

**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE CAMPINAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE
INFRAESTRUTURA URBANA**

FABIANA DA SILVA PODELESKI

**RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
MODELO DE FLUXO DE CORRENTE ÓTIMO**

CAMPINAS

2017

FABIANA DA SILVA PODELESKI

**RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR
MODELO DE FLUXO DE CORRENTE ÓTIMO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito obrigatório para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Área de concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Orientação: Prof. (a). Dr. (a). Lia Toledo Moreira Mota

Coorientação: Prof. Dr. Marcius Fabius Henriques De Carvalho

CAMPINAS

2017

Ficha Catalográfica
Elaborada pelo Sistema de Bibliotecas e
Informação - SBI - PUC-Campinas

t621.3191 Podeleski, Fabiana da Silva.
P742r Recomposição de sistemas de distribuição de energia elétrica por
 modelo de fluxo de corrente ótimo / Fabiana da Silva Podeleski. -
 Campinas: PUC-Campinas, 2017.
 87p.

 Orientadora: Lia Toledo Moreira Mota. Coorientador: Marcius Fabius
 Henriques de Carvalho.

 Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de
 Campinas, Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias,
 Pós-Graduação em Sistemas de Infraestrutura Urbana.
 Inclui bibliografia.

 1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Distribuição. 3.
 Otimização matemática. I. Mota, Lia Toledo Moreira. II. Carvalho, Mar-
 cius Fabius Henrique de. III. Pontifícia Universidade Católica de Campi-
 nas. Centro de Ciências Exatas e de Tecnologias. Pós-Graduação em
 Infraestrutura Urbana. IV. Título.

 22.ed. CDD – t621.3191

FABIANA DA SILVA PODELESKI

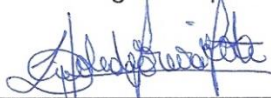
**RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA POR MODELO DE FLUXO DE
CORRENTE ÓTIMO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Sistemas de Infraestrutura Urbana do Centro de Ciências Exatas, Ambientais e de Tecnologias da Pontifícia Universidade Católica de Campinas como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Sistemas de Infraestrutura Urbana.
Área de Concentração: Sistemas de Infraestrutura Urbana.

Orientador (a): Prof. (a). Dr. (a) Lia Toledo Moreira Mota.

Co-orientação: Prof. (a) Dr. (a) Marcius Fabius Henriques de Carvalho.

Dissertação defendida e aprovada em 29 de junho de 2017 pela Comissão Examinadora constituída dos seguintes professores:



Profa. Dra. Lia Toledo Moreira Mota
Orientadora da Dissertação e Presidente da Comissão Examinadora
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Profa. Dra. Marina Lavorato de Oliveira
Pontifícia Universidade Católica de Campinas



Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP

AGRADECIMENTOS

À Professora Doutora Lia Toledo Moreira Mota, por seu apoio e incentivo à construção deste trabalho. Sem seu conhecimento e direcionamento não seria possível realizá-lo.

Ao Professor Doutor Marcius Fabius Henriques de Carvalho, por seu suporte ao conduzir o trabalho e, principalmente, pela ajuda em superar minhas próprias dificuldades para avançar neste projeto.

Ao Professor Alexandre de Assis Mota, pelo seu entusiasmo e incentivo em evoluir na vida acadêmica. Somente boas recordações ficarão em minha memória.

À Comissão de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo financiamento da pesquisa durante todo o período do curso de Mestrado entre os anos de 2015 e 2017.

À Pontifícia Universidade Católica de Campinas, pela Infraestrutura oferecida.

À minha querida mãe, pela sua capacidade de me fortalecer e estar ao meu lado nos momentos de incerteza, por acreditar nos meus sonhos e fazer deles os seus também. Agradeço ao meu pai, que mesmo ausente, sempre está presente em minha vida guiando-me para a certeza de que tudo vai dar certo.

Aos meus queridos irmãos, pelo incentivo e amizade recebidos, meus grandes parceiros de vida.

Ao meu esposo, Jaime, por seu companheirismo e apoio a novos desafios.

Aos amigos que participaram ao longo deste trabalho para a sua finalização.

São muitas as pessoas que gostaria de agradecer, não apenas por este trabalho, mas por terem tido participação na minha formação e na minha vida.

"Faça o que puder, com o que tiver, onde estiver."

Theodore Roosevelt

RESUMO

PODELESKI, Fabiana da Silva. *Recomposição de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica por Modelo de Fluxo Ótimo de Corrente*. 2017. 87f. Dissertação de Mestrado do Programa de Pós-graduação *Stricto Sensu* em Sistemas de Infraestrutura Urbana. Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas - SP, 2017.

O presente documento propõe um novo enfoque para a recomposição de sistemas de distribuição de energia elétrica resolvido por modelo de Fluxo de Corrente Ótimo (FCO). A importância de se trabalhar com propostas para recomposição utilizando FCO é possibilitar a análise do problema de recomposição por um modelo de programação matemática multiobjetivo, com função objetivo linear ou quadrática e restrições que representem a estrutura da rede do sistema de distribuição. São avaliados dois objetivos para a recomposição, minimização de perdas e menor tempo de recomposição, resultando em um problema de programação multiobjetivo. A ação de recomposição proposta compreende manobras para transferência de carga às áreas que se encontram ilhadas devido à interrupção de fornecimento de energia. A proposição está dirigida às redes primárias de distribuição, caracterizadas por apresentarem topologia radial e se encontrarem em um estado restaurativo, quando há presença de uma falha permanente. Também é adequada a sistemas com geração distribuída (GD) quando os fluxos nos ramos deixam de ser unidirecionais. A resolução do problema parte do conhecimento prévio do sistema de distribuição (topologia e níveis operacionais), da região afetada e dos possíveis recursos restauradores para restauração da rede por meio de FCO. A função objetivo pode ser representada por uma função linear ou quadrática para as perdas. A representação linear resulta em um problema com equações e inequações lineares, ou seja, em um problema de programação linear. A utilização de uma função objetivo quadrática (minimização de perdas) implica em um modelo mais complexo para execução, uma vez que reúne um conjunto de equações e inequações lineares e não lineares, quando se tratar de um problema multiobjetivo. O modelo quadrático pode se tornar impróprio para aplicações em tecnologias de redes inteligentes devido ao maior tempo de execução de algoritmo. Os resultados atestaram a importância de aplicação de uma proposta multiobjetivo, pois quando avaliados individualmente os critérios de minimização de perdas e de menor tempo de recomposição, foram obtidas diferentes opções de recomposição.

Palavras-chave: *Recomposição, Sistema de Distribuição de Energia Elétrica, Fluxo de Corrente Ótimo, Otimização, Programação Multiobjetivo.*

ABSTRACT

PODELESKI, Fabiana da Silva. *Network Restoration in Distribution Systems using Optimal Current Flow Model*. 2017. 87p. Master's Dissertation - *Stricto Sensu* Postgraduate Program in Urban Infrastructure Systems. Pontifícia Universidade Católica de Campinas, Campinas - SP, 2017.

