fusível. Por fim, a permanência do defeito provoca a queima deste último elo (caindo o último porta-fusível), desligando definitivamente o circuito, que só poderá ser religado manualmente.
- Religador automático: este equipamento opera semelhantemente à chave-fusível religadora. Entretanto, não utiliza fusíveis para interromper a sobrecorrente. Por meio de um sensor de sobrecorrente, um dispositivo de detecção (mecânico ou elétrico/eletrônico) infere se o circuito deve ser aberto ou não. No caso afirmativo, os contatos são mantidos abertos por um tempo pré-determinado (a chave é temporizada). Após este intervalo, o religador envia um comando para fechar o circuito novamente. Caso a falta persista, os contatos são abertos outra vez, e assim ficam por mais um período de tempo. Se a falha for permanente, este processo se repete por mais uma ou duas vezes e então o equipamento mantém o circuito aberto até que um operador feche os contatos manualmente.

- Disjuntores: a proposta deste dispositivo é interromper circuitos que operem em condições normais, anormais ou de emergência. No caso de operação normal, depreende-se que a abertura do circuito é devida a um comando manual que determina esta ação. No caso de operação anormal (ou de emergência), o disjuntor abre os contatos em virtude de um sinal elétrico enviado por um relé. Portanto, o relé é o responsável por detectar a situação de anormalidade e comandar a operação do disjuntor, que é apenas um dispositivo mecânico dotado de mecanismos para extinção do arco elétrico.

2.2.4 Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores são aplicados nas redes de distribuição com o objetivo de corrigir o fator de potência. Além do fator de potência, os capacitores contribuem para reduzir a queda de tensão nos pontos mais distantes da subestação. Quando alocados na rede, os bancos de capacitores fornecem potência reativa para o sistema, reduzindo a potência aparente demandada na subestação. Consequentemente, a corrente que circula pelos condutores se reduz.

Assim, além de aumentar o fator de potência e regular a tensão do sistema, a instalação desses equipamentos também apresenta outros benefícios, como: a redução do carregamento nos transformadores das subestações; a redução do carregamento da rede de distribuição e a redução das perdas (CPFL, 2011). Destaca-se ainda que a eficácia destes equipamentos para o controle de tensão dos alimentadores depende da localização em que os mesmos são instalados.

3. O problema de restabelecimento de energia

3.1 O problema de restabelecimento de energia e a reconfiguração de redes

Os SDs têm como função fornecer energia elétrica para os consumidores finais, de forma contínua e dentro de padrões de qualidade. Entretanto, as interrupções desse fornecimento são inevitáveis e podem ser motivadas tanto por uma operação de manutenção na rede quanto pela ocorrência de faltas no sistema. No primeiro caso, alguns trechos da rede são desligados pela própria concessionária (de distribuição de energia elétrica), para possibilitar a execução de forma segura dos trabalhos das equipes de campo. No segundo caso, o desligamento é ocasionado pela ação dos equipamentos de proteção da rede (por exemplo, disjuntores e chaves-fusíveis), em decorrência de uma falta permanente como um curto-circuito.

Devido à estrutura radial dos SDs, desde que não haja a presença de geração distribuída, o sentido do fluxo de potência é único nos alimentadores (o que facilita o projeto de proteção do sistema) e a energia chega aos setores por um único caminho. Portanto, se uma chave é aberta, todos os setores à jusante serão desligados, e é possível e muito provável que, devido a uma falta em um único setor, muitos setores em perfeito estado de funcionamento fiquem fora de serviço (sem energia). Neste caso, é necessário que um PRE seja elaborado de maneira rápida e confiável, para que as cargas da área fora de serviço sejam reconectadas ao sistema elétrico.

Para exemplificar este processo, considere o SD da Figura 3.1, que contém 3 alimentadores que começam nos nós 1,2 e 3, que representam barras em três subestações distintas. Os demais nós representam barras de carga; as linhas contínuas são chaves NF e as linhas tracejadas são chaves NA.

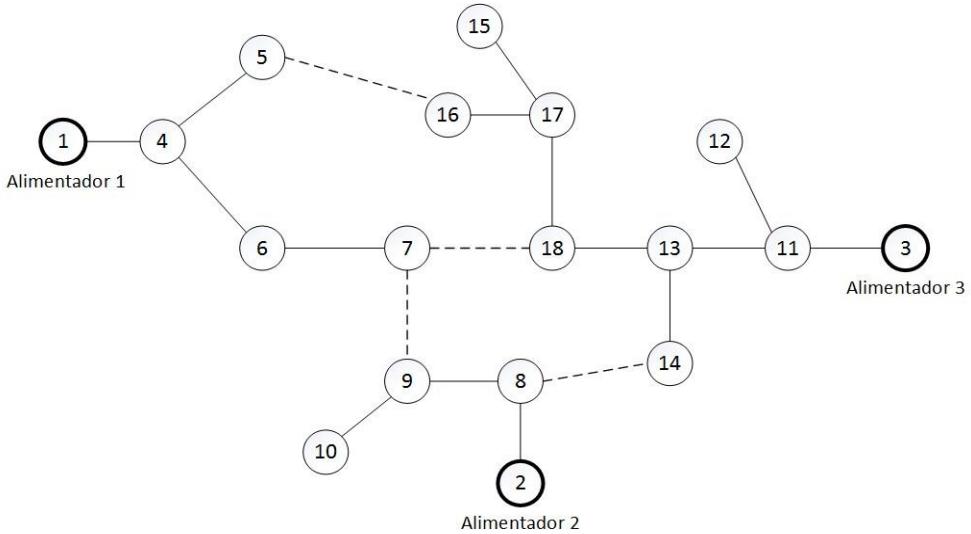


Figura 3.1 – Representação de um SD

Considere ainda que o setor 13 apresente uma falta. Este setor deve então ser isolado do restante do sistema, e os setores 14, 15, 16, 17 e 18 ficarão fora de serviço, conforme é ilustrado em vermelho na Figura 3.2.

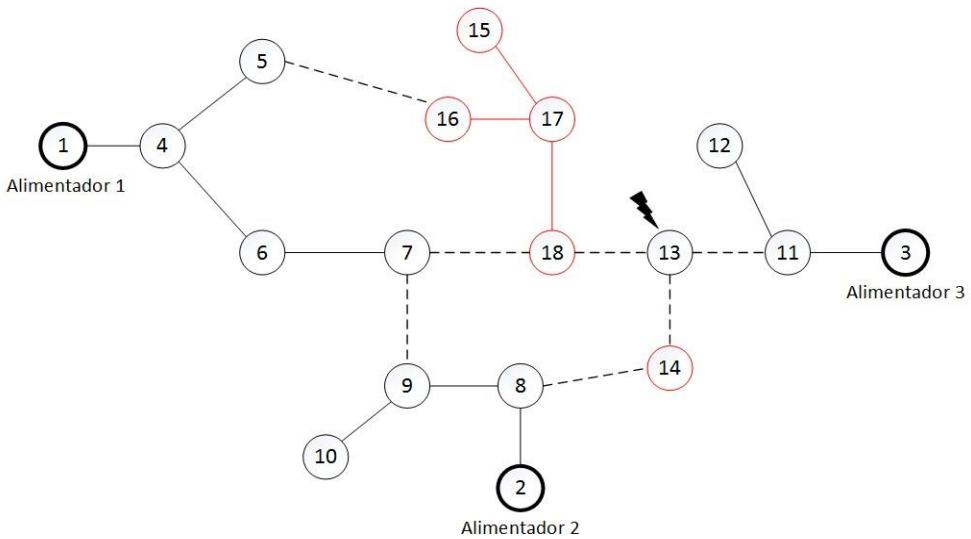


Figura 3.2 – Representação do SD após a falta

Esta situação configura exatamente um problema a ser resolvido por meio da reconfiguração de redes. O objetivo é determinar um plano para restabelecer o fornecimento de energia para os setores 14 a 18, de forma que a energia chegue até eles por outro caminho. Este plano deve ser estabelecido no menor intervalo de tempo possível, a fim de que não haja prejuízos para a concessionária, nem para os consumidores (Marques, 2012). Além disso, a nova configuração não pode violar as restrições operacionais do sistema.

Para a situação apresentada, verifica-se que a única opção para restabelecer energia ao setor 14 é conectá-lo ao alimentador 2, fechando-se a chave existente entre ele e o setor 8. Para os demais setores, porém, há dois possíveis caminhos para restabelecer os:

- Fechando-se a chave existente entre os setores 5 e 16;
- Fechando-se a chave existente entre os setores 7 e 18.

Em ambos os casos, os setores 15, 16, 17 e 18 serão conectados ao alimentador 1. A Figura 3.3 mostra uma configuração final do sistema após o restabelecimento, em que os setores até então fora de serviço foram energizados e o setor em falta foi mantido isolado do sistema.

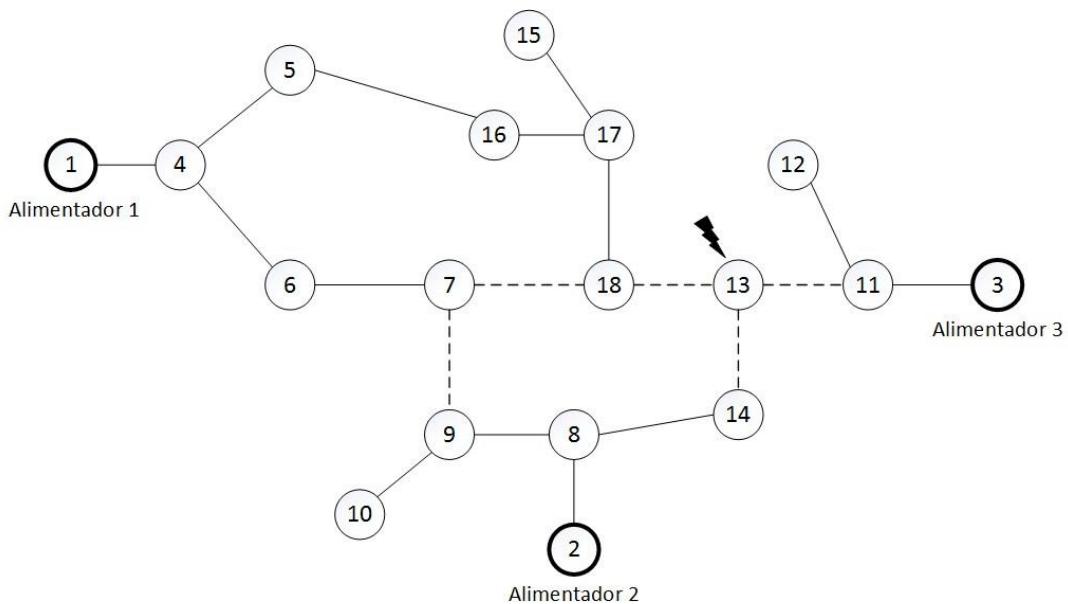


Figura 3.3 – Configuração do sistema após o restabelecimento

Para ser considerada uma solução factível do problema de restabelecimento de energia, é necessário que a nova configuração atenda às seguintes restrições (Santos, 2009):

1. A estrutura radial deve permanecer após o serviço de restabelecimento;
2. O montante de carga de cada alimentador do sistema não deve exceder a capacidade limite da subestação;
3. A corrente elétrica em cada ramo não deve ultrapassar a capacidade das linhas e chaves;
4. A queda de tensão em qualquer barra do SD não deve exceder o limite permitível.

Geralmente, além da busca por configurações que minimizem a área fora de serviço, objetiva-se ainda a minimização do número de chaveamento.

Com base nas restrições apresentadas acima e tendo em vista os objetivos de determinar uma configuração com menor área fora de serviço e menor número de chaveamentos, o PRE fica apropriadamente definido.

Além do caso mencionado, a reconfiguração de redes também pode ser útil em condições normais de funcionamento, como, por exemplo, na elaboração de configurações que tenham o propósito de reduzir as perdas por efeito Joule, de balancear a carga dos alimentadores ou de reduzir as quedas de tensão do sistema.

É importante ressaltar que, neste trabalho, a abordagem do problema de reconfiguração de redes tem enfoque na determinação de um PRE, da maneira como foi explicitado nesta sub-seção.

3.2 A representação dos SDs

Para tratar o problema de restabelecimento de energia em SDs através de técnicas computacionais é necessário que o sistema seja representado apropriadamente. Os grafos são usualmente utilizados para isso. Todavia, antes de estabelecer uma relação entre grafo e sistemas de distribuição, é necessário apresentar os conceitos básicos da teoria de grafos.

Um grafo G é constituído de um conjunto finito de pontos, denominados nós ($N(G)$), e que podem ser interligados por linhas, denominadas arestas ($E(G)$). Matematicamente, representa-se um grafo G por um par (N, E) . A **ordem** de um grafo G é o número de nós presentes em G , e o **tamanho** de um grafo é dado pela quantidade de arestas que ele possui.

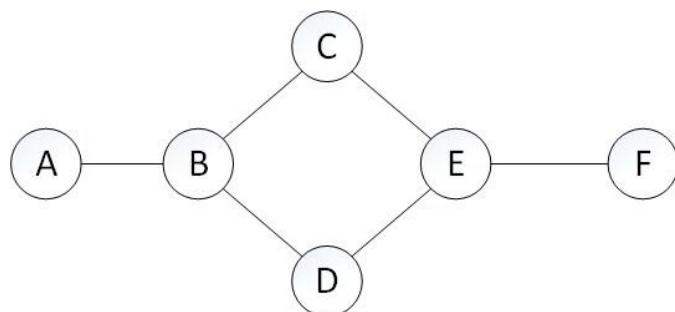


Figura 3.4 – Exemplo de um grafo

Sejam x e y dois nós de um grafo, e z uma aresta que conecta x e y . Então se diz que a aresta z é incidente aos nós x e y . Define-se o **grau** de um nó pelo número de arestas que lhe são incidentes. Os nós C e E da Figura 3.4, por exemplo, têm grau igual a dois e três, respectivamente. Outro conceito importante é o **caminho**. Um caminho é

uma sequência de arestas distintas entre si. Por exemplo, as arestas (A,B), (B,D), (D,E), (E,F) da Figura 3.4 formam um caminho. Se os nós inicial e final de um caminho forem os mesmos, então este caminho é denominado **ciclo**. No entanto, se todos os nós de um caminho forem distintos, o caminho é chamado de **caminho simples** ou **cadeia** (Mansour, 2009). No exemplo da Figura 3.4, os nós B, C, D e E, conectados pelas arestas (B,C), (C,E), (E,D) e (D,B) formam um ciclo.

Dois nós de um grafo formam um **par conexo** se existe um caminho entre eles. Se todos os pares de nós de um grafo G forem conexos, então se diz que G é um **grafo conexo**. Um grafo **acíclico** é um grafo que não contém ciclos. Uma **árvore** é um grafo acíclico e conexo. Um grafo formado por um conjunto de árvores é uma **floresta**. Uma floresta que contém apenas uma árvore é uma **floresta conexa**. Portanto, uma árvore é uma floresta conexa.

Dá-se o nome de **nó raiz** ao nó tomado como referência, que pode ter grau maior ou igual a um. Com exceção do nó raiz, todos os nós que possuem grau um são denominados **nós terminais**. A quantidade de arestas existentes entre o nó raiz e um outro nó pertencente a um caminho qualquer define a **profundidade** deste nó.

Uma grande quantidade de problemas pode ser representada por meio de grafos. Um exemplo conveniente são as redes primárias de distribuição de energia elétrica (Mansour, 2009). Um grafo pode então representar, de maneira bastante realista, um sistema de distribuição de energia elétrica. Fazendo uma correspondência entre a topologia elétrica dos SD e a teoria de grafos, considera-se que os nós representam os setores, as arestas representam as chaves seccionadoras e o nó raiz representa a barra da subestação. Os alimentadores são considerados como sendo as árvores do grafo, e o conjunto dos alimentadores formam uma floresta, que representa o sistema elétrico de distribuição como um todo.

Um exemplo de um SD na forma de grafo é exibido na Figura 3.5, em que as arestas tracejadas são chaves NA e as linhas contínuas são chaves NF. As subestações (SE) estão alocadas nos nós raiz das árvores (alimentadores).

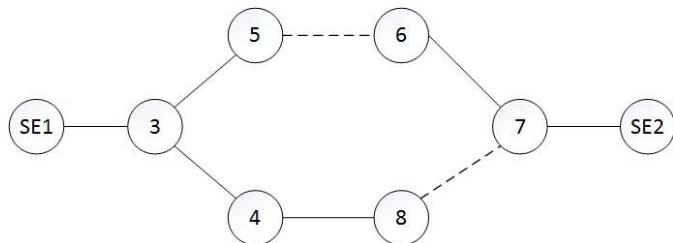


Figura 3.5 – Representação de um SD por meio de um grafo

3.3 A Representação Nô-Profundidade

A RNP, proposta em (Delbem et al, 2004), consiste em uma representação de árvores de grafos que visa auxiliar a resolução do problema de reconfiguração de redes em SD, e aplica-se nos algoritmos evolutivos que são empregados para este fim. Uma vez que os sistemas de distribuição elétrica podem ser representados por meio de grafos, a RNP tem se mostrado muito eficiente na solução do problema de restabelecimento de energia.