This document proposes a new approach for the restoration of electric power distribution systems by optimal current flow model (OCF). The importance of working with proposals for restoration using OCF is to allow analyzing the problem of restoration by a multiobjective mathematical programming model with linear or quadratic objective function and constraints that represent the network structure of the distribution system. Two objectives are evaluated for the restoration, losses reduction and recomposition time, resulting in a multiobjective programming problem. The proposed restoration action consists of opening and closing of branches in order to transfer loads to areas that are affected by interrupting the power supply. The proposition is directed to the primary distribution networks, characterized by presenting a radial topology and being in a restorative state, when there is a permanent fault. It is also suitable for systems with distributed generation (DG) when the power flow in the branches is no longer unidirectional. The resolution of the problem starts from the prior knowledge of the distribution system (topology and operational levels), the affected region and the possible recomposition resources for restoring the network through OCF model. The objective function of losses can be represented by a linear or a quadratic function. The linear representation results in a problem with linear equations and inequalities, that is, in a linear programming problem. The use of a quadratic objective function (minimization of losses) implies a more complex model for execution, since it results in a set of linear and non-linear equations and inequalities, when it is a multiobjective problem. The quadratic model may become unsuitable for applications in smart grid technologies due to longer algorithm execution time. The results attested the importance of applying a multiobjective proposal, because when individually evaluated the criteria of loss minimization and shorter recomposition time, different recomposition options were obtained.

Keywords: Restoration, Distribution System, Recomposition, Optimal Current Flow, Optimization, Multi-objective Programming.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Sistema Unifilar Radial com Defeito | 1 |
| Figura 2 – Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência | 9 |
| Figura 3 – Sistema de Integração Eletroenergética | 10 |
| Figura 4 – Diagrama Esquemático do SEP | 11 |
| Figura 5 – Diagrama unifilar de um SEP | 13 |
| Figura 6 – Representação de rede de distribuição | 14 |
| Figura 7 – Relações entre modos de operação de sistema elétrico de potência | 16 |
| Figura 8 – Teste e decisão do método Desultory | 22 |
| Figura 9 – Decisão de menor perda método do autor Civanlar (1988) | 23 |
| Figura 10 – Rede de distribuição de 16 barras | 25 |
| Figura 11 – Representação do sistema radial de 8 barras | 27 |
| Figura 12 – Rede de distribuição com GD | 30 |
| Figura 13 – Lei de Tensão de Kirchhoff | 47 |
| Figura 14 – Diagrama de um sistema generalizado de distribuição | 49 |
| Figura 15 – Rede de distribuição de 16 barras | 53 |
| Figura 16 – Cenário 1 | 55 |
| Figura 17 – Cenário 2 | 57 |
| Figura 18 – Rede de distribuição de 33 barras | 59 |
| Figura 19 – Cenário 3 | 62 |
| Figura 20 – Cenário 4 | 64 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| TABELA 1 – Lei de Corrente de Kirchhoff aplicada à rede de 5 barras | 50 |
| TABELA 2 – Estrutura de dados | 51 |
| TABELA 3 – Dados das injeções, rede de 16 barras | 53 |
| TABELA 4 – Dados dos ramos da rede de 16 barras | 54 |
| TABELA 5 – Dados de Tempo de Recomposição - Recursos da Rede de 16 Barras | 54 |
| TABELA 6 – Resultados do Cenário 1 _ linear | 55 |
| TABELA 7 – Resultados do Cenário 1 _ quadrática | 56 |
| TABELA 8 – Resultados do Cenário 2 _ linear | 57 |
| TABELA 9 – Resultados do Cenário 2 _ quadrática | 58 |
| TABELA 10 – Dados das barras, rede de 33 barras | 60 |
| TABELA 11 – Dados dos ramos da rede de 33 barras | 61 |
| TABELA 12 – Dados de Tempo de Recomposição - Recursos da Rede de 33 Barras | 62 |
| TABELA 13 - Resultados do Cenário 3 _ linear | 63 |
| TABELA 14 – Resultados do Cenário 3 _ quadrática | 64 |
| TABELA 15 - Resultados do Cenário 4 _ linear | 65 |
| TABELA 16 - Resultados do Cenário 4 _ quadrática | 66 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|--|
| A | = Matriz incidência pós contingência |
| ABRADEE | = Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| ANEEL | = Agência Nacional de Energia Elétrica |
| C | = Matriz incidência de recursos disponíveis para recomposição |
| CA | = Corrente Alternada |
| CC | = Corrente Contínua |
| CH | = Chave |
| DC OCF | = <i>Optimal Current Flow in Direct Current</i> |
| DEA | = Análise de Envoltória de Dados |
| DEC | = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| DG | = <i>Distributed Generation</i> |
| FACTS | = <i>Flexible ac Transmission systems</i> |
| FBSM | = Método <i>Backward/Forward Sweep</i> |
| FCO | = Fluxo de Corrente Ótimo |
| FDLF | = Método Desacoplado Rápido |
| FEC | = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora |
| FP | = Fluxo de Potência |
| FO | = Função Objetivo |
| GD | = Geração Distribuída |
| GTD | = Geração, Transmissão e Distribuição |
| I | = Corrente |
| J | = Vetor de unicidade |
| MINIMAX | = Programação multiobjetivo, minimizar / maximizar |
| MME | = Ministério de Minas e Energia |
| MOMD | = Método de Otimização de Programação Multiobjetivo para Sistema de Distribuição |
| NA | = Estado da chave normalmente aberta (chave) |
| NF | = Estado da chave normalmente fechada (chave) |
| NR | = Newton-Raphson |
| OIEE | = Oferta Interna de Energia Elétrica |
| NOS | = Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| P | = Potência Ativa |
| PI | = Programação Inteira |
| PL | = Programação Linear |

| | |
|---------------------|--|
| PNL | = Programação Não-Linear |
| PRODIST Nacional | = Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| R | = Resistência |
| R/X | = Relação resistência / reatância |
| RBB | = <i>Restoration Building Blocks</i> |
| RE-SEB | = Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro |
| SCADA | = Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados |
| SE | = Subestações |
| SEP | = Sistema Elétrico de Potência |
| SIN | = Sistema Interligado Nacional |
| SRD | = Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição |
| V | = Tensão |
| X | = Reatância |
| Z | = Impedância ($R + X$) |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | INTRODUÇÃO | 1 |
| 1.1 | Contextualização e Justificativa | 4 |
| 1.2 | Problema | 5 |
| 1.3 | Objetivos | 5 |
| 1.3.1 | Objetivo Geral | 5 |
| 1.3.2 | Objetivos Específicos | 6 |
| 1.4 | Considerações Gerais para Resolução do Problema | 6 |
| 1.5 | Metodologia Proposta | 7 |
| 1.6 | Estruturação do Texto | 8 |
| 2 | SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA | 9 |
| 2.1 | Sistema Elétrico de Potência | 9 |
| 2.2 | A Distribuição de Energia | 11 |
| 2.2.1 | O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica | 13 |
| 2.2.2 | Sistemas de Distribuição Primária | 14 |
| 2.2.3 | Estados da Rede Elétrica | 15 |
| 2.2.4 | Recomposição | 16 |
| 3 | ESTRATÉGIAS PARA RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA | 20 |
| 3.1 | Definição de Passos para Realizar a Recomposição de Rede | 20 |
| 3.1.1 | Principais Critérios para Reconfiguração | 21 |
| 3.2 | Diferentes Encaminhamentos para Solução de Problemas de Recomposição | 21 |
| 3.3 | Considerações | 32 |
| 4 | FLUXO DE CARGA EM CORRENTE ALTERNADA POR MODELOS DE FLUXO EM REDES | 34 |
| 4.1 | Introdução | 34 |
| 4.2 | Fluxo de Potência em Corrente Contínua a partir do Modelo de Corrente Alternada | 35 |
| 4.3 | Fluxo de Potência em CC Representado Pela Lei de Correntes de Kirchhoff | 36 |
| 4.4 | Modelo de Fluxo de Potência CC como Problema de Mínimo Esforço | 38 |
| 4.5 | Equivalência Entre o Modelo Clássico e o Modelo de Fluxo em Redes | 38 |