A RNP baseia-se nos conceitos de caminho e profundidade de um nó em uma árvore de grafo, e é basicamente uma lista contendo os nós da árvore e suas respectivas profundidades. A lista é formada por pares do tipo (n_x, p_x) em que n_x é o nó da árvore e p_x é a profundidade deste nó. Computacionalmente, utiliza-se uma matriz de dimensão $2 \times n$ em que n é o número de nós da árvore. Nesta matriz, os nós são armazenados na primeira linha e as profundidades são armazenadas na segunda linha da mesma.

A ordem dos pares (n_x, p_x) na lista é importante (Mansour, 2009). Portanto, para armazenar um nó na lista é necessário utilizar um algoritmo de busca em profundidade, que é iniciado no nó raiz da árvore (nó de referência, com profundidade zero). Para exemplificar os conceitos da RNP, considere o grafo apresentado na Figura 3.6.

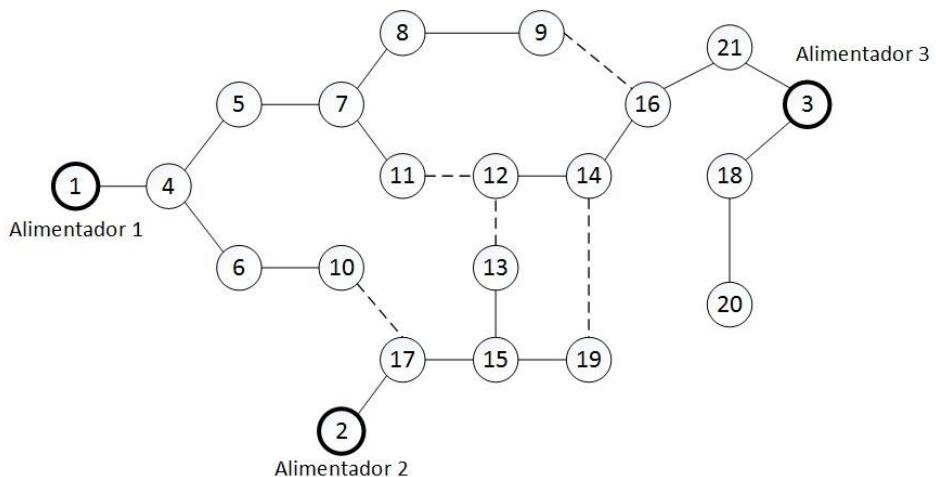


Figura 3.6 – Grafo de um SD com três alimentadores

Este grafo representa um SD com três alimentadores, portanto, é uma floresta formada por três árvores que têm como raiz os nós 1, 2 e 3. Os demais nós do grafo representam os setores do sistema e as arestas representam as chaves

seccionadoras, que podem ser NA (linhas tracejadas) ou NF (linhas contínuas). A RNP das três árvores deste sistema é dada como segue:

$$\text{Alimentador 1: } \begin{bmatrix} \text{Nó} \\ \text{Prof.} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 4 & 5 & 7 & 8 & 9 & 11 & 6 & 10 \\ 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 4 & 2 & 3 \end{bmatrix}$$

$$\text{Alimentador 2: } \begin{bmatrix} \text{Nó} \\ \text{Prof.} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2 & 17 & 15 & 13 & 19 \\ 0 & 1 & 2 & 3 & 3 \end{bmatrix}$$

$$\text{Alimentador 3: } \begin{bmatrix} \text{Nó} \\ \text{Prof.} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 & 21 & 16 & 14 & 12 & 18 & 20 \\ 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 1 & 2 \end{bmatrix}$$

O conjunto das codificações das três árvores forma a codificação da floresta. Assim, a estrutura de dados da floresta pode ser implementada utilizando-se uma lista de ponteiros, em que cada ponteiro indica a RNP de uma árvore da floresta (Mansour, 2009).

Devido à necessidade de manipulação dos grafos, foram criados dois operadores, que quando aplicados a uma floresta F de um grafo G produzem uma nova floresta F' de G . Estes operadores receberam os nomes de **PAO** (do inglês, *Preserve Ancestor Operator*) e **CAO** (do inglês, *Change Ancestor Operator*) em (Delbem et al, 2004), e os nomes de **Operador 1** e **Operador 2**, respectivamente, em (Santos, 2009).

Ambos produzem resultados similares, pois transferem uma parte (uma subárvore) de uma árvore T_{de} de uma floresta F para outra árvore de F , T_{para} . A diferença que existe entre eles é com relação à raiz da subárvore a ser transferida. No operador PAO, a raiz da subárvore podada de T_{de} é também a raiz da subárvore que será implantada em T_{para} . No operador CAO, a raiz da subárvore a ser implantada em T_{para} é um nó diferente do nó raiz da subárvore cortada de T_{de} .

Verifica-se portanto que estes operadores realizam procedimentos de poda e enxerto nas árvores. Estas operações produzem as novas RNPs das florestas modificadas, e requerem um tempo de execução relativamente baixo. Mais informações sobre a RNP e seus operadores, aplicados no processo de restabelecimento de energia, podem ser encontradas em (Santos, 2010).

3.4 Formulação matemática do problema de restabelecimento de energia

Será apresentada nesta sub-seção uma formulação para o problema restabelecimento de energia em SDs, a fim de esclarecer alguns aspectos

relacionados com o programa que utiliza a metodologia de cálculo de fluxo de potência proposta neste trabalho.

Assim, considerando-se todas as restrições e objetivos até então mencionados, pode-se formular um problema de restabelecimento de energia em SD como segue abaixo:

$$\begin{aligned} \text{Min. } E(F) &= \Omega(F) + \psi(F, F^0) \\ \text{sujeito a: } &\left\{ \begin{array}{l} H(F) = 0 \\ C(F) < 1 \\ B(F) < 1 \\ U(F) < 1 \\ F \text{ ser uma floresta} \end{array} \right. \end{aligned} \quad (1)$$

Em que:

- F – grafo correspondente a uma configuração do sistema, representado por uma floresta de grafo, onde cada árvore dessa floresta corresponde a um alimentador conectado a uma subestação;
- $E(F)$ representa a função objetivo, que é composta por $\Omega(F)$ e $\psi(F, F^0)$;
- $\Omega(F)$ representa o número de consumidores “sãos” e que estão sem energia;
- $\psi(F, F^0)$ é o número de operações de chaveamento necessárias para se obter uma configuração F a partir de uma floresta F^0 já existente;
- $H(F)$ – restrições de igualdade, representando as equações de fluxo de potência. Estas equações podem ser agrupadas em um sistema matricial do tipo $Ax = b$, em que A é a matriz de incidência de F , x é o vetor de tensões nodais e b é o vetor das correntes nas barras do SD;

Os parâmetros $C(F)$, $B(F)$ e $U(F)$ representam as restrições operacionais do SD, que são respectivamente:

- O limitante superior de corrente \bar{x}_j para cada corrente de linha x_j . A maior taxa $C(F) = \frac{x_j}{\bar{x}_j}$ é denominada carregamento da rede;
- A máxima injeção de corrente \bar{b}_i em cada subestação, onde i significa a subestação i . A maior taxa $B(F) = b_i/\bar{b}_i$ é denominada carregamento da subestação para a configuração F ;
- O limitante inferior para a tensão de um nó da rede. Seja v_t a tensão na barra t , v_b a tensão base do sistema e δ a máxima queda de tensão admissível (em p.u.). A maior taxa $U(F) = \frac{v_t - v_b}{\delta}$ é denominada taxa de tensão da configuração F .

A formulação (1) pode ser simplificada utilizando-se a RNP, que é capaz de manipular florestas de grafos e garantir que as modificações realizadas por seus operadores produzam florestas de grafos. Sendo assim, a utilização da RNP também garante que $\Omega(F)$ seja sempre igual à zero, pois as florestas geradas são capazes de fornecer energia para todas as partes de um SD possíveis de serem conectadas por meio de chaves (Santos et al., 2010).

Além disso, conforme mencionado anteriormente, a RNP de um SD possui os nós de cada árvore ordenados segundo o MPF. Dessa maneira, não é necessário utilizar um algoritmo de busca para a execução do cálculo do fluxo de potência (os métodos de cálculo do fluxo de potência são apresentados no capítulo seguinte), o que proporciona uma melhoria neste processo.

Por fim, sabendo-se que uma solução do problema deve apresentar os menores valores possíveis para os limitantes $C(F), B(F)$ e $U(F)$, pode-se escrever a formulação do problema de maneira a considerar este objetivo. Portanto, a formulação (1) pode ser reescrita da forma como segue:

$$\begin{aligned} \text{Min. } & \psi(F, F^0), C(F), B(F) \text{ e } U(F) \\ \text{sujeito a: } & \begin{cases} F \text{ ser uma floresta gerada pela RNP} \\ \text{Fluxo de potência com RNP} \end{cases} \end{aligned} \quad (2)$$

Ao final desta subseção, pode-se perceber que o uso da RNP, aliada à teoria de grafos, simplifica significativamente a formulação do problema, fato que pode ser visto ao se comparar as formulações (1) e (2) e pelas considerações contidas nos parágrafos anteriores.

3.5 Algoritmos evolutivos

Os algoritmos evolutivos são algoritmos fundamentados na teoria da evolução Darwiniana, e são aplicados em problemas que exigem otimização, busca e adaptação de soluções, à semelhança da seleção natural que ocorre no mundo biológico. Problemas que têm funções objetivo multimodais, não diferenciáveis e/ou não determinísticas têm sido resolvidos por meio de AEs.

Um AE trabalha com um conjunto (uma população) de soluções (indivíduos) modeladas computacionalmente, que são candidatas ao ótimo global da função objetivo do problema. Estes indivíduos são manipulados para que a adequação⁴ média

⁴ Adequação, aptidão e *fitness* são considerados sinônimos.

das soluções aumente de maneira progressiva, ou seja, para que a qualidade da população seja maior a cada iteração.

A geração é o processo de construção de uma população a partir de outra, e ocorre iterativamente até que a execução do programa se encerre (quando algum critério de parada for satisfeito). Inicialmente, os indivíduos são avaliados de acordo com a aptidão que apresentam nos critérios específicos do problema a ser resolvido. Em seguida, as soluções com maior adequação são selecionadas para a reprodução, dando origem a uma nova população. Com o decorrer das gerações, a qualidade dos indivíduos vai crescendo, e as soluções de maior aptidão passam a dominar a população. A solução final, portanto, é obtida após muitas iterações do algoritmo.

Segundo Santos (2009), os AEs apresentam algumas vantagens em relação a outras técnicas de busca e otimização: (i) trabalham em paralelo com um conjunto de soluções (população de indivíduos em potencial), em contraste com vários outros métodos de busca e otimização que analisam apenas uma solução para o problema a cada iteração; (ii) não requerem o conhecimento prévio das características do problema e não dependem de certas propriedades da função objetivo tais como convexidade ou diferenciabilidade; (iii) são guiados pela aptidão dos indivíduos, avaliados por uma função adequação; (iv) a estrutura do AE possui certa independência do tipo de problema que está sendo resolvido; (v) possuem maior capacidade de escapar de ótimos locais (por isso são muito utilizados em problemas que envolvem otimização global); (vi) resolvem problemas com modelos matemáticos complexos de modo simples; (vii) apresentam fácil acoplamento com outras técnicas (hibridização) ou aplicações. Por esses motivos, os AEs são aptos a resolver dentre outros, um amplo campo de problemas não lineares, descontínuos, discretos, multivariáveis e de otimização combinatória de grande escala, que é o caso dos problemas de reconfiguração de redes.

É importante destacar que um AE nem sempre consegue encontrar o ótimo global da função objetivo, porém consegue obter soluções úteis para problemas relativamente complexos. Outra característica relevante dos AEs é o bom desempenho que apresentam na resolução de problemas multi-objetivo.

A seguir, será apresentado um importante AE que se aplica ao problema de reconfiguração de redes. Além disso, este AE fundamenta o software para o qual o método desenvolvido neste trabalho é adequado.

3.5.1 O algoritmo evolutivo multi-objetivo em tabela (AEMT ou MEAN, em inglês)

O Algoritmo Evolutivo Multi-objetivo em Tabela, proposto em (Santos, 2009) visa o restabelecimento de energia em um sistema de distribuição após a ocorrência de uma falta ou de faltas múltiplas. Mais especificamente, o AEMT foi desenvolvido para lidar com grandes SDs, que contêm milhares de barras e chaves seccionadoras. Um SD sem a presença de setores em falta e com as áreas fora de serviço reconectadas à rede é considerado pelo AEMT como um indivíduo, uma floresta de grafo modelada com a RNP. Dessa maneira, uma subpopulação pode ser definida como o conjunto de alguns indivíduos (florestas) da população.

O AEMT trabalha com subpopulações paralelas armazenadas em tabela, onde os melhores indivíduos de cada objetivo e restrição do problema são mantidos em suas respectivas subpopulações. Assim, as tabelas utilizadas pelo AEMT contêm os melhores indivíduos, de modo que as seguintes características sejam minimizadas: (i) perda de potência ativa, (ii) queda de tensão nos trechos, (iii) carregamento dos alimentadores, (iv) carregamento da subestação, (v) função agregação, (vi) pares de manobras de chaveamento. As tabelas de pares de manobras são, na verdade, cinco tabelas que armazenam os indivíduos que apresentem: zero manobra; até dois pares de manobras; até quatro pares de manobras; até seis pares de manobras e até oito pares de manobras, respectivamente.

Os itens (i) a (v) estão todos englobados na função agregação $f(F)$, que é determinada numericamente pela expressão a seguir (Santos et al., 2010; Santos, 2009):

$$f(F) = \phi(F) + w_1C(F) + w_2B(F) + w_3U(F) \quad (4)$$

Em que:

- $\phi(F)$ são as perdas de potência ativa, em kW, da configuração F ;
- $C(F)$ é o carregamento da rede (máximo carregamento dos alimentadores) da configuração F ;
- $B(F)$ é o carregamento da subestação da configuração F ;
- $U(F)$ é a máxima queda de tensão da configuração F ;

Os fatores $C(F)$, $B(F)$, e $U(F)$ foram apresentados na seção 3.4, e os pesos w_1 , w_2 e w_3 são definidos da seguinte forma:

$$w_1 = \begin{cases} w_x, & \text{se, pelo menos para um } j, x_j > \bar{x}_j \\ 0, & \text{caso contrário;}\end{cases}$$

$$w_2 = \begin{cases} w_s, & \text{se } B(F) > 1 \\ 0, & \text{caso contrário;}\end{cases}$$

$$w_3 = \begin{cases} w_v, & \text{se } U(F) > 1 \\ 0, & \text{caso contrário;}\end{cases}$$

Os pesos w_1 , w_2 e w_3 são valores positivos e, $|\cdot|$ é a norma usual (Gradshteyn & Ryzhik, 2000), isto é a norma L_1 de um vetor z de tamanho n é dada por $\sum_{r=1}^n |z_r|$.

Antes de prosseguir com a descrição do funcionamento deste algoritmo, devem-se conhecer alguns parâmetros que são importantes na execução do AEMT, a saber:

1. O tamanho de uma subpopulação (S_{Pi}), que indica o número máximo de indivíduos que podem ser armazenados em uma tabela de subpopulação P_i ;
2. O número máximo de indivíduos gerados pelo AEMT ($G_{máx}$). Ele é usado como critério de parada;
3. Os pesos w_i , que penalizam as restrições na função agregação.

O AEMT inicia-se com uma reconfiguração elementar da rede. Nesta fase, o(s) setor(es) em falta é(são) isolado(s) (retirado(s) da árvore do alimentador), e os setores a jusante dele(s) são reconectados ao SD, quando possível. Em seguida, aplica-se o operador CAO nesta primeira configuração do SD até que a população inicial seja formada. Nesta etapa, as cinco tabelas citadas anteriormente são devidamente preenchidas.

Prosegue-se então ao processo iterativo. Primeiramente, determina-se qual operador será utilizado (PAO ou CAO) para gerar o novo indivíduo. Esta escolha não é totalmente aleatória, pois existe um sistema de probabilidade dinâmica para selecionar o operador. Na primeira iteração, ambos têm a mesma probabilidade de serem utilizados ($P_{CAO} = P_{PAO} = 0,50$). Considere que o operado PAO tenha sido selecionado e que o novo indivíduo foi incorporado em uma ou mais tabelas, ou seja, a aplicação desse operador gerou uma solução melhor que alguma já existente. Então, a probabilidade do operador PAO passará a ser 0,51 e consequentemente a probabilidade do operador CAO reduzirá para 0,49. Na próxima iteração, portanto, o operador PAO terá maior probabilidade de ser escolhido para gerar uma nova configuração. Este ajuste dinâmico é realizado continuamente, e de acordo com os

testes e resultados apresentados em (Santos et al, 2010), melhora consideravelmente a eficiência do algoritmo.