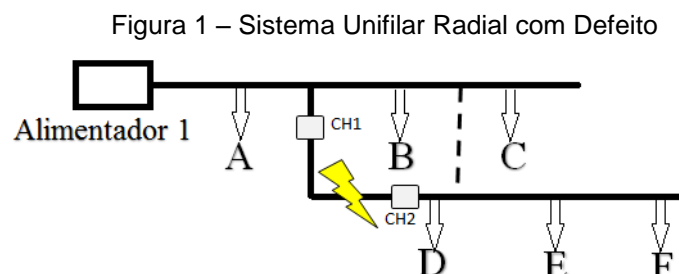
| | |
|--|----|
| 4.6 Fluxo de Carga Ótimo em CC Considerando a Capacidade da Linha de Transmissão | 39 |
| 4.7 Métodos para Solução do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo | 39 |
| 4.8 Considerações | 40 |
| 5 RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA POR FLUXO DE CORRENTE ÓTIMO | 42 |
| 5.1 Proposta | 42 |
| 5.2 Formulação do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo | 43 |
| 5.2.1 Decisão por Minimização das Perdas | 43 |
| 5.2.2 Decisão por Menor Tempo de Recomposição | 44 |
| 5.2.3 A Recomposição como um problema de Otimização Multiobjetivo | 45 |
| 5.3 Decomposição do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo Considerando a Parte Real e a Parte Imaginária | 45 |
| 5.4 Consideração da Lei de Tensão de Kirchhoff | 46 |
| 6 APLICAÇÃO DA PROPOSTA À RECOMPOSIÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO | 48 |
| 6.1 Exemplo de Aplicação | 49 |
| 6.1.1 Função Objetivo | 49 |
| 6.1.2 Lei de Corrente de Kirchhoff | 50 |
| 6.1.3 Lei de Tensão de Kirchhoff | 50 |
| 6.1.4 Restrição de Unicidade | 50 |
| 6.2 Estudo de Caso | 52 |
| 6.2.1 Rede de 16 Barras | 52 |
| 6.2.2 Rede de 33 Barras | 58 |
| 7 CONCLUSÕES | 67 |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 69 |

1 INTRODUÇÃO

O sistema de distribuição de energia elétrica, composto por um conjunto de componentes físicos e de *software*, opera sob condições adversas que podem levá-lo a uma situação de falha¹. Borges *et al.* (2012) classificam os principais eventos que podem acometer uma rede de distribuição em duas vertentes:

- Eventos naturais, como descargas atmosféricas, vendavais, tornados, terremotos, geadas;
- Eventos humanos, ocasionados por ações do homem, entre eles queimadas, vandalismo, erros de projeto, erros de operação.

Uma vez que o sistema tenha sofrido com algum evento inesperado, é acionado um conjunto de elementos para reduzirem-se os danos, tendo seu início marcado pela atuação de elementos de proteção, a fim de isolar a parte do sistema com problema (MOTA, 2005). Quando esse sistema apresenta alimentadores em configuração radial, a atuação, mediante a falha, efetua o desligamento de trechos do sistema que estejam a jusante² da área afetada, como indicado resumidamente na Figura 1.



Fonte: Elaborado pelo autor

Componentes do sistema da Figura 1: Alimentador 1, supre a carga necessária para o sistema radial a sua jusante, barras de carga A, B, C, D, E e F, e os elementos de proteção CH1 e CH2 para isolar o trecho com falha o mais próximo

¹ Falha é considerada, neste contexto, como a ocorrência de algum evento não programado que perturbe o sistema elétrico de distribuição resultando na interrupção parcial ou total de transferência de energia para os circuitos elétricos.

² *Estar a jusante* indica a localização posterior ao evento da falha, e que será afetado por ela, em direção a carga final.

de sua ocorrência. Linhas contínuas suportam o sistema em operação normal, e a pontilhada indica o recurso alternativo de religamento mediante uma falha permanente³.

A atividade resultante do esforço para minimizarem-se os danos causados por uma falha permanente e efetuar a transferência do abastecimento de carga para áreas afetadas é tratada neste trabalho como ações de *recomposição*.

Recomposição é apresentada, dessa forma, como um recurso do sistema de distribuição de energia elétrica que, mediante a interrupção inesperada do fornecimento de energia elétrica, permite a transferência de carga para áreas afetadas por meio de novas configurações da rede elétrica com o propósito de minimizar custo decorrente e otimizar a sua operação.

Esse recurso é realizado alterando-se a estrutura da topologia de rede, e consiste na determinação de quais das chaves disponíveis no sistema devem ser abertas ou fechadas que possibilitem a transferência de energia para área afetada após o isolamento de uma falha, de forma a minimizar danos à área não atendida (ABUR, 1996). Existem restrições elétricas a serem atendidas como a radialidade da rede restaurada e a capacidade das linhas e subestações.

O serviço de recomposição da rede pode ser modelado como a determinação de uma configuração que minimize a energia não suprida e atenda as restrições elétricas. Outra questão importante é o tempo de restauração do serviço que pode ser crucial para algumas áreas em centros urbanos.

As ações de recomposição podem ser incorporadas às atividades de um sistema com funcionalidade de *self-healing*, a fim de auxiliar as empresas de distribuição de energia pela busca de melhorias de índices de qualidade. Essa funcionalidade consiste em atuar componentes remotos por telecomando quando a rede é afetada por um defeito, isolar a falha e restabelecer a maior quantidade de consumidores possível, através de manobras de religadores na rede aérea de distribuição (SOUZA *et al*, 2015), resultando em melhorias para as distribuidoras e usuários. Nesse contexto, a incorporação de conceitos de redes inteligentes (*smart grids*), como o conceito de self healing, pode aumentar a flexibilidade e a

³ Uma falha permanente se refere àquela em que, mesmo após a atuação dos elementos de proteção, a rede não é estabelecida pelo mesmo circuito, sendo necessários recursos de rede para a transferência de carga por meio de outros ramos não utilizados.

confiabilidade da operação do sistema de distribuição (GHATAK; MUKHERJEE, 2017).

Todas as iniciativas para introduzir melhorias às redes de distribuição, seja por ações de recomposição ou introdução de geração distribuída (GD), passam por uma etapa de análise de fluxo de carga do sistema para garantir quais manobras podem ser realizadas, respeitando o conjunto de características dessa rede.

A utilização de recursos computacionais é essencial para a execução de tarefas de uma nova proposta de recomposição, por exemplo, para determinação do fluxo de carga do sistema de potência, atividade central de problemas no sistema de distribuição, pois será ela quem apontará quais são as operações passíveis de execução. Essa atividade é alcançada levando-se em consideração algumas especificidades da rede de distribuição (RUPA; GANESH, 2014):

- Redes radiais ou fracamente malhadas
- Alta relação de R/X (Resistência / Reatância)
- Multi-fase, operação não balanceada
- Carga de distribuição não balanceada
- Geração Distribuída

Devido aos fatores característicos de uma rede de distribuição, pode não ser possível empregar métodos consagrados como Newton Raphson (NR) amplamente adotados em redes de transmissão (ARAVINDHABABU; GANAPATHY; NAYAR, 2001). As redes de transmissão possuem a característica de ser altamente malhadas, alta relação de X/R, o que pode levar a uma construção da matriz Jacobiana estável, eficientes para convergência de problemas de níveis de tensão na transmissão (CASTRO, 2017). Entretanto, as redes de distribuição possuem uma elevada razão R/X e sua estrutura predominantemente radial, ou pouco malhada, enquadra-se na categoria de sistemas mal condicionados para estes métodos, causando problemas de convergência em alguns casos (GHATAK; MUKHERJEE, 2017) e requerem otimização no cálculo de fluxo de potência (RUPA; GANESH, 2014).