O próximo passo é a seleção do indivíduo para reprodução. De forma aleatória, seleciona-se uma subpopulação P_1 , e dentro de P_1 seleciona-se um indivíduo I_1 , aleatoriamente. Percebe-se que um indivíduo de qualquer subpopulação pode ser escolhido. Tal propriedade faz com que a soluções se tornem mais diversificadas, pois as características de um indivíduo de uma subpopulação podem se migrar para outras subpopulações. Consequentemente, aumentam-se as possibilidades do algoritmo escapar de ótimos locais, aproximando-se de soluções com avaliações próximas de um ótimo global (Santos et al., 2010).

Aplica-se então o operador previamente determinado no indivíduo I_1 , e um novo indivíduo I_N é gerado. I_N é incluído em uma subpopulação P_x se for melhor que a pior solução de P_x . Como o AEMT trabalha com um número fixo de indivíduos por tabela, a solução I_N substitui um indivíduo já existente (como descrito acima) ou é descartada. O processo iterativo é executado até que o número máximo de gerações seja atingido.

A avaliação dos indivíduos é realizada através do cálculo de fluxo de potência de varredura direta/inversa do método de soma das correntes. No algoritmo original, as cargas são representadas pelo modelo corrente constante, a fim de evitar que os cálculos sejam iterativos. Além disso, as impedâncias das linhas são representadas de acordo com o modelo impedância constante. Vale lembrar também que a rotina de fluxo de potência só é executada para os alimentadores que sofreram modificações de uma geração para outra. Como todos os demais não foram alterados, não é necessário calcular o fluxo de potência para os mesmos. Estas características contribuem com a eficiência computacional do algoritmo, que pode ser executado em tempo real.

O pseudocódigo do AEMT é apresentado no algoritmo 1 (Santos et al., 2010).

Algoritmo 1: Pseudocódigo do AEMT

Inicie o contador de gerações ($g \leftarrow 0$)

Restabeleça o sistema com setores em falta, gerando a floresta inicial F_0

Gere as subpopulações P_i a partir de F_0

Avalie todos os indivíduos da população inicial

Teste o critério de parada (G_{\max})

Enquanto o critério de parada não for satisfeito **faça**

 Seleciona aleatoriamente uma subpopulação (P_i)

 Seleciona aleatoriamente um indivíduo I_S de P_i

 Determine qual operador aplicar (CAO ou PAO)

 Aplice o operador escolhido para gerar um novo indivíduo I_R de I_S

 Avalie o novo indivíduo I_R

 Seleciona os sobreviventes da nova geração

 Incremente o contador de gerações ($g \leftarrow g + 1$)

4. O cálculo do fluxo de potência

4.1 Modelagem das cargas

As cargas (equipamentos que retiram energia elétrica do sistema) são elementos fundamentais no cálculo do fluxo de potência de um SEP, que tem como função determinar todas as tensões nodais da rede elétrica.

Entretanto, antes de serem utilizadas no cálculo do fluxo de potência, as cargas precisam ser modeladas, de tal forma que sua representação matemática seja fiel ao seu comportamento físico. Segundo Souza (1995), se o modelo das cargas não for corretamente empregado, os métodos de fluxo de potência podem gerar resultados inexatos, ou seja, que não correspondem à realidade do sistema elétrico.

O comportamento em regime permanente de cada equipamento elétrico conectado à rede é distinto e dependente da sua forma construtiva e do seu princípio de funcionamento (Kagan et al., 2005). Além disso, sabe-se que a potência absorvida por uma carga depende da magnitude e da frequência da tensão elétrica aplicada a ela. Como as variações de frequência são muito pequenas nos SEP, considera-se que a frequência é mantida constante no tratamento do problema de reconfiguração de redes.

Os modelos estudados neste trabalho referem-se, portanto, às representações das cargas em função da tensão aplicada em seus terminais, entre as quais se pode destacar: carga de impedância constante com a tensão, carga de potência constante com a tensão e carga de corrente constante com a tensão. Estes modelos são detalhados nas sub-seções a seguir, nas condições de o sistema ser equilibrado e a carga ser monofásica.

4.1.1 Carga de corrente constante com a tensão

As cargas que apresentam a corrente com magnitude invariante com o valor da tensão aplicada são representadas pelo modelo corrente constante com a tensão. Nesse tipo de carga, a corrente elétrica absorvida da rede é dada por:

$$I_N = \frac{S_N^*}{V_N^*} = \frac{S_N}{V_N} \angle (\theta - \varphi) = I_N \angle (\theta - \varphi) \quad (5)$$

Na expressão (5), $V_N = V_N \angle \theta$ é a tensão nominal de alimentação da carga e $S_N = S_N \angle \varphi = P_N + jQ_N$ é a potência ativa (PN) e reativa (QN) que a carga consome

nestas condições. Assim, quando uma tensão $\dot{V}_x = V_x \angle \theta_x$ diferente da tensão nominal é aplicada, a corrente e a potência consumida pela carga serão iguais a:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{Nx} &= \frac{S_N}{V_N} \angle \theta_x - \varphi = I_N \angle (\theta_x - \varphi) \\ S_x &= \dot{V}_x \cdot \dot{I}_{Nx}^* = V_x \angle \theta_x \cdot I_N \angle -(\theta_x - \varphi) \\ S_x &= V_x \cdot I_N \angle \varphi \end{aligned} \quad (6)$$

Conclui-se portanto que a potência absorvida pela carga varia linearmente com o módulo da tensão aplicada. Os fornos a arco e as lâmpadas de descarga, como as lâmpadas fluorescentes e de vapor de sódio são exemplos de cargas nas quais o valor da corrente é insensível às variações da tensão de alimentação.

4.1.2 Carga de potência constante com a tensão

As cargas representadas pelo modelo potência constante com a tensão possuem a característica de absorverem potência ativa e reativa de forma invariante, e suas potências são sempre as potências nominais, independentemente do valor da tensão fornecida. Dessa forma, ao se aplicar a tensão nominal $\dot{V}_N = V_N \angle \theta$ em uma carga dessa natureza, tem-se que a potência absorvida será:

$$S_N = S_N \angle \varphi = P_N + jQ_N$$

Alterando-se a tensão de fornecimento para $\dot{V}_y = V_y \angle \theta_y$, sendo \dot{V}_y diferente da tensão nominal, a corrente que passa pela carga também será modificada e terá valor igual a:

$$\dot{I}_y = \frac{S_N^*}{\dot{V}_y^*} = \frac{S_N \angle -\varphi}{V_y \angle -\theta_y} = \frac{S_N}{V_N} \angle (\theta_y - \varphi) \quad (7)$$

A equação (7) possibilita a compreensão de que a corrente absorvida pela carga é inversamente proporcional à tensão aplicada. Além disso, nota-se que a potência é mantida constante para qualquer valor de \dot{V}_y .

Para cargas trifásicas equilibradas o equacionamento é idêntico, desde que se considerem as grandezas envolvidas em p.u.

4.1.3 Carga de impedância constante com a tensão

O modelo de carga impedância constante com a tensão se aplica às cargas que possuem a característica de terem suas impedâncias constantes com a variação da tensão em seus terminais. A impedância nominal de uma carga pode ser determinada

com seus dados de potência e tensão nominais ($S_N = S_N \angle \varphi$ e $\dot{V}_N = V_N \angle \theta$, respectivamente), da maneira como segue:

$$Z_N = \frac{\dot{V}_N^2}{S_N} = \frac{V_N^2 \angle(2 \cdot \theta)}{S_N \angle \varphi} = \frac{V_N^2}{S_N} \angle \delta = R + jX \quad (8)$$

Aplicando-se uma tensão $\dot{V}_k = V_k \angle \theta_k$, com $\dot{V}_k \neq \dot{V}_N$, a potência dissipada pela carga terá um novo valor, de maneira que a impedância Z_N permaneça constante:

$$S_k = \dot{V}_k \cdot \dot{I}_k^* = \dot{V}_k \cdot \frac{\dot{V}_k^*}{Z_k^*} = \frac{V_k^2}{\left(\frac{V_N^2}{S_N}\right)} = \left(\frac{V_k}{V_N}\right)^2 \cdot S_N \quad (9)$$

A equação (9) evidencia que a potência demandada pela carga varia com o quadrado da tensão aplicada, e a restrição de impedância constante é respeitada. As cargas puramente resistivas, como os chuveiros e aquecedores elétricos; e os capacitores são exemplos de cargas para as quais o modelo impedância constante é apropriado (Marques, 2012).

4.2 Fluxo de potência em sistemas de distribuição de energia elétrica

Conforme mencionado no final da seção 3.5.1, a avaliação das soluções geradas por AEs para problemas de reconfiguração de redes é feita com os dados obtidos do cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de potência), aplicado na configuração a ser verificada. Algumas restrições do problema de reconfiguração de redes, como as perdas, o carregamento dos alimentadores, o carregamento das subestações e as quedas de tensão nos trechos são produtos do cálculo do fluxo de potência. Mais especificamente, os fatores que penalizam a aptidão de uma solução (w_1 , w_2 e w_3) são determinados com os valores das variáveis de estado citadas acima.

O estado operacional de uma rede elétrica – constituído pelas tensões complexas nas barras e pelos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores – é obtido pelo cálculo do fluxo de potência da rede. A execução do cálculo do fluxo de potência exige que as potências das cargas, as impedâncias das linhas e a topologia da rede sejam conhecidas (Santos, 2009).

Os métodos tradicionais para cálculo de fluxo de potência para sistemas de transmissão, como Newton-Raphson, Desacoplado Rápido e outras versões oriundas dos mesmos geralmente não são adequados para o cálculo do fluxo de potência em SDs. Tal afirmação é justificada pelo fato de estes métodos exigirem a fatoração de

matrizes que, devido às características dos SDs, são mal condicionadas (Marques, 2012). A baixa relação R/X (resistência/reatância) das linhas, a conexão de trechos de baixa impedância com trechos de alta impedância e o grande número de barras e linhas fazem com que as matrizes dos sistemas de distribuição se tornem impróprias aos métodos tradicionais.

Por esse motivo, foram desenvolvidos métodos de fluxo de potência específicos para os sistemas de distribuição. No problema de reconfiguração de redes, os métodos mais empregados são os de varredura direta/inversa, pois se destacam pela robustez e simplicidade de implementação (Santos, 2009). Esses métodos não exigem a fatoração de matrizes e consideram a característica radial dos SDs, aumentando assim a eficiência computacional para a determinação do estado da rede.

Os métodos de varredura direta/inversa são assim denominados porque apresentam duas etapas distintas no processo de obtenção do estado da rede. O processo inicia-se com uma varredura inversa (*Backward*), em que as correntes (ou potências) de todos os trechos são calculadas, partindo-se das extremidades dos alimentadores e seguindo-se até a subestação. Nessa etapa, assume-se que as tensões nas barras são suas tensões nominais. Em seguida, procede-se a varredura direta (*Forward*), em que todas as tensões nodais são calculadas, utilizando-se as correntes (ou potências) obtidas na etapa anterior, o valor da tensão da subestação e os dados de impedância das linhas. O processo é realizado iterativamente, considerando-se os valores previamente obtidos, até que um critério de convergência seja satisfeito.

Neste trabalho, serão abordados dois dos principais métodos de varredura direta/inversa: o método de soma das potências e o método de soma das correntes, que serão detalhados nas sub-seções seguintes.

4.2.1 O método de soma das potências

O método de soma das potências é o mais difundido na literatura (Mansour, 2009) e é bastante eficiente no cálculo do fluxo de potência em sistemas radiais ou fracamente malhados. Para ilustrar o funcionamento desta metodologia, considere como exemplo o sistema da Figura 4.1:

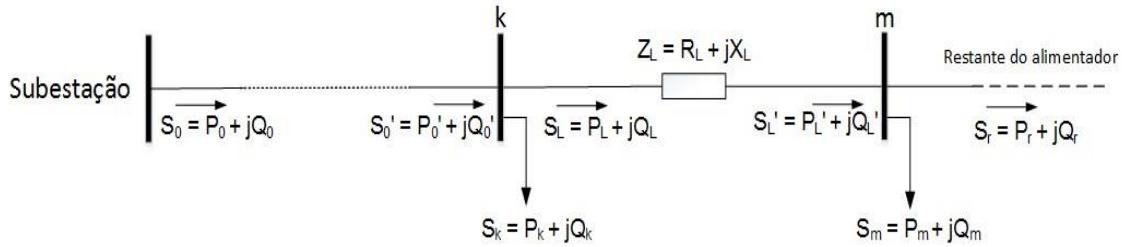


Figura 4.1 – Sistema de distribuição com um alimentador

Em que S_x é a potência complexa que as cargas conectadas à barra x demandam e Z_L é a impedância do trecho de linha L . A execução deste método inicia-se com a etapa **Backward**, de varredura inversa, que é equacionada da seguinte maneira:

O fluxo de potência que chega ao nó m pelo ramo L é dado por:

$$S'_L = S_m + S_r \quad (10)$$

Separando-se a equação (10) em termos de potência ativa e reativa, tem-se que:

$$\begin{cases} P'_L = P_m + P_r \\ Q'_L = Q_m + Q_r \end{cases}$$

A equação (10) pode ainda ser escrita em termos do fluxo de potência que deixa a barra k através do ramo L da rede, da maneira como segue:

$$S_L = S'_L + Z_L \cdot |I_L|^2 \quad (11)$$

Em que:

$$I_L = \left(\frac{S'_L}{V_m} \right)^* \quad \text{e} \quad |I_L|^2 = \frac{(P'_L)^2 + (Q'_L)^2}{V_m^2}$$

Substituindo esta última expressão na equação (11), obtém-se que a potência complexa S_L é expressa por:

$$S_L = P'_L + R_L \cdot \left(\frac{(P'_L)^2 + (Q'_L)^2}{V_m^2} \right) + j \cdot \left[Q'_L + X_L \cdot \left(\frac{(P'_L)^2 + (Q'_L)^2}{V_m^2} \right) \right] \quad (12)$$

Separando-se agora as partes real e imaginária, determinam-se as potências ativa e reativa que passam pelo trecho L :

$$\begin{cases} P_L = P'_L + R_L \cdot \left(\frac{(P'_L)^2 + (Q'_L)^2}{V_m^2} \right) \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} Q_L = Q'_L + X_L \cdot \left(\frac{(P'_L)^2 + (Q'_L)^2}{V_m^2} \right) \end{cases} \quad (14)$$

Os termos presentes nas equações acima são:

- P_L , que é o fluxo de potência ativa que sai da barra k no ramo L ;
- Q_L , que é o fluxo de potência reativa que sai da barra k no ramo L ;
- P'_L , que é o fluxo de potência ativa que chega na barra m no ramo L ;
- Q'_L , que é o fluxo de potência ativa que chega na barra m no ramo L ;
- V_m que é a tensão na barra m ;
- R_L , que é a resistência no ramo L ;
- X_L , que é a reatância no ramo L ;

As equações (10), (13) e (14) são as equações utilizadas na etapa *Backward*(varredura inversa), que é iniciada nas barras terminais dos alimentadores e termina na barra da subestação. Após esta etapa ter sido concluída, as potências complexas (ativa e reativa) que fluem por todos os trechos são conhecidas. Prossegue-se então para a etapa **Forward**, de varredura direta e que é equacionada da seguinte forma:

A tensão elétrica da barra k é admitida como um valor puramente real, ou seja, como um número complexo de fase zero. Assim, $\theta_k = 0$. Determina-se então o valor da tensão da barra m , por meio das expressões abaixo:

$$\begin{aligned} \dot{V}_m &= V_k - \dot{I}_L \cdot Z_L = V_k - \frac{S_L^*}{V_k^*} (R_L + jX_L) \\ \dot{V}_m &= V_k - \frac{P_L - jQ_L}{V_k} (R_L + jX_L) \\ \boxed{\dot{V}_m = \left(V_k - \frac{P_L \cdot R_L + Q_L \cdot X_L}{V_k} \right) + j \left(\frac{Q_L \cdot R_L - P_L \cdot X_L}{V_k} \right)} \end{aligned} \quad (15)$$

Como a tensão V_m é um número complexo, pode-se expressá-la tanto na forma retangular, como foi apresentado na equação (15), quanto na forma polar, que traz como informação a magnitude e o ângulo de fase. O equacionamento a seguir mostra as expressões da magnitude e da fase de \dot{V}_m :

$$V_m = \sqrt{\left(V_k - \frac{P_L \cdot R_L + Q_L \cdot X_L}{V_k} \right)^2 + \left(\frac{Q_L \cdot R_L - P_L \cdot X_L}{V_k} \right)^2}$$

$$V_m = \sqrt{V_k^2 - 2 \cdot (P_L \cdot R_L + Q_L \cdot X_L) + \frac{(P_L \cdot R_L)^2 + (Q_L \cdot X_L)^2 + (Q_L \cdot R_L)^2 + (P_L \cdot X_L)^2}{V_k^2}} \quad (16)$$

$$\theta_m = -\tan^{-1}\left(\frac{Q_L \cdot R_L - P_L \cdot X_L}{V_k^2 - P_L \cdot R_L - Q_L \cdot X_L}\right) \quad (17)$$

Em que V_k é o módulo da tensão na barra k . Por ser um método de varredura direta/inversa, o processo é realizado de forma iterativa, e é executado nos seguintes passos:

1. Inicialmente, atribui-se a tensão da subestação a todas as barras do sistema;
2. Por meio das equações 10, 13 e 14 da **etapa backward**, calcula-se os fluxos de potência de todos os trechos da rede, partindo-se das barras terminais da rede e finalizando-se na barra da subestação;
3. Com as expressões 16 e 17 da **etapa forward**, atualiza-se as tensões de todas as barras do sistema, utilizando os dados obtidos no passo anterior. O processo inicia na barra da subestação e é executado até que as tensões das barras das extremidades sejam determinadas;
4. Calcula-se, para todas as barras, a diferença entre a magnitude de tensão da iteração atual e da anterior. Se a maior diferença for superior à tolerância especificada (usualmente próxima de zero), retorna-se ao passo 2. Caso contrário, o processo se encerra e todas as tensões nodais e fluxos de potência dos ramos estão determinados.

4.2.2 O método de soma das correntes

A aplicação do método de soma de correntes é apropriada para os sistemas de distribuição que, são radiais. Mas os sistemas fracamente malhados também podem ser utilizados por este método (Mansour, 2009). Para explicar o funcionamento do método de soma das correntes, considere um sistema radial com t barras e l trechos de linha.

Inicialmente, assume-se que todas as tensões nodais da rede são iguais (em magnitude e fase) à tensão da subestação, que tem ângulo de fase zero. O processo iterativo é então executado nas seguintes etapas:

1. Calculam-se as correntes de carga de cada barra i do sistema, por meio da equação a seguir:

$$\dot{I}_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{\dot{V}_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i^{sh} \dot{V}_i^{(k-1)}, \quad i = 1, 2, \dots, t \quad (18)$$

Em que:

- $\dot{I}_i^{(k)}$ é a corrente demandada pela barra i na iteração k ;
- $\dot{V}_i^{(k-1)}$ é a tensão da barra i na iteração $k - 1$;
- Y_i^{sh} é a soma de todos os elementos *shunt* conectados à barra i ;
- S_i é a potência complexa da barra i (potência aparente nominal).

2. **Etapa Backward:** Partindo-se dos nós extremos da rede e terminando na barra da subestação, calcula-se a corrente ($\dot{J}_x^{(k)}$) que circula em cada trecho x que conecta uma barra NB com sua antecessora NA:

$$\dot{J}_x^{(k)} = \sum \text{(correntes dos trechos que saem do nó } N_B \text{)} \quad (19)$$

Em que $x = l, l - 1, \dots, 1$ e $l = t - 1$;

3. **Etapa Forward:** Partindo-se do nó da subestação (de profundidade zero) e movendo-se até os nós de maior profundidade (nós terminais da rede), calcula-se a tensão de cada barra i do sistema, conectada a uma barra que seja sua antecessora (com profundidade menor em uma unidade):

$$\dot{V}_i^{(k)} = \dot{V}_r^{(k)} - Z_x \cdot \dot{J}_x^{(k)} \quad (20)$$

Em que $x = 1, 2, \dots, l$, e x representa o ramo existente entre os nós i e r .

Portanto, Z_x é a impedância da linha existente no trecho x .

4. Nesta etapa, verifica-se se a convergência foi alcançada. Determina-se a maior diferença de valor de alguma variável (tensão nodal, por exemplo) existente entre a iteração atual e a anterior. Se esta diferença for maior que a tolerância especificada, retorna-se ao passo 2. Caso contrário, o processo termina e todas as tensões nas barras e correntes nos ramos são conhecidas.

É importante ressaltar que no equacionamento dos dois métodos apresentados não foram consideradas injeções de corrente nas barras que não fossem barras da subestação. Devido à configuração radial dos SDs e ao fato de não haver unidades

geradoras conectadas ao SD, o sentido do fluxo de potência na rede é único (da subestação para as barras de carga).

Outra observação importante é que se as cargas forem representadas pelo modelo corrente constante, o método de soma das correntes pode deixar de ser iterativo, e o estado da rede é determinado em uma única iteração, isto se a variação dos ângulos de fase das tensões nodais for suprimida. Salienta-se que neste trabalho as cargas dos SDs poderão ser representadas tanto pelo modelo corrente constante quanto pelo modelo potência constante.

O problema de restabelecimento de energia objetiva encontrar a melhor configuração radial do sistema, de forma que o maior número possível de consumidores tenha o fornecimento restabelecido, minimizando o número de manobras em chave, e respeitando as restrições operacionais. Além disso, exige que este resultado seja disponibilizado no menor intervalo de tempo possível. Contudo, a exatidão dos resultados obtidos também se faz necessária, justificando assim a adoção de representações mais realistas das cargas, mesmo que isto implique em tempos de execução maiores.

4.3 O fluxo de potência aplicado à RNP

Os sistemas de distribuição reais podem conter milhares de barras e linhas em suas topologias. Para simplificar a representação destes sistemas, muitos métodos que tratam de problemas relacionados aos SDs (inclusive o de reconfiguração de redes), concentram todas as barras de carga de um setor em um único ponto do alimentador. Este procedimento, no entanto, reduz a confiabilidade das soluções geradas, uma vez que a representação computacional do sistema não corresponde à sua situação real.

Para aumentar a eficiência da representação dos SDs, foi proposto em Santos (2009) a utilização de duas RNPs: uma para os alimentadores e outra para os setores. Dessa forma, não há simplificações que comprometam a fidelidade da representação computacional do sistema.

A RNP dos setores é construída de forma semelhante à RNP dos alimentadores, e suas árvores são armazenadas em matrizes denominadas B_{sr} . O subíndice r indica o setor pai, pelo qual a energia chega ao setor em análise, referenciado pelo subíndice s . Um setor pode ser representado por mais de uma árvore, pois dependendo do sentido de sua alimentação, o nó raiz da árvore pode ser diferente.

Para exemplificar esta representação, considere o sistema da Figura 4.2, em que os pontos são barras de carga ou conexões entre dois trechos, as linhas contínuas

são linhas sem chaves e as linhas tracejadas são linhas com chaves seccionadoras NF. As subestações estão representadas pelos retângulos.

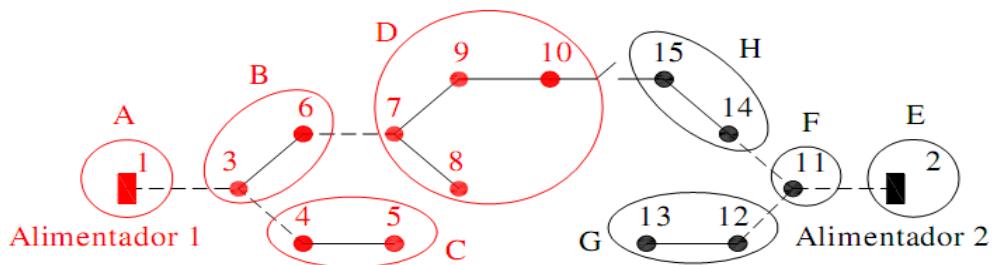


Figura 4.2 – Sistema com linhas e barras agrupadas em setores (Santos, 2009)

Ainda nesta figura, os setores estão indicados por letras e a única chave NA está localizada entre as barras 10 e 15 dos setores D e H, respectivamente. Portanto, todas as barras em vermelho pertencem ao alimentador 1 e as barras em preto ao alimentador 2.

Segundo Santos (2009), para utilizar a RNP de um setor m no cálculo do fluxo de potência, deve-se acrescentar um nó adjacente ao nó raiz da árvore do setor (os nós vermelhos da Figura 4.3). Este nó adicional pertence a um setor n , e é por meio dele que a energia elétrica chega ao setor m . Tal procedimento é aplicado porque garante que as barras do sistema permaneçam ordenadas segundo o Modelo Pai-Filho (MPF) (Kagan et al, 2005). Neste modelo, as barras são ordenadas de acordo com o sentido do fluxo de potência, de tal maneira que uma barra pai sempre está a montante de suas barras filhos.

A Figura 4.3 ilustra a configuração das possíveis árvores do setor D da Figura 4.2 Figura 3.6e suas respectivas RNPs.

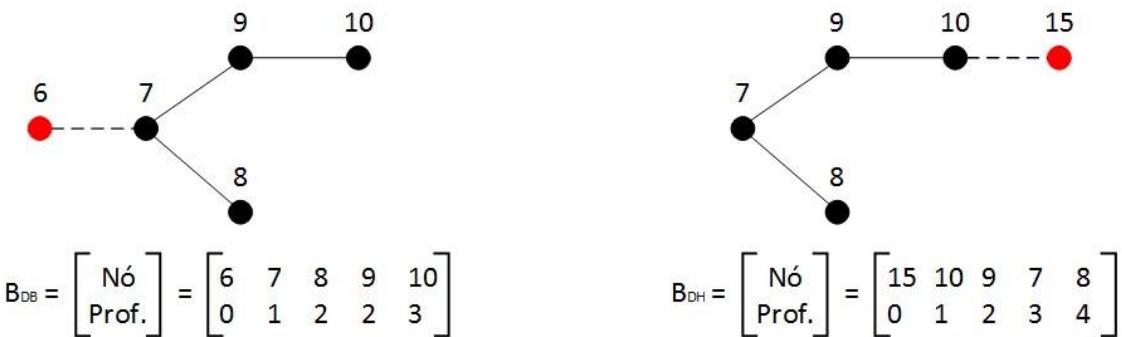


Figura 4.3 – RNPs do setor D da Figura 8

Então, o algoritmo de varredura direta/inversa do fluxo de potência pode ser executado corretamente, uma vez que a RNP do sistema garante que as barras estejam sempre ordenadas de acordo com o MPF, além de que seus operadores sempre geram configurações radiais. Portanto, a utilização da RNP elimina a necessidade de ordenação das barras e de verificação da radialidade da rede, característica que permite que o tempo computacional gasto na rotina do cálculo do fluxo de potência seja reduzido, tornando o algoritmo mais eficiente.

5. Proposição

Os métodos para cálculo de fluxo de potência apresentados no capítulo anterior são os métodos comumente empregados para se determinar o estado de operação de um SD. Entretanto, para os sistemas reais, estes métodos não são capazes de fornecer resultados totalmente compatíveis com a situação real da rede. Isto se deve ao fato de que, nos modelos apresentados, os efeitos dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores não são considerados.

Esta limitação influencia diretamente na qualidade das soluções geradas por um AE de reconfiguração de redes, uma vez que os dados de carregamento, perdas e queda de tensão não representam o estado da rede com exatidão. Sendo assim, a avaliação dos indivíduos fica comprometida, bem como a análise da factibilidade das soluções finais.

Tendo este problema em vista, este trabalho tem como proposta o desenvolvimento e implementação de um método de cálculo de fluxo de potência que considere os efeitos dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores. Além disso, a metodologia deve ser computacionalmente eficiente e aplicável no software de reconfiguração de redes que implementa a metodologia AEMT, apresentada no capítulo 3 .

É importante ressaltar que, no método proposto neste trabalho, todo o equacionamento do cálculo do fluxo de potência é monofásico, considerando o SD como um sistema trifásico equilibrado. Esta é, na verdade, uma aproximação do caso real, pois se sabe que os SDs são desequilibrados, de uma forma geral. A consideração do sistema trifásico completo (e indutâncias mútuas entre as fases) implicaria a manipulação de matrizes de grandes dimensões. Esta situação não é desejável em um programa de restabelecimento de energia, em que o tempo é um fator crucial de desempenho. Somado a esta restrição, os dados das impedâncias próprias e mútuas dos sistemas reais de grande porte (que é o caso da aplicação deste trabalho) não são facilmente obtidos junto às concessionárias de energia elétrica. Assim, considerando-se que a metodologia proposta neste trabalho destina-se à aplicação em um algoritmo de restabelecimento de energia, justifica-se a análise monofásica admitida.

Outro ponto importante é o cálculo das perdas de potência ativa e dos carregamentos do sistema. A perda em um trecho de linha k-m é calculada da seguinte forma:

$$Perda_{km} = 3 \cdot R_{km} \cdot |I_{km}|^2 \quad (21)$$

Em que R_{km} é a resistência da linha no trecho k-m e I_{km} é a corrente que passa pelo condutor. Nota-se que o produto $R \cdot I^2$ é multiplicado por três, com o intuito de considerar as perdas nos três cabos do trecho de linha. Destaca-se ainda que a corrente I_{km} é fasorial, e seu módulo deve ser obtido tal como o de um número complexo.

Quanto ao carregamento da rede, este é calculado com base na corrente máxima admissível pelo condutor e no módulo da corrente que efetivamente passa no cabo. Assim, para um trecho de linha k-m, este parâmetro é obtido de acordo com a expressão abaixo:

$$C = \frac{|I_{km}|}{I_{max}} \quad (22)$$

Novamente, ressalta-se que a corrente I_{km} é fasorial, e seu módulo deve ser calculado observando-se esta característica.

Por fim, é importante esclarecer que, neste trabalho, o carregamento dos transformadores de subestação é definido como sendo:

$$B = \frac{\sum_{i=1}^n S_i}{S_{trafo}}, \quad (23)$$

em que S_i é a potência aparente que cada alimentador demanda da subestação. Como, em geral, um único transformador de subestação fornece energia para vários alimentadores, aplica-se o somatório das potências dos n alimentadores conectados a um mesmo transformador. A potência S_i é obtida da seguinte maneira:

$$S_i = \sqrt{(Perdas + P_L)^2 + Q_L^2}, \quad (24)$$

em que P_L é a potência ativa consumida pelas cargas e Q_L é a potência reativa demandada (em valores totais). Os dados relativos ao carregamento dos transformadores de subestação são inseridos no programa computacional por meio de um arquivo de entrada, e a execução completa dos cálculos do carregamento é realizada por uma função específica, desenvolvida neste trabalho. É importante frisar que, para aplicações em metodologias futuras, a equação (24) foi corrigida para considerar a potência reativa nas linhas.

Ainda com relação ao programa computacional que implementa a metodologia proposta, destaca-se que, devido ao fato de o método de soma de correntes ser

iterativo, os carregamentos somente são calculados no final do algoritmo, quando a solução final já foi obtida. A convergência do método é determinada pelo desvio das tensões nodais, tanto em módulo quanto em ângulo de fase. Assim, se o valor máximo destes desvios for maior que a tolerância especificada ε , o processo iterativo continua. Matematicamente, o critério de convergência pode ser expresso por:

$$\begin{aligned}\Delta_V &= |\dot{V}^{(k+1)}| - |\dot{V}^{(k)}| \leq \varepsilon \\ \Delta_\theta &= |\theta^{(k+1)}| - |\theta^{(k)}| \leq \varepsilon\end{aligned}\quad (25)$$

E esta verificação é realizada para todas as barras de cada alimentador. Portanto, o cálculo do fluxo de potência é executado alimentador por alimentador, e a convergência dos circuitos é alcançada separadamente. Este procedimento foi adotado para reduzir o tempo de processamento do programa, já que não é necessário calcular as tensões de todo o sistema devido a uma divergência presente em um único alimentador.

Outros aspectos da metodologia desenvolvida, como a abordagem dos elementos introduzidos - os capacitores e os reguladores de tensão - no cálculo do fluxo de potência, serão apresentados em detalhes nos itens subsequentes.

5.1 Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores (BCs) são dispositivos muito utilizados para a correção do fator de potência, pois fornecem potência reativa para os circuitos e contribuem com o suprimento da demanda de potência dos elementos indutivos. Em uma segunda análise, os BCs têm a função de regular a tensão na rede, sendo portanto dispositivos de controle de tensão.

Os capacitores são instalados na rede com conexões permanentes ou automáticas. No primeiro caso, os BCs ficam permanentemente ligados à rede, independentemente da demanda do sistema. No segundo caso, os BCs são chaveados por um mecanismo automático, que conecta ou desconecta o equipamento dependendo da carga do sistema.

A instalação deste tipo de equipamento também contribui para a redução das perdas de potência ativa. Isto ocorre porque, como os BCs fornecem potência reativa para o sistema como um todo, a potência reativa exigida da fonte (no caso, as subestações) torna-se menor. Consequentemente, a corrente que circula pelos

condutores também se reduz, e as perdas totais, que são proporcionais ao quadrado do módulo da corrente, diminuem.

Sabendo-se que a corrente de carga influencia o perfil de tensão do alimentador, pode-se concluir que a presença de um BC modifica as tensões de todas as barras do circuito. Este efeito é particularmente útil para reduzir as quedas de tensão do sistema nos horários de alto consumo de energia. Contudo, esta característica também pode ocasionar sobretensões em alguns pontos do alimentador, se o SD estiver operando com carga leve (de madrugada, por exemplo). Nota-se, portanto, que a operação dos BCs deve ser planejada apropriadamente, a fim de não incorrer na elevação excessiva da tensão.