Dessa forma, pode-se indicar que o convencional método Newton-Raphson (NR) e suas variantes como Método Desacoplado Rápido (FDLF), ou Gauss-Seidel, podem ser pouco eficientes para problemas de otimização de fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais e, embora alguns avanços tenham existido, são pesados quanto ao processamento computacional (TENG, 2014).

O método *Backward/Forward Sweep* (FBSM) se apresenta como uma proposta de solução de rápido processamento computacional e não exige um complexo código, nos casos de redes de distribuição com alta relação R/X. Ainda assim, esse método não permite o controle de níveis desejados de tensão, consideração de capacidade dos componentes além de, na sua forma normal, não suportar adequada inclusão de GD.

Levando em conta algumas características de métodos consolidados, esse trabalho propõe uma nova proposta de metodologia para otimização de problemas de fluxo de carga em sistemas de distribuição, onde são exigidas propostas de recomposição segundo diferentes objetivos, resolvidos por Programação Matemática. O Método de Otimização de Programação Multiobjetivo para Sistema de Distribuição (MOMD) proposto é capaz de promover a análise de cenários de ambientes de recomposição de uma rede de distribuição, tipicamente radial, onde tem-se por meta diferentes critérios a serem atendidos: minimização de perdas de potência e menor tempo de recomposição. Eventualmente os critérios denominados como metas, perda e tempo, podem ser concorrentes entre si, e o algoritmo proposto busca a melhor solução tratando a minimização de desvio ponderado de metas.

1.1 Contextualização e Justificativa

A etapa de distribuição é aquela com que mais aproxima os consumidores, ou centro consumidores, de fontes geradoras da energia, contudo passa por complexas operações ao longo do percurso de entrega. Dessa forma, o fornecimento de energia é um serviço muito desafiador para o setor energético, cujas diferentes etapas de níveis operacionais, prestado por diferentes empresas, precisam ser operados de forma sincronizada.

Segundo pesquisa, (ROCKMANN, 2012), o volume de perdas acumuladas no período foi de 17,5%, considerando que 13,3% desse valor se refere a área de distribuição. Em acréscimo a informação, 40% se originam de questões técnicas, inerentes a transmissão da energia no segmento, e 60% a respeito de perdas comerciais entendidas como furtos de energia ou má medição do consumo de clientes.

Outro fator que colabora com pesquisa nesse setor é a busca por melhorias operacionais para resolução de problemas de interrupção de fornecimento de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica, no esforço de manter um serviço público de

qualidade em relação a energia elétrica, avalia as concessionárias por meio de indicadores coletivos de continuidade, e são eles DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (ANEEL, 2017a). Dessa forma, a qualidade dos serviços prestados está relacionada a quanto tempo e com que frequência que o consumidor ficou sem atendimento e energia, e as concessionárias são penalizadas em caso de não atingimento de metas estabelecidas.

Para contribuir com o setor energético na etapa de distribuição, propõe-se uma metodologia de otimização multiobjetivo, em que um problema é modelado por uma função objetivo MINIMAX para minimização de perdas de potência e de tempo de recomposição em um sistema de distribuição. O propósito é de que a proposta possa atuar como ferramenta de suporte às decisões de recomposição de redes de distribuição aos seus operadores, sendo uma alternativa a outros métodos consolidados.

1.2 Problema

O problema tratado neste documento se refere ao desafio de reestabelecer o fornecimento de energia em um sistema de distribuição de energia elétrica, acometido por uma interrupção permanente, por meio de uma proposta de nova configuração de rede para transferência de carga às áreas isoladas. O problema é modelado por programação multiobjetivo e tem uma função objetivo que otimiza as perdas de potência e o tempo de recomposição.

A expectativa é de que a proposta venha apoiar as decisões de operadores de sistema elétrico mediante situações complexas quando as redes tenham seu fornecimento de energia interrompido.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Propor um algoritmo de Fluxo de Corrente Ótimo como uma ferramenta de apoio às decisões de recomposição do sistema primário de distribuição de energia elétrica, considerando simultaneamente os critérios de Mínimas Perdas e Menor Tempo de Recomposição, a observância da radialidade, os limites operacionais dos ramos e as restrições de atendimento a carga e a geração.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Delimitar previamente cenários de interrupção que possam acometer o sistema.
- Estabelecer antecipadamente possíveis recursos de recomposição para atender a diferentes cenários de interrupção do sistema.
- Comparar diferentes configurações de rede para o estabelecimento de planos de recomposição.
- Estabelecer limitações operacionais do sistema.
- Definir e modelar requisitos e condições para religação de um sistema elétrico considerando custo e tempo de recomposição.
- Sugerir o recurso de recomposição que melhor atenda aos critérios de perdas e tempo, restrições e limitações.

1.4 Considerações Gerais para Resolução do Problema

A fim de atenderem-se os objetivos propostos, seguem algumas considerações:

1. Assumir a operação do sistema em regime permanente, dessa forma os efeitos transitórios não estão contemplados nessa proposta.
2. A ocorrência de eventos inesperados tenha sido tratada previamente por etapa de proteção.
3. A rede se encontrar estado permanente de interrupção no fornecimento de energia, com sua falha localizada e isolada.
4. A rede caso base e os recursos disponíveis para manobra apresentem possibilidade de operação em topologia radial.
5. O problema de recomposição de rede ser uma situação de emergência e, assim, a rede elétrica ser recomposta por uma manobra.
6. As restrições técnicas da rede serão limitadas pelas Leis de Kirchhoff, limites operacionais que representam as restrições físicas dos componentes da rede.
7. A rede de distribuição seja composta por circuitos radiais, tanto para o caso base, quanto para aplicação dos recursos disponíveis para recomposição.

8. Não sejam fechadas malhas na resolução do problema.
9. Existência de elementos de rede que permitam manobras de recomposição para a transferência de carga entre circuitos radiais da rede, reunidas neste trabalho como chaves e disjuntores, para abertura e fechamento de ramos.
10. Disponibilidade de dispositivo de atuação mais próximo ao problema, a seu montante, para haver a possibilidade de isolar a falha mais próxima a sua origem.
11. Operação de apenas uma chave para transferência de carga às áreas com interrupção de energia.
12. A rede radial possua recurso de recomposição ao longo de sua extensão.
13. Podem ou não estar consideradas restrições em relação ao sentido do fluxo de potência.
14. Atribuição antecipada de tempos aos cenários testados para proposição de uma alternativa de recomposição.

1.5 Metodologia Proposta

Este trabalho emprega, como embasamento teórico e desenvolvimento de proposta de implementação tecnológica, referências obtidas em materiais acadêmicos disponíveis em veículos de pesquisa.

A proposta metodológica teve como base referências da bibliografia Modelagem e Análise de Decisão (RAGSDALE, 2014) para a determinação de modelo do problema a ser tratado e aperfeiçoamento do modelo proposto, Programação Multiobjetivo.

Os testes propostos foram simulados em Excel – *solver* para determinação numérica do conjunto de soluções ótimas do problema (SOLVERS, 2017).

E para a fundamentação teórica, foram realizadas pesquisas para reunião de matérias referenciais para compreensão de outros trabalhos publicados acerca do assunto de recomposição de redes de distribuição de energia elétrica.

1.6 Estruturação do Texto

O presente trabalho está estruturado em 7 capítulos, em que o **Capítulo 1** apresenta o problema de recomposição de sistemas de distribuição de energia elétrica a ser tratado neste documento e suas propostas de trabalho.

O **Capítulo 2** aborda o tema Sistema Elétrico de Potência (SEP), com maior ênfase para o sistema de distribuição de energia elétrica. Estão presentes conceitos e estruturação de uma rede de distribuição e seus principais componentes e também é apresentado o tema de recomposição de uma rede de distribuição elétrica.