As figuras a seguir ilustram graficamente estes dois casos no perfil de tensão de um alimentador genérico.

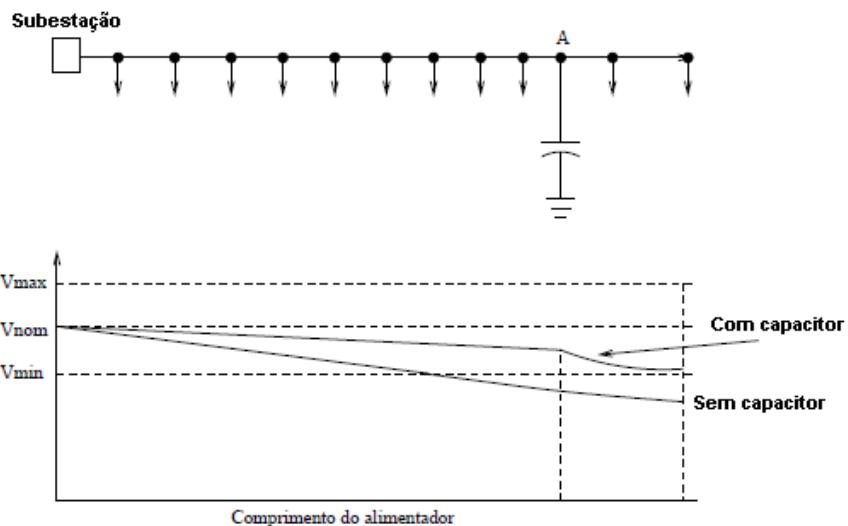


Figura 5.1 – Perfil de tensão na situação de carga máxima (ASADA, E. N., 2013).

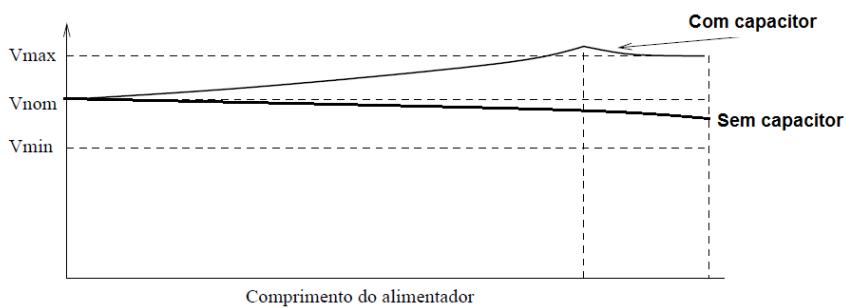


Figura 5.2 – Perfil de tensão na situação de carga leve (adaptado de ASADA, E. N., 2013).

Com relação à representação matemática, os BCs podem ser modelados como impedâncias constantes, conectadas em estrela ou em delta no sistema trifásico de distribuição de energia elétrica. Todavia, em SEP, este tipo de equipamento é

comumente especificado em termos de sua potência reativa e tensão de operação. Assim sendo, o modelo adotado para os capacitores neste trabalho será o modelo de uma carga de potência puramente reativa. Logo, no método proposto, os BCs são tratados como se fossem cargas do sistema, à semelhança dos transformadores de distribuição.

Aplicando-se estes conceitos de modelagem dos BCs em um alimentador exemplo – como o que se apresenta na Figura 5.3 – pode-se verificar o efeito de elevação do perfil de tensão. Neste caso, porém, foram instalados BCs em três barras do sistema, a saber, as barras 5, 8 e 10.

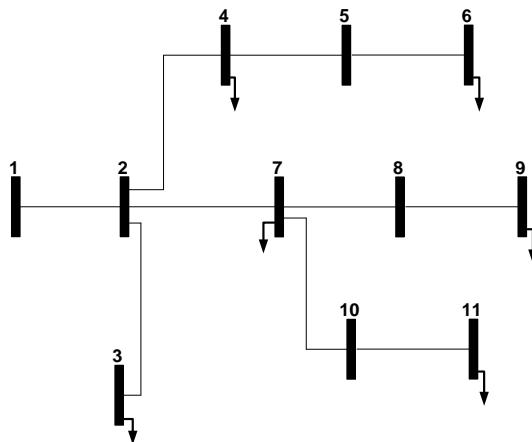


Figura 5.3 – Alimentador exemplo.

O gráfico da Figura 5.4 ilustra as tensões em todas as barras do alimentador. Com base nesta figura, observa-se que, para mais de um BC na rede, o perfil de tensão não apresenta elevações pontuais, como ocorre nos gráficos das figuras 5.1 e 5.2. Convém ressaltar que, embora estes resultados mostrem que a modelagem adotada produz o efeito esperado no perfil de tensão de um alimentador de SD, a validação desta metodologia será apresentada no capítulo seis.

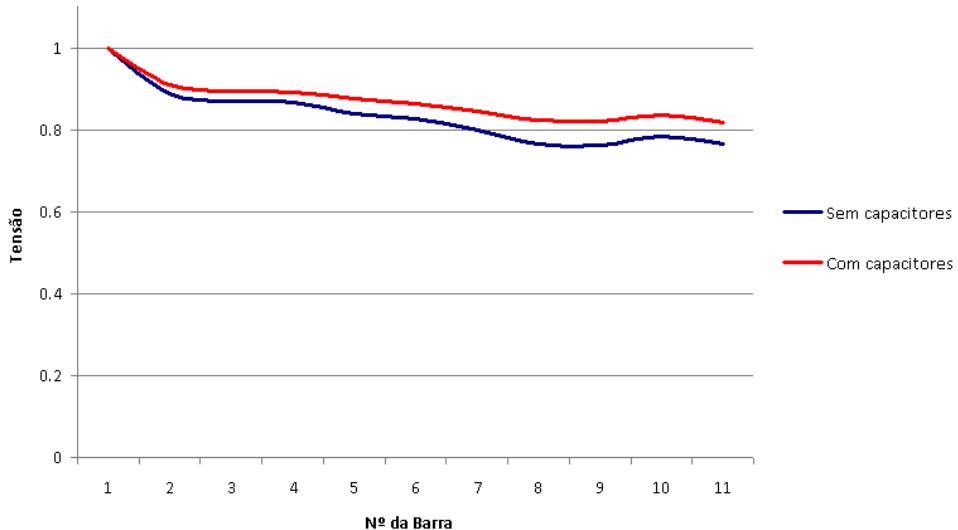


Figura 5.4 – Perfis de tensão do alimentador exemplo.

5.2 Reguladores de tensão

Os reguladores de tensão são equipamentos muito utilizados nos SDs, e, conforme o próprio nome sugere, são aplicados para regulação de tensão destes sistemas. Os reguladores podem ser trifásicos, conectados em estrela ou triângulo, ou monofásicos.

Um regulador de tensão convencional é basicamente um autotransformador com a possibilidade de mudança do número de espiras de um enrolamento (com o equipamento energizado). Esta alteração é conseguida por meio de um mecanismo que varia a posição de uma conexão elétrica existente entre um enrolamento e um terminal do autotransformador.

O autotransformador monofásico é basicamente um transformador comum de dois enrolamentos, porém com a especificidade de possuir uma conexão elétrica entre as bobinas do primário e do secundário. Portanto, antes de prosseguir com a análise do funcionamento do regulador de tensão, apresentar-se-ão os aspectos mais relevantes sobre a teoria dos transformadores monofásicos de dois enrolamentos.

5.2.1 Transformador de dois enrolamentos

O transformador de dois enrolamentos possui uma representação muito simples em termos de circuitos elétricos. Este circuito corresponde tanto ao transformador monofásico quanto a uma única fase de um transformador trifásico. A figura abaixo ilustra este circuito, em que X_1 e X_2 são os terminais de baixa tensão; H_1 e H_2 são os terminais de alta tensão e Z_t é a impedância série equivalente, constituída da

impedância do primário e da impedância do secundário refletida para o secundário (Kersting, 2001).

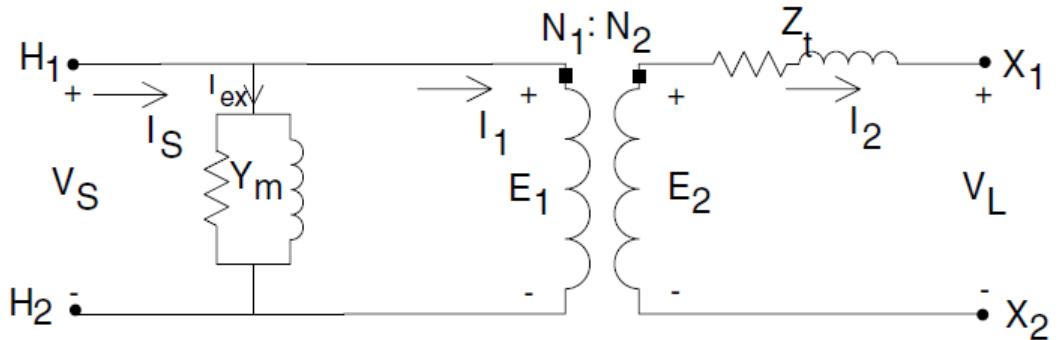


Figura 5.5 - Circuito do transformador de dois enrolamentos.

Antes de prosseguir ao equacionamento do circuito, é importante relembrar que a relação de transformação é definida por:

$$n_t = \frac{N_2}{N_1} \quad (26)$$

Sendo N_1 e N_2 o número de espiras dos enrolamentos primário e secundário respectivamente.

Utilizando-se a relação de transformação, as equações de tensão e corrente do transformador ideal são escritas da seguinte maneira:

$$E_2 = n_t \cdot E_1 \quad (27)$$

$$I_1 = n_t \cdot I_2 \quad (28)$$

Uma análise deste circuito permite ainda obter a seguinte expressão:

$$V_S = E_1 = \frac{1}{n_t} \cdot E_2 \quad (29)$$

Aplicando-se a Lei das tensões de Kirchhoff para o secundário do transformador, pode-se relacionar as tensões V_L e E_2 da forma como se apresenta na equação a seguir:

$$E_2 = V_L + Z_t \cdot I_2 \quad (30)$$

Substituindo a equação (30) em (29), obtém-se uma relação da tensão de entrada com a tensão de saída:

$$V_S = \frac{1}{n_t} \cdot V_L + \frac{Z_t}{n_t} \cdot I_2 \quad (31)$$

Analizando-se agora as correntes do circuito primário do transformador, pode-se escrever que:

$$I_S = I_1 + Y_m \cdot V_S \quad (32)$$

Combinando-se esta expressão com as equações (28) e (31), a equação resultante fica definida com as mesmas variáveis da equação (31), conforme se pode observar no que segue:

$$I_S = \frac{Y_m}{n_t} \cdot V_L + \left(\frac{Y_m \cdot Z_t}{n_t} + n_t \right) \cdot I_2 \quad (33)$$

As equações (33) e (31) podem ser escritas como funções de parâmetros generalizados, à semelhança do equacionamento das linhas de transmissão de energia elétrica. Desta forma, estas expressões ficam definidas como sendo:

$$V_S = a \cdot V_L + b \cdot I_2 \quad (34)$$

$$I_S = c \cdot V_L + d \cdot I_2 \quad (35)$$

E os parâmetros generalizados são:

$$a = \frac{1}{n_t} \quad (36)$$

$$b = \frac{Z_t}{n_t} \quad (37)$$

$$c = \frac{Y_m}{n_t} \quad (38)$$

$$d = \frac{Y_m \cdot Z_t}{n_t} + n_t \quad (39)$$

Estes parâmetros são apresentados como escalares reais, mas podem ser matrizes 3X3 se for considerada a abordagem trifásica do transformador. Vale ainda ressaltar que as equações (33) e (31) foram obtidas para o caso em que se conhece a tensão e a corrente na carga (no secundário do transformador), e se deseja obter as variáveis do primário. Entretanto, o mesmo raciocínio de desenvolvimento pode ser aplicado para o caso em que a tensão e a corrente no primário são conhecidas, e as incógnitas são a tensão e corrente do secundário. Nesta situação, as equações não serão as mesmas apresentadas anteriormente, pois conterão as particularidades deste outro enfoque na análise do circuito.

5.2.2 O autotransformador como regulador de tensão

Um transformador monofásico de dois enrolamentos pode ser utilizado como um autotransformador, desde que suas especificações de isolação e condução de corrente sejam compatíveis para tal. Nesta configuração, um terminal do enrolamento do secundário é conectado à bobina do primário, estabelecendo portanto uma conexão elétrica entre estes dois circuitos.

Nos transformadores reais, os valores de impedância e admitância são significativamente baixos, justificando assim a omissão destes elementos. Assim, o circuito de um autotransformador monofásico pode ser representada da forma como ilustrado na Figura 5.6 (adaptado de Kersting, 2001).

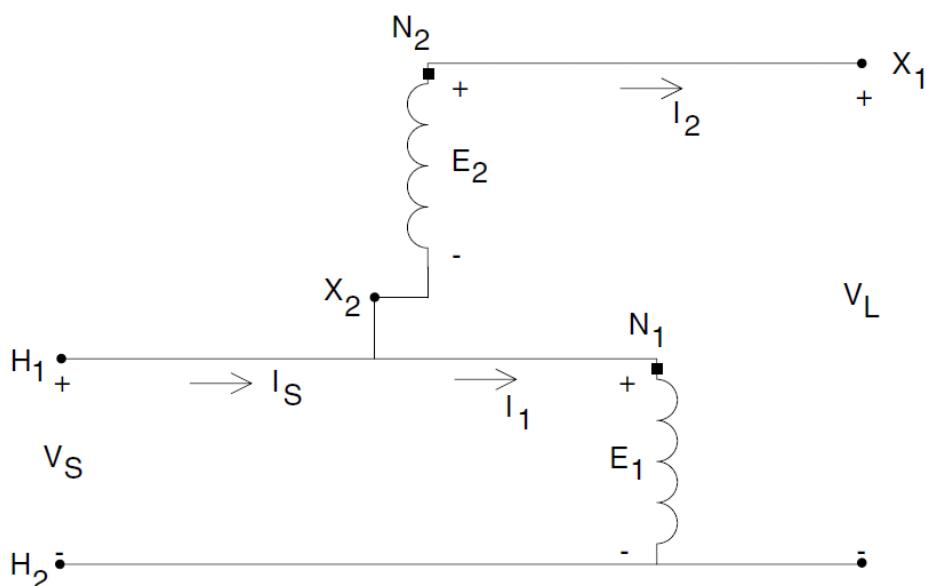


Figura 5.6 - Circuito equivalente de um autotransformador monofásico.

Os reguladores de tensão são basicamente autotransformadores dotados de um mecanismo de ajuste do número de espiras em um de seus enrolamentos (ajuste de *tap*). Desta forma, a relação de transformação do equipamento torna-se variável, e é possível controlar a tensão de saída pela alteração da posição do *tap*. Além disso, um regulador de tensão pode operar elevando ou abaixando a tensão de saída. O autotransformador da Figura 5.6 está configurado para proporcionar uma tensão de saída V_L maior que a tensão de entrada V_S . Todavia, este mesmo circuito poderia ser conectado de maneira a fazer com que V_L fosse menor que V_S , bastando para isso inverter a polaridade da bobina do secundário.

Usualmente, os reguladores de tensão não apresentam variação contínua do *tap*. Esta alteração da relação de transformação é realizada em passos discretos, que são as posições de *tap* disponíveis. Em geral, existem 16 posições de *tap*, que são utilizadas tanto para a configuração de elevação quanto para a de abaixamento. A capacidade de regulação mais comum nos reguladores em operação é de 10%.

A figura abaixo ilustra o esquema elétrico de um regulador do tipo A. Neste tipo de autotransformador, o terminal do *tap* se encontra no lado da carga (saída). Diferentemente do primeiro, o regulador do tipo B possui o *tap* conectado no lado da fonte do regulador (entrada). Todavia, ambos têm o mesmo princípio de funcionamento, com características duais entre si. Sendo assim, serão apresentados a análise e equacionamento apenas para o regulador do tipo A, que é o modelo empregado neste trabalho.

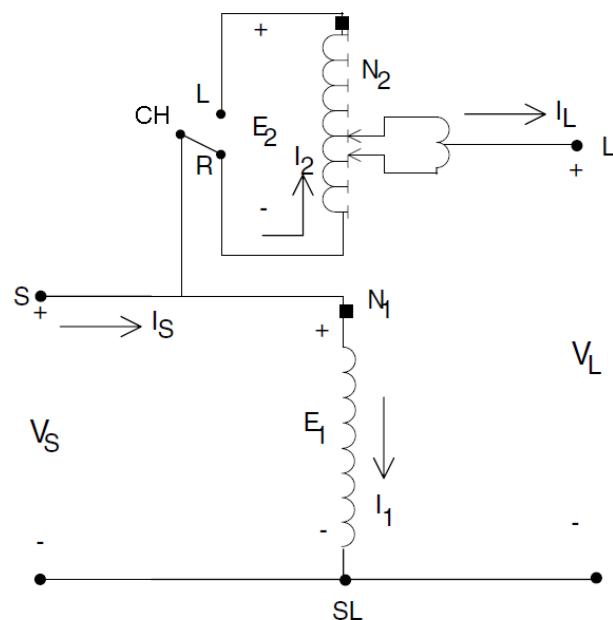


Figura 5.7 – Esquema elétrico de um regulador de tensão do tipo A (Kersting, 2001).