O **Capítulo 3** reúne a revisão de literatura sobre trabalhos publicados e que servem de embasamento teórico para entendimento e realização da proposta de estudo.

O **Capítulo 4** apresenta embasamento teórico sobre modelo de Fluxo de Potência (FP) em Corrente Alternada (CA), o qual suporta o encaminhamento para a metodologia proposta neste trabalho.

No **Capítulo 5** evolui para a metodologia proposta Fluxo de Corrente Contínua para a resolução de problemas de recomposição.

O **Capítulo 6** apresenta os estudos de caso aplicados a metodologia proposta pelo Capítulo 5.

Apresenta-se no **Capítulo 7** a conclusão e sugestões de implementações para trabalhos futuros, seguido das **Referências Bibliográficas**.

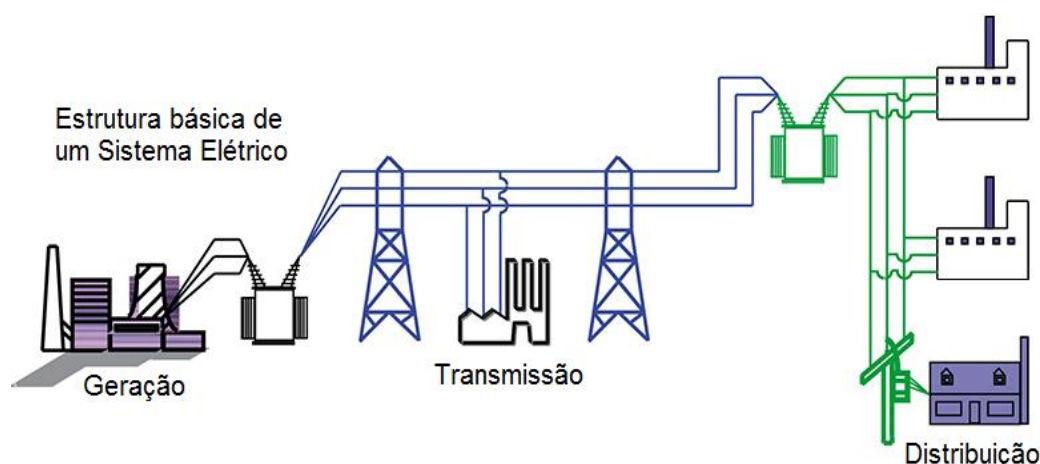
2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Este capítulo apresenta as principais características do sistema elétrico de potência brasileiro, com destaque para o sistema de distribuição de energia elétrica e para o processo de recomposição após falhas no abastecimento de energia.

2.1 Sistema Elétrico de Potência

A estrutura básica de um Sistema Elétrico de Potência – SEP - compreende geradores, transformadores elevadores / abaixadores, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição, e está subdividida em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição – GTD (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2015), como apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Estrutura de um Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Adaptado pelo autor, (IDAHO, 2016)

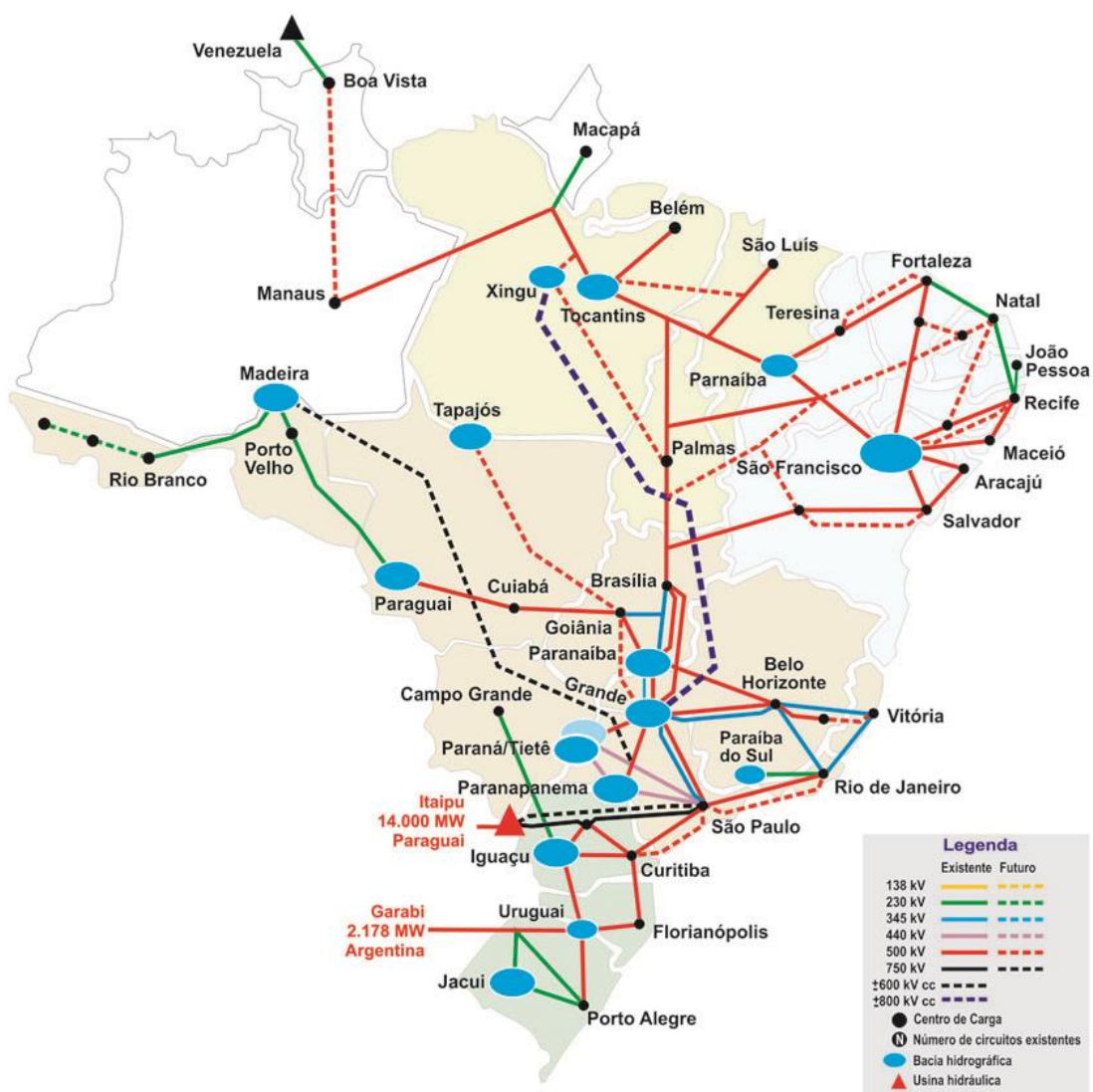
Cada um desses blocos tem uma função, como segue.

- **Geração:** converte uma forma de energia em energia elétrica;
- **Transmissão:** efetua o transporte de energia elétrica do local de produção aos centros de consumo;
- **Distribuição:** distribui a energia elétrica recebida pela transmissão aos consumidores.

A energia que chega aos centros de consumo passa por uma malha de transmissão, a qual está conectada a uma grande rede nacional. Esta rede,

denominada SIN, Sistema Interligado Nacional, é constituída por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte (ONS, 2017a), sendo que as interconexões entre os subsistemas podem ser vistas na Figura 3.