Neste circuito, quando a chave CH está na posição “R”, a tensão E_2 fica em fase com a tensão E_1 , e o autotransformador opera elevando a tensão de entrada. Analogamente, se CH estiver na posição “L”, a tensão E_2 estará com fase oposta à tensão E_1 , e o regulador funcionará como abaixador da tensão de entrada. A partir desta análise pode-se ver claramente que o regulador tem, na verdade, apenas 16 posições de *tap*. Estas posições são usadas para o aumento ou diminuição da tensão, dependendo do status da chave CH.

Nota-se, portanto, que a tensão de saída é diretamente dependente da relação de transformação do regulador, definida pela posição do *tap*. Contudo, para o autotransformador, esta relação não é exatamente igual àquela definida para o transformador de dois enrolamentos, que neste caso se aplica apenas para as tensões E_1 e E_2 .

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (40)$$

Portanto, é resultado imediato que:

$$E_2 = \frac{N_2}{N_1} E_1 \quad (41)$$

Analizando-se o circuito com a Lei das tensões de Kirchhoff, obtém-se as seguintes expressões:

$$E_1 = V_S \quad (42)$$

$$V_L = E_1 + E_2 \quad (43)$$

Combinando-se as expressões (41), (42) e (43), o resultado é a seguinte equação:

$$V_L = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) V_S \quad (44)$$

Fazendo-se a análise dual para as correntes do circuito, obtém-se que:

$$I_S = \left(1 + \frac{N_2}{N_1}\right) I_L \quad (45)$$

Ao se observar as equações (44) e (45), é possível identificar que o fator entre parênteses é a relação de transformação do regulador de tensão, uma vez que exerce a mesma função da relação do número de espiras em um transformador ideal. Portanto, este termo pode ser definido como um parâmetro geral, denominado a_R (Kersting, 2001).

$$a_R = 1 + \frac{N_2}{N_1} \quad (46)$$

Em um regulador de tensão, a relação N_2/N_1 depende de dois fatores, que são a capacidade de regulação do equipamento e a posição do *tap*. Assim sendo, a equação (46) pode ser reescrita de maneira a considerar estas variáveis, resultando na seguinte expressão:

$$a_R = 1 + \frac{R}{1600} \cdot \text{tap} \quad (47)$$

Nesta equação, foi considerado que o regulador possui 16 posições de *tap*, que é o caso mais comum; e o parâmetro R corresponde à capacidade de regulação, em porcentagem.

É importante frisar que todo o equacionamento acima desenvolvido foi realizado para o caso em que o regulador opera elevando a tensão de entrada. Assim, para que se obtenham expressões gerais, procede-se à análise do caso em que o regulador funciona como abaixador de tensão.

Nesta situação, observa-se que as tensões E_1 e E_2 terão as mesmas magnitudes que apresentavam no regulador elevador de tensão. Entretanto, com a chave CH na posição “L”, estas tensões estarão com ângulos de fase opostos. Sendo assim, é correto afirmar que:

$$\frac{E_1}{E_2} = -\frac{N_1}{N_2} \quad (48)$$

As equações 42 e 43 são válidas para o circuito do regulador de tensão nos dois modos de operação citados. Desta forma, expressões similares às equações (44) e (45) podem ser obtidas sem grande esforço, utilizando o mesmo raciocínio empregado anteriormente. Portanto, as equações finais de tensão e corrente nesta configuração ficam sendo:

$$V_L = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) V_S \quad (49)$$

$$I_S = \left(1 - \frac{N_2}{N_1}\right) I_L \quad (50)$$

Finalmente, percebe-se que as equações (44), (45), (49) e (50) podem ser condensadas em apenas duas equações, que permitem generalizar as duas situações apresentadas:

$$V_L = \left(1 \pm \frac{N_2}{N_1}\right) V_S \quad (51)$$

$$I_S = \left(1 \pm \frac{N_2}{N_1}\right) I_L \quad (52)$$

Em termos do fator a_R , estas equações tornam-se mais compactas e podem ser escritas da seguinte maneira:

$$V_L = a_R \cdot V_S \quad (53)$$

$$I_S = a_R \cdot I_L \quad (54)$$

Consequentemente, o fator a_R também recebe uma leve alteração em seu equacionamento:

$$a_R = 1 \pm \frac{R}{1600} \cdot tap \quad (55)$$

A utilização dos sinais que precedem a constante R segue a lógica apresentada no desenvolvimento das equações (48) a (52), e é sumarizada na tabela abaixo (Kersting, 2001).

Tabela 5.1 – Convenção de sinal para o fator a_R .

Modo Operacional	Sinal
Elevador	Positivo (+)
Abaixador	Negativo (-)

Novamente, ressalta-se que todo o equacionamento exposto neste subitem pode ser aplicado para reguladores de tensão do tipo B. Para isto, basta inverter os sinais

da Tabela 5.1e substituir o fator a_R pelo seu inverso nas expressões (53) e (54) (Kersting, 2001).

A análise do circuito equivalente do regulador de tensão e as equações apresentadas permitem ainda concluir que este equipamento contribui para a redução das perdas elétricas em um SD, uma vez que reduz as correntes que circulam pelas linhas (devido à elevação de tensão). Esta redução de corrente também pode ser verificada analisando-se as cargas do SD, pois, a exceção das cargas de impedância constante com a tensão – em que a corrente se eleva com o aumento da tensão – todas as demais se comportarão mantendo ou até mesmo reduzindo as correntes de carga.

O regulador tem por objetivo auxiliar na regulação de tensão dos alimentadores, e é usualmente utilizado para elevar a tensão em um ponto da rede. Assim sendo, a instalação deste equipamento em um alimentador altera apenas as tensões das barras a jusante do mesmo. Este efeito pode ser visualizado no alimentador exemplo, mostrado na Figura 5.8, que possui quatro barras de carga – as barras 2, 3, 5 e 7. O regulador está localizado entre as barras 6 e 7, e é representado pelo círculo com a seta.

Após ter calculado o fluxo de potência para três posições de *tap* diferentes, obteve-se os valores apresentados na Tabela 5.2, que contém as tensões nodais com módulo em p.u. e ângulo de fase em graus. Além disso, apresenta-se também a máxima queda de tensão (em porcentagem) para cada caso. A partir destes números, é possível verificar que conforme a tensão de saída do regulador aumenta, a queda de tensão diminui. Contudo, entre as simulações com *tap* igual a 5 e 10, este valor pouco se altera. Comprova-se então a influência do regulador apenas nas barras a jusante de seus terminais de saída, pois a existência deste equipamento entre as barras 6 e 7 não altera a tensão da barra 5, por exemplo.

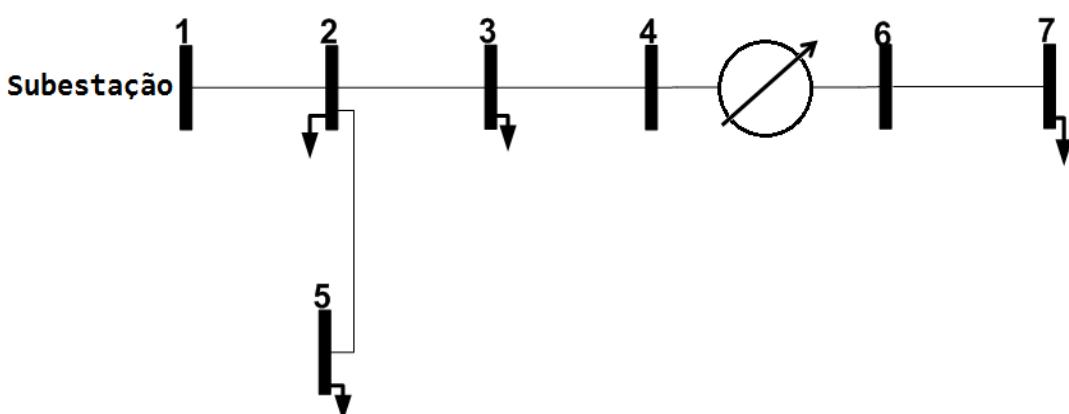


Figura 5.8 – Alimentador exemplo contendo um regulador de tensão.

Para melhor visualização deste efeito, os perfis de tensão presentes na Tabela 5.2 são mostrados graficamente na Figura 5.9. Nota-se que todas as barras a montante do regulador apresentam o mesmo perfil de tensão, independentemente da posição de *tap* aplicada.

Tabela 5.2 – Tensões em p.u. para diferentes posições de tap.

Barra	Tensão – Tap = 0	Tensão – Tap = 5	Tensão – Tap = 10
1	1.000 /__ 0.000	1.000 /__ 0.000	1.000 /__ 0.000
2	0.978 /__ -1.034	0.978 /__ -1.033	0.978 /__ -1.033
3	0.959 /__ -1.634	0.959 /__ -1.632	0.959 /__ -1.631
4	0.958 /__ -1.662	0.958 /__ -1.660	0.958 /__ -1.659
5	0.968 /__ -1.320	0.968 /__ -1.319	0.968 /__ -1.318
6	0.9581 /__ -1.662	0.988 /__ -1.660	1.018 /__ -1.659
7	0.9292 /__ -2.127	0.960 /__ -2.096	0.991 /__ -2.069
Máx. queda de tensão [%]	7.078	4.182	4.175

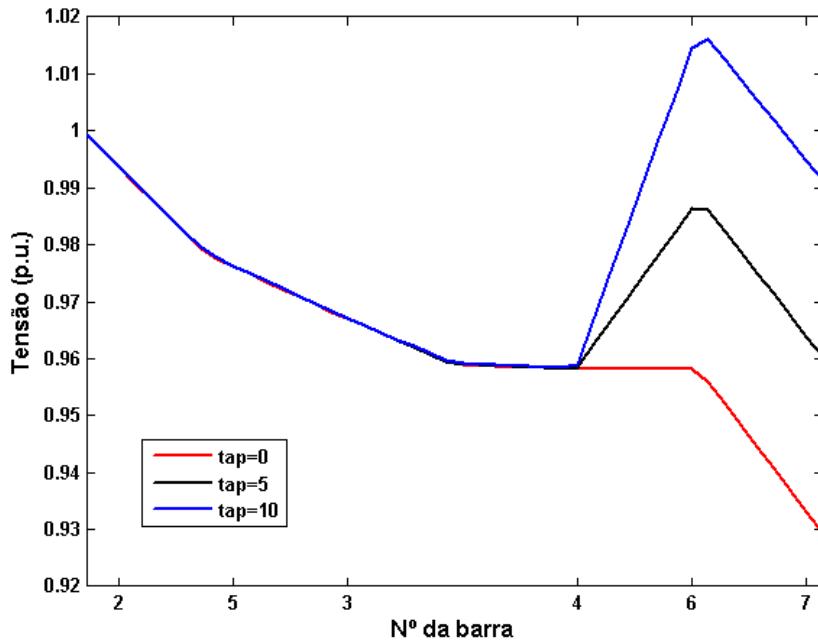


Figura 5.9 – Perfis de tensão do alimentador exemplo.

Mais uma vez, é importante ressaltar que estes resultados não validam a metodologia desenvolvida neste trabalho, e foram gerados apenas para o estudo da influência de um regulador de tensão em um SD. As simulações com sistemas reais e a validação da abordagem utilizada serão apresentados no capítulo seis.

Após ter estudado os aspectos relevantes do regulador de tensão, torna-se possível definir uma representação computacional para este equipamento, já que o mesmo será considerado como elemento dos SDs.

Neste trabalho, os reguladores de tensão são representados da mesma forma que um trecho de linha de um alimentador. Todavia, para diferenciá-lo de uma linha convencional, foi criada uma estrutura de dados que guarda a informação do tipo de elemento que existe entre quaisquer duas barras adjacentes no SD. Assim, quando o cálculo do fluxo de potência está sendo executado, a cada par de barras em processamento, verifica-se a existência de um regulador de tensão entre estas barras. No caso afirmativo, as equações de tensão e corrente a serem utilizadas nas etapas *Backward* e *Forward* do método são as equações (53) a (55), em concordância com a teoria apresentada neste capítulo. Caso exista um trecho de linha convencional, as expressões a serem aplicadas são aquelas apresentadas no item 4.2.2., que são as equações gerais do método de soma de correntes.

Com relação aos dados dos reguladores de tensão, foi criado um procedimento para ler estas informações de um arquivo de entrada, que contém as barras às quais os reguladores estão conectados, a capacidade de regulação (o parâmetro R do fator

a_R) e a posição do *tap* de cada regulador do SD. Estes dados são armazenados em estruturas de dados que são acessadas de acordo com a etapa de execução do cálculo do fluxo de potência.

Esta representação foi adotada por ser uma solução simplificadora para a inserção e tratamento destes equipamentos nas árvores de grafos utilizadas na metodologia MEAN.

5.2.3 O ajuste de *tap* via software

No equacionamento apresentado anteriormente para o regulador de tensão, pode-se observar que a determinação das tensões e correntes depende diretamente da posição do *tap*, que é representada nas equações pelo fator *tap*. De acordo com a metodologia exposta no item 5.2.2, este dado deve ser obtido de um arquivo de entrada que contém as informações dos BCs e dos reguladores de tensão. Desta maneira, o valor do *tap* é inserido no início do algoritmo e permanece constante durante toda a execução do cálculo do fluxo de potência.

Portanto, este procedimento exige que a posição do *tap* seja previamente determinada, dado que nem sempre é disponibilizado pelas concessionárias de distribuição de energia, uma vez que operam estes equipamentos especificando as tensões de interesse. Sendo assim, identificou-se a oportunidade de adequação da metodologia para a determinação do *tap* via software.

Para isso, os dados de entrada referentes ao regulador passaram a ser as barras às quais ele se conecta, a capacidade de regulação e a tensão V_{2esp} do secundário. Esta tensão especificada substitui a informação da posição do *tap*, mas permite que a mesma seja obtida iterativamente, junto com o cálculo das tensões e correntes do alimentador.

Neste trabalho, propõe-se que o ajuste do *tap* seja realizado apenas nas etapas *forward*, em que se calculam as tensões nas barras. Assim, com os valores calculados e a tensão V_{2esp} especificada para cada regulador, o valor do *tap* pode ser obtido com as seguintes expressões:

$$passo = \frac{R}{\text{Número de posições de tap}} \quad (56)$$

em que R é a capacidade de regulação, em número absoluto.

$$Tap = \frac{1}{passo} \cdot \left(\frac{V_{2esp}}{V_1} - 1 \right) \quad (57)$$

Em que V_1 é a tensão do primário do regulador, que é atualizada a cada iteração do fluxo de potência. É importante ressaltar que, embora a equação 57 não imponha qualquer restrição, a posição calculada do *tap* é limitada aos valores máximos do equipamento (no caso aqui considerado, +16 e -16), em concordância com suas condições reais de funcionamento. Além disso, sabendo-se que as posições de *tap* de um regulador são discretas, deve-se garantir que a variável *tap* seja um número inteiro. Na metodologia desenvolvida, tal tarefa é realizada por um sistema de arredondamento que considera o tipo de operação do regulador de tensão (elevação ou abaixamento).

Com relação ao equacionamento do regulador, a abordagem apresentada no item 5.2.2 não se altera, com a ressalva de se incluir as equações 56 e 57 no conjunto de equações do equipamento em questão.

Conforme citado anteriormente, o ajuste do *tap* é realizado de forma iterativa, à semelhança dos cálculos do fluxo de potência. Todavia, os valores de *tap* não são calculados em todas as etapas *forward* do processo iterativo. Para definir o critério de execução do ajuste, delimita-se uma faixa de tensões (contendo o valor especificado para a tensão V_{2esp}) que é utilizada para determinar se a tensão do secundário do regulador está dentro da tolerância estabelecida – neste trabalho, 0,5%. Caso esteja, o *tap* não é ajustado, permanecendo com o valor obtido em iterações anteriores. No caso de a tensão V_L estar fora da faixa de tensão aceitável, procede-se ao cálculo do valor do *tap*, que é ajustado com base nas tensões da iteração atual.

É importante ressaltar que, em uma iteração, o cálculo do *tap* é realizado apenas uma vez. Assim, quando este ajuste ocorre, a tensão V_L é recalculada e a execução da etapa *forward* prossegue normalmente. Verifica-se portanto que o critério de convergência do processo iterativo permanece sendo global, relacionado com o módulo e ângulo de fase das tensões em cada alimentador.

Destaca-se ainda que, após uma alteração de *tap*, as correntes do alimentador são ajustadas na etapa *backward*, da mesma forma como já descrito no item 4.2.2. Neste caso, porém, utiliza-se a equação (54) para os trechos em que há reguladores de tensão.