Figura 3 – Sistema de Integração Eletroenergética



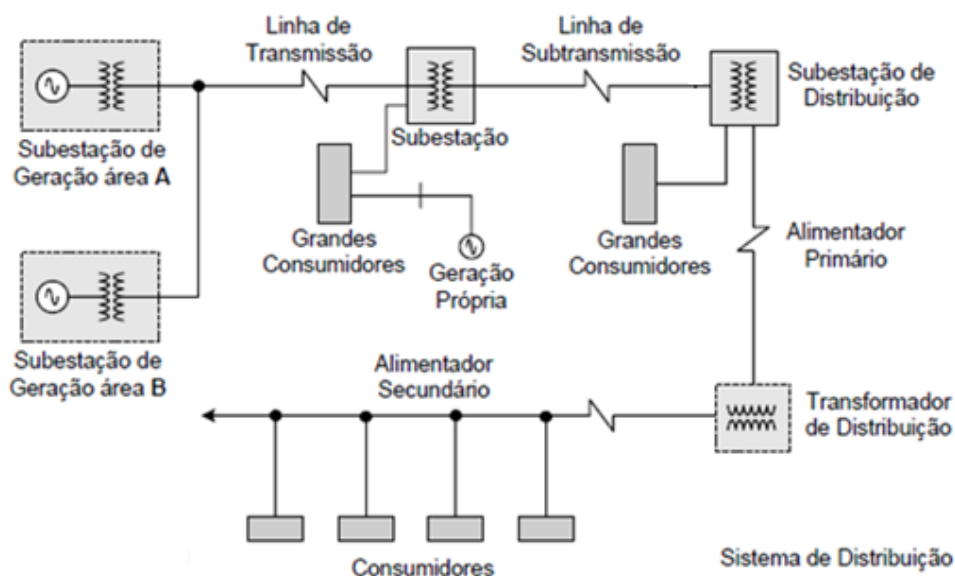
Fonte: (ONS, 2017b)

Esse modelo estrutural permite a transferência de energia entre subsistemas (MONTICELLI; GARCIA, 2011) e a obtenção de ganhos sinérgicos pela diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2017a).

A Figura 4 apresenta um diagrama esquemático, representando diferentes tipos de subestações de energia localizadas nos diferentes blocos constituintes do

SIN: duas subestações de geração A e B, uma subestação de subtransmissão e uma subestação de distribuição (SOUZA, 2008).

Figura 4 – Diagrama Esquemático do SEP



Fonte: (SOUZA, 2008)

As etapas de geração, transmissão e distribuição apresentam diferentes níveis operacionais, o que requer adequação dos níveis de tensão para interconectá-los, tarefa realizada pelos transformadores e subestações.

A seguir, são apresentados valores típicos de operação em cada uma das etapas do SEP (SOUZA, 2008):

1. Etapa de Geração (hídrica, térmica, nuclear, diesel, fontes não convencionais): 6,6; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 21 e 33 kV;
2. Interconexão entre áreas de geração: 220, 400, 500, 750, 765, 800 kV;
3. Subtransmissão em alta tensão: 33, 66, 110, 132, 220 kV;
4. Alimentadores primários: 3,3; 6,6; 11,2; 13,8; 15; 22; 33 e 66 kV;
5. Alimentadores secundários: 127; 220; 230; 240; 380; 400 V.

2.2 A Distribuição de Energia

A distribuição de energia elétrica é caracterizada como o segmento do setor energético responsável pelo rebaixamento da tensão proveniente do sistema de

transmissão, pela conexão de unidades geradoras (geração distribuída) e pelo fornecimento de energia elétrica ao consumidor (ANEEL, 2017b).

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país.

A rede elétrica reúne um conjunto de instalações e equipamentos elétricos, os quais compõem um sistema de distribuição e operam em níveis de alta tensão (superior a 69 kV e inferior a 230 kV), média tensão (superior a 1 kV e inferior a 69 kV) e baixa tensão (igual ou inferior a 1 kV). Quanto à sua composição, estão presentes fios condutores, transformadores e equipamentos diversos de medição, controle e proteção das redes elétricas (ANEEL, 2017b).

O sistema de distribuição de energia possui a característica de radialidade, a qual evolui à medida em que as cidades também ampliam a sua ramificação, por meio de ruas e avenidas. Esse sistema se conecta, fisicamente, ao sistema de transmissão, ou mesmo a unidades geradoras de médio e pequeno porte e aos consumidores finais da energia elétrica (ABRADEE, 2016).

Às distribuidoras de energia, competem as atividades de conexão, atendimento e a entrega efetiva de energia elétrica ao consumidor em ambiente regulado. Pode-se dizer que a energia distribuída é a energia efetivamente entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição, podendo ser rede de tipo aérea (suportada por postes) ou de tipo subterrânea (com cabos ou fios localizados sob o solo, dentro de dutos subterrâneos) (ABRADEE, 2016).

Em relação às distribuidoras, o Brasil conta com 114 distribuidoras de energia elétrica, das quais 63 concessionárias e 38 permissionárias, além de 13 cooperativas de eletrificação rural, que atuam sob autorização precária e estão em processo de regularização para serem concessionárias ou permissionárias (ANEEL, 2017b).

Atualmente, a regulação técnica da distribuição é conduzida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD (ANEEL, 2017b).

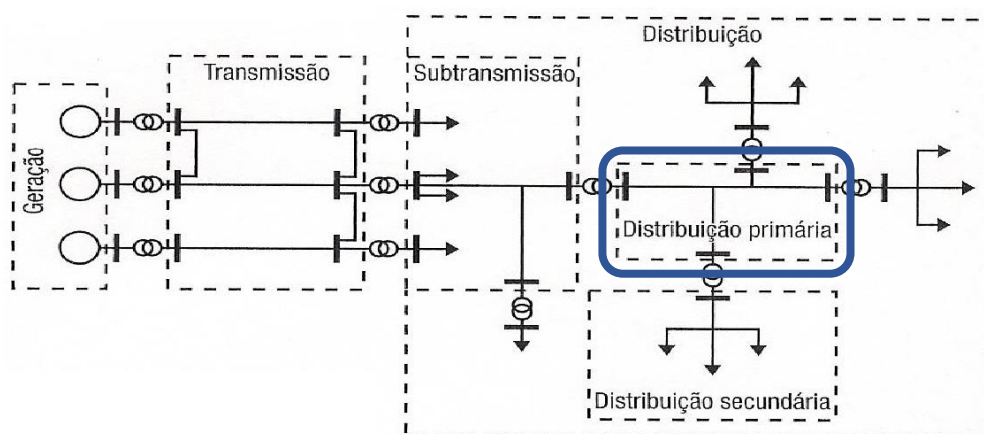
De forma abrangente, e dada a constituição, o Brasil possui um setor de distribuição estruturado e organizado institucionalmente para gestão da energia elétrica, um serviço essencial.

2.2.1 O Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Os valores operacionais eficazes da tensão com frequência de 60 Hz são fixados pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A geração possui a tensão usual nominal de 13,8 KV, e pode variar de 2,2 KV e 22 KV; existem algumas unidades geradoras com outros valores de tensão gerada que podem estar conectadas diretamente à rede de distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2015).

A Figura 5 apresenta um diagrama unifilar de um sistema elétrico de potência composto por geração (três usinas), um conjunto de linhas de transmissão, rede de subtransmissão, rede de distribuição primária e três redes de distribuição secundárias. É importante ressaltar que este trabalho propõe a realização de estudos relacionados à rede de distribuição primária.

Figura 5 – Diagrama unifilar de um SEP



Fonte: (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2015)

O sistema de geração, em geral, opera em configuração de malha. A subtransmissão opera, mais comumente, com topologia radial, mas há casos de operação em malha. Já a distribuição primária é caracterizada, geralmente, por operação radial e a distribuição secundária, por operação radial e em malha.