6. Testes e resultados

Com o intuito de avaliar o desempenho da metodologia proposta, foram realizados alguns testes com o SD da cidade de Marília-SP, um SD real de grande porte. O sistema foi considerado sem simplificações, ou seja, com todas as barras, linhas, chaves, BCs e reguladores de tensão existentes.

De acordo com dados reais deste SD, determinou-se que a tensão de linha empregada na rede de distribuição primária é de 13,2 kV. Quanto à composição, este SD possui 15.471 barras, 2.112 setores, 1.905 chaves, 20 alimentadores e 3 subestações, dados estes referentes ao SD do ano de 2.012.

Os programas computacionais foram implementados e linguagem C, e foram executados em um computador portátil (laptop) com processador Dual Core – T4200, 2GHz, 3Gbytes de memória RAM, Sistema Operacional Linux, distribuição Ubuntu 12.04; e o GCC 4.6.3 com compilador de linguagem C.

O procedimento de testes foi iniciado com a metodologia base deste trabalho, ou seja, com o algoritmo de fluxo de potência. Em seguida, após ter validado todas as situações de relevância sobre este tópico, realizaram-se testes com o AEMT, utilizado especificamente para a solução do problema de restabelecimento de energia. Neste caso, porém, os cálculos de fluxo de potência utilizados para avaliar os indivíduos foram aqueles desenvolvidos e apresentados neste trabalho.

Os resultados foram validados com base em dados fornecidos pela CPFL, concessionária de distribuição de energia elétrica que é responsável pelo SD da cidade de Marília. Estes dados foram obtidos a partir do programa computacional REDE, software utilizado pela empresa para estudo e planejamento dos SDs. Também é oportuno ressaltar que todos os dados referentes ao sistema (impedâncias dos trechos, cargas, potências, limites e topologia) foram obtidos diretamente da CPFL, como consentimento da empresa.

Desta maneira, a eficácia da metodologia pôde ser testada completamente, pois tanto o funcionamento independente quanto a aplicação da mesma em um software de reconfiguração de redes puderam ser verificados. Nos itens a seguir, serão apresentados os detalhes de cada teste realizado, bem como os resultados obtidos e a comparação destes com os valores fornecidos pela CPFL.

6.1 Teste sem dispositivos de regulação de tensão

O primeiro teste foi realizado com a condição de que o sistema deveria estar com os BCs e reguladores de tensão desconectados. Neste caso, o SD não possui

qualquer dispositivo de regulação de tensão, ou seja, somente as cargas estão presentes na rede elétrica. A Figura 6.1 ilustra a disposição dos alimentadores na tela do software REDE.

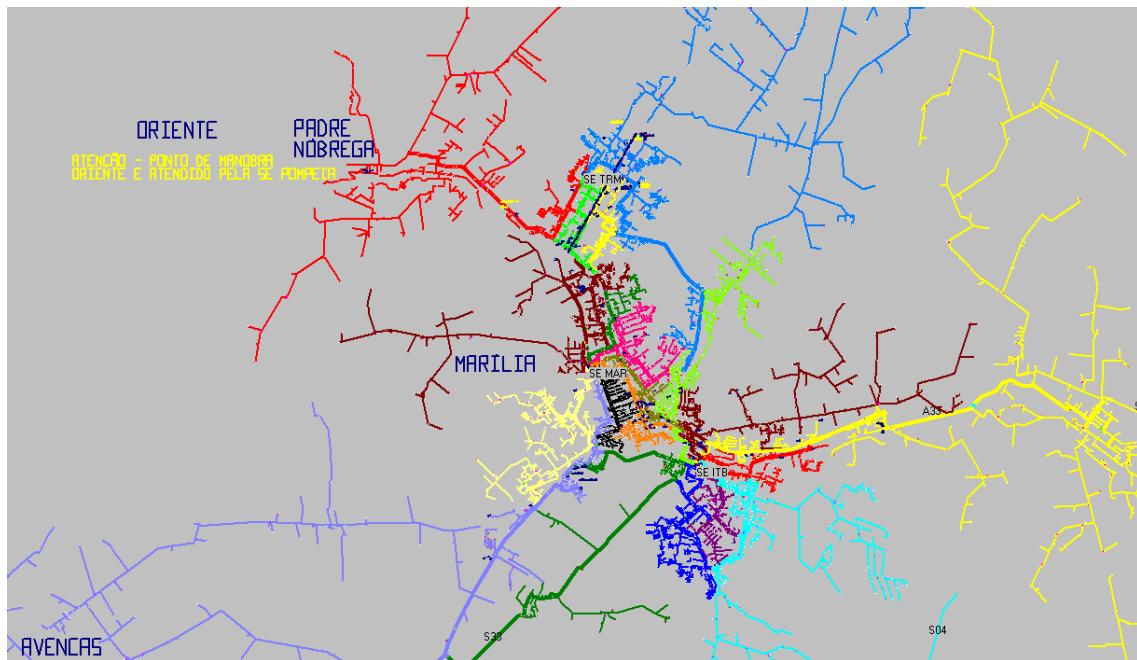


Figura 6.1 – Alimentadores do SD sem dispositivos de regulação de tensão.

O teste foi realizado aplicando-se o modelo de carga potência constante, e os dados de carga utilizados como entrada para o programa computacional foram as potências ativa e reativa de cada barra.

A fim de viabilizar a comparação de resultados com os dados da CPFL, o arquivo de saída gerado pelo programa contém a maior queda de tensão em cada alimentador, a máxima queda de tensão do SD e as perdas totais. Estes resultados são apresentados nas Tabelas 6.1 e 6.2, que também possuem os valores obtidos do REDE.

Tabela 6.1 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.

Alimentador	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
1	1,77	1,78
2	3,54	3,54
3	3,99	4
4	2,94	2,94
5	2,13	2,14
6	14,83	14,81
7	3,8	3,8
8	3,05	3,05
9	2,11	2,12

10	3,68	3,69
11	13,37	12,76
12	2,99	2,94
13	12,49	12,37
14	3,21	3,21
15	6,38	6,33
16	2,3	2,3
17	2,22	2,23
18	6,05	6,08
19	3,79	3,81
20	3,88	3,87

Tabela 6.2 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.

	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
Máxima queda de tensão do SD [%]	14,83	14,81
Perdas totais [kW]	2.291,6	2.290,2
Máximo carregamento da rede [%]	---	85,98
Número de iterações	---	9
Tempo [s]	---	0,85

Analizando-se os valores das Tabela 6.1 e 6.2, pode-se notar que os resultados gerados pela metodologia proposta neste trabalho são muito próximos daqueles obtidos com o programa REDE. Verifica-se ainda que o maior desvio entre estes valores ocorre no alimentador 11, que apresenta 0,61% de desvio. Com relação às perdas, a diferença representa 0,06% do valor fornecido pela concessionária.

6.2 Teste com bancos de capacitores

O segundo teste foi realizado com os BCs conectados à rede, mas mantendo-se os reguladores de tensão desligados. A Figura 6.2mostra o SD da cidade de Marília em uma tela do software REDE, evidenciando os pontos onde os BCs estão instalados (os círculos amarelos representam os BCs).

De acordo com os dados da CPFL, este SD conta com 33 BCs. Destes, 24 possuem potência de 600 kVAr; 3 são de 1.200 kVAr; 2 são de 150 kVAr; 3 são de 900 kVAr e um tem especificação de 300 kVAr.

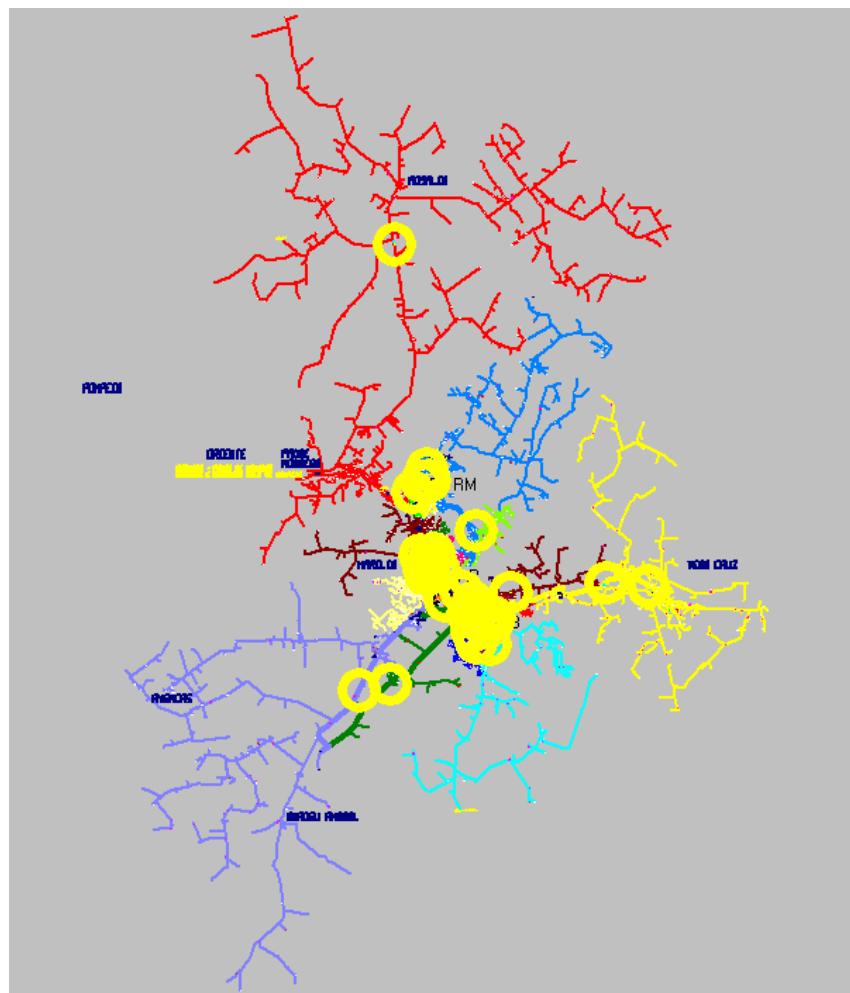


Figura 6.2 – Alimentadores do SD com os BCs.

Novamente, o teste foi realizado aplicando-se o modelo de carga potência constante, e os dados de entrada do programa computacional são os mesmos utilizados no teste anterior, com a adição de um arquivo que contém as informações dos BCs.

As tabelas a seguir mostram os resultados obtidos com a metodologia proposta e os dados correspondentes extraídos do REDE.

Tabela 6.3 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.

Alimentador	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
1	1,67	1,67
2	3,49	3,48
3	3,71	3,71
4	2,87	2,87
5	1,06	1,07
6	11,67	11,65
7	3,47	3,48

8	1,93	1,93
9	1,92	1,92
10	3,45	3,45
11	12,06	11,48
12	2,76	2,72
13	8,01	7,89
14	3,04	3,04
15	6,14	6,09
16	2,00	2,01
17	2,15	2,15
18	5,75	5,78
19	3,15	3,16
20	3,79	3,76

Tabela 6.4 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.

	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
Máxima queda de tensão do SD [%]	12,06	11,65
Perdas totais [kW]	2061,2	2.062,04
Máximo carregamento da rede [%]	---	79,49
Número de iterações	---	8
Tempo [s]	---	0,74

Com base nos valores apresentados na Tabela 6.3, obtém-se que o maior desvio entre os valores gerados pelo programa desenvolvido e os dados do REDE é de 0,58 %, e ocorre no alimentador 11.

Os dados da Tabela 6.4 permitem ainda verificar que a máxima queda de tensão obtida neste trabalho difere daquela fornecida pela CPFL por 0,41%, e a diferença existente entre as perdas totais apresentadas representa 0,04% do valor disponibilizado pela concessionária.

Comparando-se os dados das tabelas 6.2 e 6.4, identifica-se que a máxima queda de tensão, as perdas totais e o carregamento máximo da rede diminuíram na situação em que os capacitores estão conectados à rede. Este resultado era esperado, uma vez que os BCs reduzem a potência reativa demandada das subestações, melhoram o fator de potência e reduzem a queda de tensão nos alimentadores. Portanto, verifica-se que os resultados obtidos são coerentes com a teoria apresentada no capítulo 5, no que diz respeito ao efeito de um BC no SD.

6.3 Teste com bancos de capacitores e reguladores de tensão

Neste teste, foram considerados todos os BCs e reguladores de tensão, sendo, portanto, a representação mais completa do SD. A Figura 6.3 ilustra o SD utilizado neste trabalho, em que os círculos amarelos indicam a localização dos BCs e os círculos azuis representam os reguladores de tensão.

Neste sistema, existem 5 reguladores de tensão, todos com capacidade de regulação de 10% e 16 posições de *tap*. O teste foi realizado considerando-se o valor do *tap* fixo e fornecido antes da execução do programa computacional.

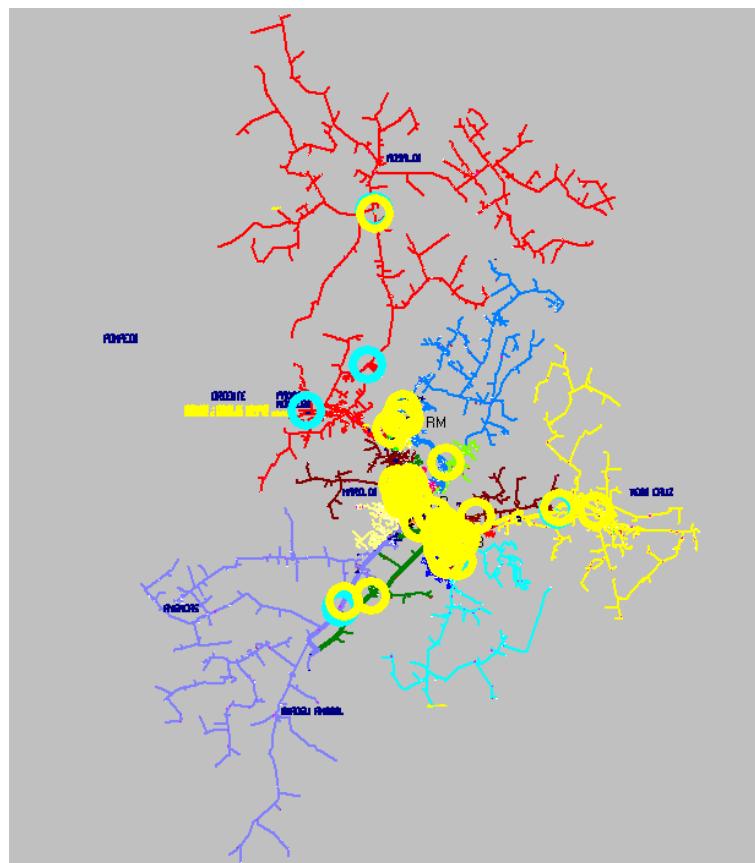


Figura 6.3 – Alimentadores do SD com BCs e reguladores de tensão.

Neste caso, o teste também foi realizado aplicando-se o modelo de carga potência constante, e os dados de entrada do programa computacional são os mesmos utilizados no teste anterior, porém com a inclusão das informações referentes aos reguladores no arquivo que contém os dados dos BCs.

Os resultados obtidos por meio da metodologia desenvolvida e os valores provisionados pela concessionária de energia são apresentados nas tabelas a seguir.

Tabela 6.5 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.

Alimentador	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
1	1,67	1,67
2	3,49	3,48
3	3,71	3,71
4	2,87	2,87
5	1,06	1,07
6	8,39	8,39
7	3,47	3,48
8	1,93	1,93
9	1,92	1,92
10	3,45	3,45
11	5,97	5,74
12	2,76	2,72
13	5,17	5,09
14	3,04	3,04
15	6,14	6,09
16	2,00	2,01
17	2,15	2,15
18	5,75	5,78
19	3,15	3,16
20	3,79	3,76

Tabela 6.6 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.

	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
Máxima queda de tensão do SD [%]	8,39	8,39
Perdas totais [kW]	2037	2.038,15
Máximo carregamento da rede [%]	---	79,49
Número de iterações	---	8
Tempo [s]	---	0,69

A análise dos dados da Tabela 6.5 permite verificar que o desvio máximo entre os valores fornecidos pela concessionária de energia e os valores calculados pela metodologia proposta é de 0,23%, que ocorre no alimentador 11. Portanto, percebe-se que as maiores discrepâncias entre os resultados sempre ocorrem neste alimentador.

Observando-se os dados de perdas da Tabela 6.6, é possível calcular a diferença percentual existente entre o valor gerado pela metodologia e aquele obtido do software REDE, que neste caso é de 0,05%.

Com relação à máxima queda de tensão, verifica-se que com a instalação dos reguladores de tensão, este valor se reduz显著mente. Esta tendência pode ser notada ao se comparar os dados das tabelas 6.2, 6.4 e 6.6, nesta ordem. Esta comparação também permite verificar que as perdas de potência ativa se reduzem com a instalação dos dispositivos de regulação de tensão.