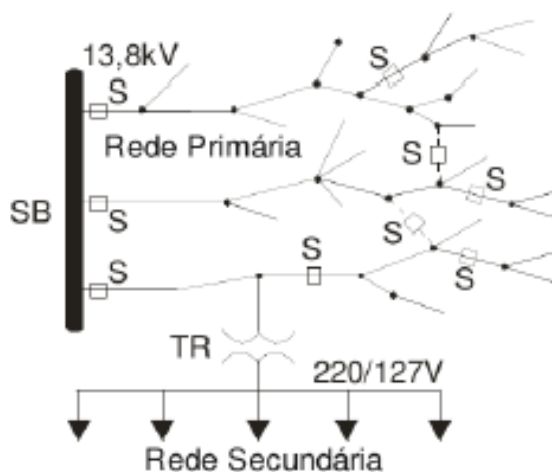
As linhas de transmissão se conectam às redes de distribuição por meio de subestações (SE's) que efetuam o tratamento dos níveis operacionais. As SE's possuem transformadores que abaixam a tensão da subtransmissão para entrega à distribuição primária. Existem diferentes arranjos para a conexão das linhas aos barramentos das SE's, e essas variações visam atingir requisitos de custos e confiabilidade (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2015).

2.2.2 Sistemas de Distribuição Primária

As redes primárias, também denominadas redes de média tensão, têm sua origem nas subestações de distribuição e se destinam à entrega de energia para seus clientes.

As redes aéreas apresentam topologia radial e podem transferir blocos de carga entre circuitos para atendimento de situações específicas, como contingência, manutenção corretiva ou preventiva (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2015). Os blocos de carga podem ser transferidos por meio de elementos representados na Figura 6, como S, chaves seccionadoras que permitem mudança de estado. Nesta figura, SB é o barramento da subestação e TR é o transformador da rede de distribuição entre níveis operacionais de redes primária e secundária.

Figura 6 – Representação de rede de distribuição



Fonte: (MILOCA, 2012)

Na distribuição primária, os alimentadores operam, em geral, com níveis de tensão de 13,8kV, com potência, em média, de 12MVA, e a rede secundária pode atuar em níveis como 220/127V.

Essas redes possuem um tronco principal dos quais derivam ramais, com presença de elementos de proteção, fusíveis e seccionadores em posições normalmente fechados (NF), a fim de garantir isolamento de blocos de carga. O sistema conta com chaves normalmente abertas (NA) que funcionam como recursos de operação em caso de eventos, desde que respeitados determinados limites do circuito.

2.2.3 Estados da Rede Elétrica

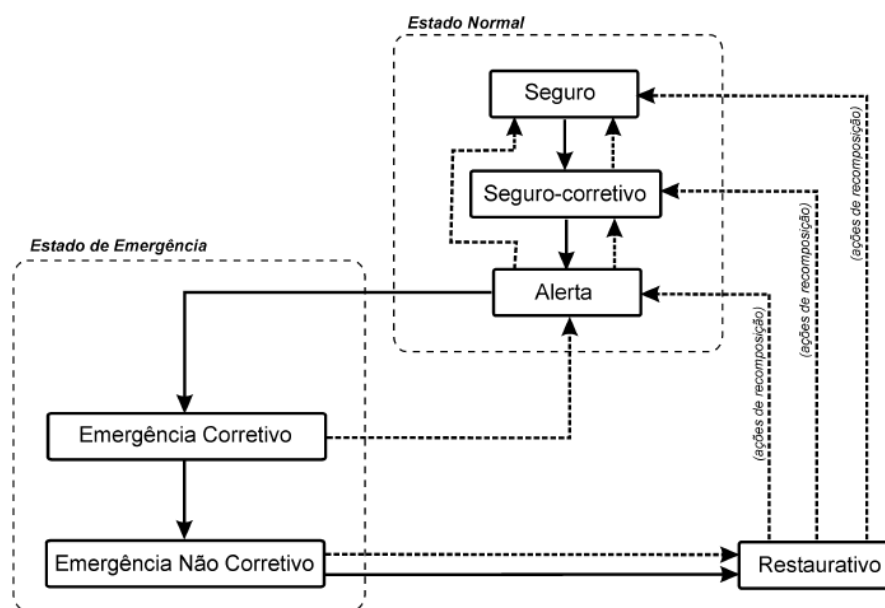
Os modos de operação de uma rede elétrica estão classificados em três estados: Estado Normal, Estado de Emergência e Estado Restaurativo (MOTA, 2005), sendo:

1. Normal – caracterizado pelo fornecimento de energia em níveis operacionais para atendimento de demandas. Em caso de eventos não desejados, esse estado pode ser sub classificado em outros três:
 - a. Seguro: ocorrência não afeta o sistema, sem necessidades de ações de controle.
 - b. Seguro – corretivo: ocorrência não afeta o sistema, contudo são necessárias ações de controle.
 - c. Alerta: ocorrência exige corte de carga para operação.
2. Emergência – estado em que as demandas são atendidas, no entanto alguns limites são violados. Subdividido em dois:
 - a. Emergência-corretivo: ações de controle podem levar o sistema para o estado Normal-Alerta.
 - b. Emergência-não-corretivo: a remoção de violações resulta em corte de cargas.
3. Restaurativo: os limites operacionais não são violados, caracterizado por interrupção de serviço e algumas cargas se encontram sem atendimento. As contingências ou violações que encaminharam o sistema a esse estado podem estar presentes.

A partir da apresentação dos estados de operação da rede, e valendo-se desses conceitos para aplicá-los à distribuição, indica-se que o sistema de distribuição opera no estado normal até que algum evento inesperado ocorra, levando-o a um estado de emergência. Nesse estado, as falhas temporárias são solucionadas pela atuação dos elementos de proteção da rede, em caso de falhas permanentes, o sistema se caracteriza por estado restaurativo, onde somente medidas corretivas podem reestabelecer o fornecimento de energia para áreas afetadas. E quando a rede se encontra nesse estado, são aplicadas as ações de recomposição.

A Figura 7 apresenta as relações entre os modos de operação do sistema elétrico de potência.

Figura 7 – Relações entre modos de operação de sistema elétrico de potência



Fonte: (MOTA, 2005)

As ações de recomposição tratadas neste trabalho se concentram em reestabelecer o fornecimento de energia às áreas isoladas pela transferência de carga por meio de chaves em estado normalmente aberta localizadas nos ramos denominados *recursos*, disponíveis no sistema. O resultado da recomposição busca o encaminhamento da operação para seu estado normal.

2.2.4 Recomposição

A recomposição de uma rede elétrica representa uma atividade bastante complexa tanto com relação ao processamento computacional para execução de algoritmos, quanto em relação à operação. Pode ser considerada uma das atividades de operação mais complexas do setor elétrico pois envolve um grande número de equipamentos, condições e critérios pré-definidos (LAGE; PESTANA; ELOY, 2008).

Durante a ocorrência de tal evento, o sistema se caracteriza por estar em estado restaurativo, em que existem uma ou mais zonas escuras (MOTA, 2005).

A recomposição de sistemas de energia elétrica consiste, portanto, nas atividades relacionadas ao estado restaurativo do sistema, uma vez que trata do restabelecimento de energia a áreas isoladas, após a ocorrência de uma grande perturbação que tenha resultado na interrupção do serviço de maneira parcial ou total, ou seja, em blecaute (MOTA, 2005).