Analizando-se o carregamento máximo da rede nos três testes, pode-se verificar que, diferentemente do que ocorre entre os dois primeiros casos, não há alteração de valor nas duas últimas situações testadas. Este resultado mostra que os reguladores de tensão não produziram efeito no sentido de reduzir o carregamento máximo da rede. Contudo, é importante destacar que esta conclusão não pode ser generalizada para todos os casos, porque, neste aspecto, o desempenho do regulador é dependente da localização onde o mesmo é instalado – se o trecho com carregamento máximo não estiver na área de atuação do regulador, este parâmetro não se altera.

6.4 Teste com ajuste de *tap* via software

Com o propósito de validar a metodologia proposta apresentada no item 5.2.3, o sistema completo (com reguladores de tensão e BCs) foi aplicado em um programa computacional que implementa o algoritmo de fluxo de potência com o ajuste de *tap* via software, da maneira como explicitado no item em questão.

Assim, as condições operacionais do SD em teste foram as mesmas utilizadas no teste anterior. Todavia, neste caso em específico, os dados de entrada referentes aos reguladores de tensão não contemplam a posição do *tap* a ser aplicada nos cálculos, mas contêm a tensão especificada para o secundário do regulador. No teste realizado, esta tensão foi especificada como sendo 13,68 kV para todos os reguladores de tensão, em concordância com a informação disponibilizada pela concessionária de energia.

As tabelas a seguir mostram os resultados obtidos da metodologia proposta e os dados correspondentes extraídos do REDE.

Tabela 6.7 – Máxima queda de tensão nos alimentadores, em porcentagem.

Alimentador	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
1	1,67	1,67
2	3,49	3,48
3	3,71	3,71
4	2,87	2,87
5	1,06	1,07

6	8,39	8,39
7	3,47	3,48
8	1,93	1,93
9	1,92	1,92
10	3,45	3,45
11	5,97	5,74
12	2,76	2,72
13	5,17	5,09
14	3,04	3,04
15	6,14	6,09
16	2	2,01
17	2,15	2,15
18	5,75	5,78
19	3,15	3,16
20	3,79	3,76

Tabela 6.8 – Parâmetros gerais do fluxo de potência.

	Resultado CPFL	Resultado da metodologia desenvolvida
Máxima queda de tensão do SD [%]	8,39	8,39
Perdas totais [kW]	2037	2.038,9
Máximo carregamento da rede [%]	---	79,49
Número de iterações	---	50
Tempo [s]	---	0,91

Comparando-se os dados da Tabela 6.7 com os dados da Tabela 6.5, percebe-se que os resultados gerados pelas duas metodologias são muito próximos. O maior desvio observado entre os valores obtidos pelo programa computacional e aqueles fornecidos pela CPFL se mantém em 0,23%, como no teste anterior. Entretanto, a diferença percentual existente entre as perdas totais (mostradas na Tabela 6.8) passou a ser 0,093% neste teste.

Um tópico que merece atenção na Tabela 6.8 é o número de iterações realizadas pelo programa computacional, assunto até então não abordado. Comparativamente, a metodologia de *tap* ajustável foi executada muito mais vezes do que a metodologia de *tap* fixo. Tal resultado mostra uma característica peculiar dos processos iterativos de fluxo de potência, que em determinadas situações não convergem.

Neste trabalho, durante os testes realizados com a metodologia de *tap* ajustável, observou-se que a divergência ocorria devido à alteração no *tap* de dois reguladores. Foi notado que seus valores de *tap* alternavam a cada iteração (+15 e +16 para um regulador; +2 e +4 para o outro regulador), e que estas modificações ocorriam em

ambos reguladores. Esta circunstância configurava, portanto, uma correlação do ajuste de *tap* entre os reguladores.

De fato, após analisar a disposição destes equipamentos no SD, verificou-se que ambos estavam instalados no mesmo alimentador, ou seja, em cascata. Desta forma, uma alteração em um regulador necessariamente interferia na operação do outro regulador.

Neste contexto, foi então possível verificar que, embora os valores de *tap* ajustados pelo software não terem sido exatamente aqueles fixados para o teste do item 6.3, os resultados gerados em ambos foram bastante semelhantes.

6.5 Testes com o AEMT

Depois de inserida a metodologia desenvolvida de fluxo de potência no programa que implementa o algoritmo de reconfiguração de redes AEMT, foram realizados diversos testes simulando a ocorrência de uma falta permanente no SD. Esta situação configura um problema de restabelecimento de energia, e, portanto, pode ser solucionada com a utilização da reconfiguração de redes.

A falta foi aplicada no setor 1.779, que se localiza no início do alimentador 20, provocando assim a abertura do disjuntor deste alimentador e a interrupção do fornecimento de energia a todos os consumidores conectados a ele. Para restabelecer o suprimento de energia elétrica destes consumidores, existe a possibilidade de se fechar uma chave NA existente entre setores adjacentes dos alimentadores 20 e 6. Após a isolação do setor em falta, o fechamento desta chave produz a configuração inicial do processo de reconfiguração de redes. Neste caso, porém, o carregamento máximo da rede atingiu o valor de 109,66%, inviabilizando a operação do sistema nesta configuração. Deste modo, o processo de reconfiguração do AEMT teve de ser continuado, a fim de atender todas as restrições operacionais.

A execução do algoritmo foi feita considerando-se os seguintes valores de parâmetros: $\delta = 0,1$, $w_x = 100$, $w_s = 100$, $w_v = 100$ e $G_{max} = 15.000$. Além disso, é importante destacar que nos cálculos de fluxo de potência implantados, os reguladores foram considerados com *tap* fixo, isto é, sem ajuste de *tap* via software. Com esta conjuntura, foram realizadas 100 simulações, produzindo assim 100 planos de restabelecimento, não todos iguais. As características operacionais das configurações iniciais são apresentadas na Tabela 6.9, enquanto que os dados das soluções finais de todas as simulações apresentam-se na Tabela 6.10. Nesta última tabela, o número de manobras de chaveamento corresponde à quantidade operações necessárias para se obter a solução final, a partir da configuração inicial do sistema.

Tabela 6.9 – Características operacionais da configuração inicial

Valor	Carregamento máximo da rede [%]	Carregamento máximo de subestação [%]	Máxima queda de tensão [%]	Perdas totais [kW]
Mínimo	109,66	84,04	7,78	1415,83
Médio	109,66	84,04	7,78	1415,83
Máximo	109,66	84,04	7,78	1415,83

Tabela 6.10 – Características operacionais das configurações finais.

Valor	Carregamento máximo da rede [%]	Carregamento máximo de subestação [%]	Máxima queda de tensão [%]	Perdas totais [kW]	Número de manobras de chaveamento	Tempo [s]
Mínimo	62,83	84,04	4,74	1104,32	1	55,04
Médio	86,40	84,76	6,27	1306,22	4,06	86,45
Máximo	96,76	87,41	9,72	1405,75	11	159,78

A partir dos dados das tabelas acima, pode-se concluir que o *software* de reconfiguração de redes obteve resultados satisfatórios, uma vez que conseguiu gerar soluções factíveis. Observa-se ainda que as soluções finais apresentam carregamento de rede, queda de tensão e perdas menores que aquelas obtidas nas configurações iniciais. Este resultado mostra, portanto, a eficácia do AE presente no AEMT, pois a qualidade das soluções finais foi aumentada devido à execução do algoritmo.

Além disso, os resultados gerados são condizentes com aqueles obtidos para o sistema sem falta, que é o caso apresentado e validado no item 6.3. Isto evidencia que a metodologia de fluxo de potência desenvolvida neste trabalho pôde ser apropriadamente aplicada no algoritmo de reconfiguração de redes AEMT, atendendo assim os objetivos propostos neste trabalho.

Contudo, há que se considerar que os tempos de execução foram significativamente maiores do que a média de tempo obtida em *softwares* que utilizam metodologias de fluxo de potência de apenas uma iteração – da ordem de 35 segundos, segundo (Simone L.F.C, 2012). Estas metodologias são, em verdade, iterativas, mas alguns *softwares* as utilizam considerando apenas a primeira iteração, o que faz com que o tempo de processamento seja reduzido.

7. Conclusão

Este trabalho teve como foco o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo de fluxo de potência que pudesse ser aplicada no problema de restabelecimento de energia em SDs. Neste contexto, os objetivos incluíam a consideração dos reguladores de tensão e dos BCs no rol de elementos que compõem a representação destes sistemas.

Para atingir tais objetivos, foi necessário entender o problema de restabelecimento de energia, os métodos de cálculo de fluxo de potência, a modelagem das cargas e os fundamentos da reconfiguração de redes. Acerca destes assuntos, alguns tópicos merecem destaque, já que foram intensamente utilizados no desenvolvimento deste trabalho.

Iniciando com a representação dos componentes de um SEP, foi realizado um estudo da estrutura e dos elementos mais importantes dos SDs, que são tema principal neste trabalho. Neste estudo, a função das chaves, transformadores, BCs e reguladores de tensão foram brevemente analisados. Em seguida, prosseguiu-se ao entendimento da solução do problema de restabelecimento de energia por meio da reconfiguração de redes. Nesse âmbito, foram definidas a formulação matemática do problema e as restrições que são impostas tanto às soluções geradas quanto ao processo de obtenção das mesmas.

Conforme citado em Sanches (2013), o desempenho dos algoritmos que implementam a reconfiguração de redes é fortemente relacionado com a estrutura de dados utilizada, ou seja, com a representação do SD. Assim, este trabalho também abordou as principais características da RNP, que é a representação utilizada na metodologia aqui desenvolvida.

Com estes conhecimentos, foi possível estudar a aplicação de AEs no tratamento do problema de restabelecimento de energia. Mais especificamente, enfatizou-se a compreensão do AEMT, algoritmo de reconfiguração de redes apresentado em Santos (2009) para a solução do problema em questão. Na sequência, foi apresentado um estudo completo dos métodos de cálculo de fluxo de potência, que são assuntos principais deste trabalho e exercem papel fundamental no funcionamento do AEMT.

A fim de cumprir com o objetivo proposto neste trabalho, apresenta-se então uma metodologia de cálculo de fluxo de potência que considera o efeito dos BCs e dos reguladores de tensão nos alimentadores de um SD. De acordo com a teoria previamente apresentada, enuncia-se que os BCs são tratados como uma carga do sistema com potência puramente reativa. Quanto ao regulador de tensão, este é

modelado à semelhança de um trecho de linha, mas que contém características específicas que permitem representá-lo de forma satisfatória.

Após ter sido definida completamente, a metodologia desenvolvida foi testada e validada em um SD real de grande porte, que é o SD da cidade de Marília-SP, em operação no ano de 2.012. Os resultados obtidos para o cálculo do fluxo de potência foram bastante próximos daqueles fornecidos pela concessionária de distribuição de energia elétrica da cidade mencionada. Além disso, o número de iterações e o tempo de execução das simulações realizadas também foram satisfatórios. Com relação ao método que implementa o ajuste de *tap* via software, deve-se fazer uma ressalva para as situações em que dois reguladores são colocados em série, pois verificou-se que, nesta condição, a convergência é afetada substancialmente.

Finalmente, os testes realizados com o AEMT (contendo a metodologia de fluxo de potência desenvolvida neste trabalho) revelaram que a aplicação do método proposto no algoritmo de reconfiguração de redes é perfeitamente possível. Além disso, os resultados mostram que os valores obtidos nos testes são bastante satisfatórios, tanto para o AEMT quanto para a metodologia de fluxo de potência desenvolvida. Há, no entanto, uma queda de desempenho no que diz respeito ao tempo de execução do software, quando este é comparado a outros que utilizam rotinas de fluxo de potência não iterativo.

Enfim, pode-se concluir que o desenvolvimento da metodologia apresentada neste trabalho permitiu um ganho significativo no que diz respeito à exatidão das soluções geradas não somente pelo AEMT, mas também pelos programas que implementam exclusivamente algoritmos de fluxo de potência. Como perspectiva de trabalhos futuros, pode-se citar a consideração dos dados de ampacidade (especificação de corrente máxima) no mecanismo de ajuste de *tap* via software, bem como o desenvolvimento de uma metodologia para a solução dos casos de divergência do fluxo de potência, principalmente quando este é aplicado ao reconfigurador de redes. Uma solução para este problema poderia ser a implantação de uma lógica de exclusão mútua para o ajuste dos reguladores em cascata: ao se alterar o *tap* de um regulador, os demais não poderiam ser modificados (na mesma iteração).

Importa ainda destacar que a metodologia desenvolvida neste trabalho de conclusão de curso possibilitou a elaboração de um artigo científico, que foi submetido ao XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (Marques et al, 2014).

Referências bibliográficas

- ASADA, E. N. *Controle de tensão em sistemas de distribuição*. Notas de aula, 2013.
- Deb, K., 2001. *Multi-objective optimization using evolutionary algorithms*.
- Delbem, A. C. B., de Carvalho, A. C., Policastro, C. A., Pinto, A. K. O., Honda, K. and Garcia, A. C. (2004). Node-depth encoding for evolutionary algorithms applied to network design, GECCO, pp. 678-687.
- Delbem, A.C.B., de Carvalho, A.C.P.L.F. & Bretas, N.G., 2005. *Main chain representation for evolutionary algorithms applied to distribution system reconfiguration*. Power Systems, IEEE Transactions on, 20(1), pp.425-436.
- Gradshteyn, I. S. and Ryzhik, I. M. (2000). *Tables of Integrals, Series, and Products*, Academic Press, San Diego.
- H.A. Ruiz, 2013. Desenvolvimento de um estimador de estado para sistemas de distribuição de energia elétrica desbalanceados, tese de doutorado em Engenharia Elétrica – Faculdade de Engenharia Elétrica - Universidade Estadual Paulista “Julho de Mesquita Filho”.
- Kagan, N.; de Oliveira, C. C. B.; Robba, E. J. *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. São Paulo: Edgard Blucher, 2005.
- Kersting, William H. *Distribution System Modeling and Analysis*. Boca Raton: CRC Press, 2001.
- Mansour, M.R., 2009. Algoritmo para obtenção de planos de restabelecimento para sistemas de distribuição de grande porte. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica/EESC/USP. Disponível em:
<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-06052009-100440/pt-br.php>.
- Mansour, M.R. et al., 2009. *Energy restoration in distribution systems using multi-objective evolutionary algorithm and an efficient data structure*. In PowerTech, 2009 IEEE Bucharest. pp. 1-7.

Marques, L. T. Texto do exame de qualificação de mestrado em Engenharia Elétrica/EESC/USP, 2012.

Marques, L. T.; Pereira, D. H.; Sanches, D. S.; Delbem, A. C. B.; London Jr., J. B. A. (2013), “Metodologias para Restabelecimento de Energia com Priorização de Consumidores Especiais em Sistemas de Distribuição de Grande Porte”. XI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, p. 1-6.

Marques, L. T.; SILVA, M.; Pereira, D. H.; Delbem, A. C. B.; London Jr., J. B. A.; de Gois, A. M.; Leopoldino, R. (2014), “Metodologia para Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição com Priorização de Chaves Controladas Remotamente: Aplicação em um Sistema Real da CPFL”. XXI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2014.(Submetido)

Marquez, R.A.C, 2012. *Restabelecimento de Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Algoritmos Evolutivo e da Representação Nô-Profundidade*. QualificaçãoMestrado-USP.

Sanches, D.S. et al., 2011. *Integrating relevant aspects of moeas to solve loss reduction problem in large-scale Distribution Systems*. In PowerTech, 2011 IEEE Trondheim. pp. 1-6.

PRODIST, 2012. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. ANEEL.

Sanches, D. S.; Lima, T. W.; Santos, A. C.; Delbem, A. C. B., L. J. J. B. Node-depth encoding with recombination for multi-objective evolutionary algorithm to solve loss reduction problem in large-scale distribution systems. In: Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, 2012b, p. 1-8.

Sanches, D. S. (2013). Algoritmos evolutivos multi-objetivo para reconfiguração de redes em sistemas de distribuição de energia elétrica, Tese de doutorado em Engenharia Elétrica - EESC/USP. Disponível em: www.teses.usp.br.

Santos, A. C. (2009). Algoritmo evolutivo computacionalmente eficiente para reconfiguração de sistemas de distribuição. Tese de doutorado em Engenharia

Elétrica-EESC/USP. Disponível em:

<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18154/tde-27052009-14470.php>.

Santos, A. C. ; Delbem, A. C. B. ; London, JR., J. B. A. ; Bretas, N. G. (2010), “Node-Depth Encoding and Multiobjective Evolutionary Algorithm Applied to Large-Scale Distribution System Reconfiguration”. IEEE Transactions on Power Systems, p. 1-12.

Santos, A.; Delbem, A.; Bretas, N. Energy restoration for large-scale distribution system using ea and a new data structure. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, p. 1 – 8, 2008.

Shirmohammadi, D., 1992. *Service restoration in distribution networks via network reconfiguration*. Power Delivery, IEEE Transactions on, 7(2), pp.952-958.

Simone, L. F. C (2012). Reconfiguração de redes para restabelecimento de energia em um sistema de distribuição real. Trabalho de conclusão de curso em Engenharia Elétrica/EESC/USP.

de Souza, B. A. Fluxo de potência em sistemas de distribuição. Dissertação de Mestrado, UFPB, 1995.