O ONS – Operador Nacional do Sistema - (ONS, 2016) estabelece que esse procedimento visa a minimização do tempo de interrupção do sistema abastecido, de forma a tornar essa atividade mais ágil. Essa atividade, segundo o ONS, tem diferentes vertentes para sua execução, podendo ficar sob responsabilidade de operadores das subestações ou dos Centros de Operação, com o mínimo de comunicação possível, de acordo com procedimentos previamente definidos em estudos.

A recomposição de um sistema é realizada mediante o controle de elementos que operam em diferentes estados – aberto e fechado (ABUR, 1996) e, de acordo com a manipulação deles, ocorre alteração dos estados das cargas nos diferentes pontos da rede elétrica.

A fim de se efetuar alterações para recompor o sistema, mediante alguma contingência ou blecaute, muitos parâmetros precisam ser considerados, uma vez que o sistema elétrico possui limites operacionais que podem impedir que novas configurações sejam suportadas, além de crescer limites de fornecimento impostos por órgãos regulamentadores.

2.2.4.1 Planejamento de Recomposição para Rede de Distribuição

O planejamento da recomposição de uma rede elétrica consiste em um conjunto de operações e profissionais envolvidos, a fim de estruturar um modelo de recomposição por meio de diversas etapas, que podem ser (MOTA, 2005):

1. Formação de uma equipe heterogênea de planejamento.
2. Revisão e documentação das características do sistema.
3. Formulação de suposições e cenários de recomposição mais prováveis.
4. Verificação do grau de adequação da equipe para lidar com o planejamento, em função dos cenários propostos. Se a equipe é adequada, prosseguir; caso contrário, retornar para (1).
5. Formulação de objetivos.
6. Modelagem do sistema através de suas componentes elétricas e operacionais.
7. Simulação do sistema segundo os cenários propostos.
8. Validação dos modelos empregados para a simulação do sistema confrontando os resultados de (7) com dados reais obtidos do sistema supervisorio

(SCADA). Se os modelos apresentam margem de erro menor que uma tolerância pré-estabelecida, prosseguir; caso contrário, retornar para (6).

9. Identificação dos elementos núcleos para configurações mínimas a fim de efetivar o restabelecimento de energia- *Restoration Building Blocks* – RBB's.

10. Proposição dos planos e definição de estratégias para cada cenário proposto.

11. Validação da sequência de ações de controle dos planos através de simulações. Se os objetivos definidos em (5), para cada cenário, foram atingidos, prosseguir; caso contrário, retornar para (10).

12. Realização da documentação de referência, treinamento e para uso durante a recomposição.

13. Implementação do ciclo de treinamentos de pessoal técnico.

2.2.4.2 Recomposição de Sistemas de Distribuição

Alguns problemas podem acometer um sistema de distribuição de energia elétrica, interrompendo seu fornecimento de energia (BORGES *et al.*, 2012). Esses problemas são caracterizados por dois tipos de falhas, denominadas transitórias ou permanentes.

As *falhas transitórias* são resultadas de má operação de quaisquer elementos da rede que causem danos ou venham a interferir no sistema, ou em caso de um curto-circuito. Para tais casos, a atuação dos equipamentos de proteção provoca a remoção imediata da maioria das falhas (OH; KIM, 2002). Segundo dados dessa referência, a experiência em sistemas operacionais de sobrecarga indica que, tipicamente, 80% das falhas de alimentação são de natureza temporária.

Por conseguinte, o restante das falhas não é removido dos sistemas de distribuição com a reenergização das linhas. As *falhas permanentes* são aquelas em que, mesmo após a atuação de elementos de proteção, são necessárias medidas corretivas para restabelecer o fornecimento de energia (SOUZA, 2008), o que exige planejamento para contornar condições adversas.

Para que se possa tratar um defeito inesperado em uma rede de distribuição de energia elétrica, de forma adequada, é necessária a consideração dos conceitos de coordenação e seletividade (SOUZA, 2008).

O conceito de *coordenação* se refere à operação sequencial dos equipamentos de proteção acionados nas faltas, transitórias ou permanentes, sob condições previamente definidas.

A *seletividade* se refere à capacidade da rede elétrica em ter interrompido o fluxo de potência e, assim, de manter isolado o menor trecho com defeito, atuando-se por meio de equipamentos de proteção, sem afetar áreas à montante dos elementos de proteção acionados.

Em acréscimo às perturbações, deve-se mencionar o fato de que a inserção de geração distribuída (GD) altera a configuração na rede, seja fisicamente ou em níveis de operação (CELLI; LODDO; ABUR, 2005), (BRAHMA, 2011). Essas mudanças significam que a natureza do sistema de distribuição será alterada para um sistema multi-fonte que pode ser desequilibrado e necessita, dessa forma, de planos de operação que permitam uma nova configuração, inclusive para uma situação de recomposição.

Para o presente trabalho, as ações de recomposição se relacionam com o estado de falha permanente localizado na rede primária de distribuição, uma vez acionados os elementos de proteção e isolada a área com problema. Admite-se, também, a capacidade da rede em suportar transferência de carga a áreas afetadas por meio de outros caminhos ou ramos, mantendo-se a topologia radial.

3 ESTRATÉGIAS PARA RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo trata de métodos e estratégias utilizados na resolução do problema de recomposição de sistemas de distribuição de energia elétrica.

3.1 *Definição de Passos para Realizar a Recomposição de Rede*

O encaminhamento aos problemas de recomposição deve ser dado de acordo com o objetivo a ser tratado (ou objetivos), além das características estruturais, recursos disponíveis na rede, topologia e carga do sistema.

De acordo com alguns autores (ADIBI *et al.*, 1981), as estratégias para atendimento de problemas na interrupção de energia são desenvolvidas para atender uma rede específica, e o seu conjunto de atribuições. No entanto, observou-se que parte do planejamento era comum a muitas redes, e que a mesma abordagem podia ser aplicada a diferentes estruturas existentes. Essas características comuns são elencadas como segue:

1. Levantamento de informações relevantes da rede elétrica para determinação de possibilidades de reestabelecimento de energia.
2. Proposição de uma estratégia depende de avaliação de diferentes níveis de recomposição a que o sistema elétrico pode ser submetido quando em falha.
3. Estabelecimento de diretrizes para que rapidamente seja aplicado em situações quando o sistema se encontrar em condição restaurativa.
4. Simulação de situações que podem estar envolvidas nas ações de restauração do sistema para avaliar o quanto satisfatório são as condições de operação e evitar a recorrência de problemas.
5. Alocação de recursos na rede e garantia de sua coordenação das atividades para assegurar que uma sequência de ações possa recompor a rede em um mínimo de tempo.
6. Preparação e detalhamento de instruções em ambientes de acesso aos operadores do sistema para uso mediante situações em que são exigidas essas medidas.

Os sistemas elétricos apresentam diferentes estruturas de rede e recursos de operação, e assim são adotadas distintas abordagens para solucionar problemas que podem acometê-los. Entretanto, as iniciativas gerais podem ser utilizadas quanto às etapas de planejamento de recomposição e metodologias aplicadas. Dessa forma, quanto maior for o nível de detalhamento e levantamento de informações a respeito da rede, maior será a capacidade de as instruções cobrirem de forma satisfatória as perturbações do sistema. Isso não evita o surgimento de situações mais complexas, não previstas.

3.1.1 Principais Critérios para Reconfiguração

Sobre os critérios gerais para o planejamento de recomposição, acrescentam-se algumas considerações práticas pensando na execução do plano (GRUPPELLI FILHO *et al.*, 2003):

- Determinação de uma configuração de rede em menor tempo, sem violação dos limites operacionais.
- Uso mínimo de manobras para realização em cada proposta de configuração.
- Recomposição da maior quantidade de carga possível.
- Operação de equipamento em limites seguros.
- Manter a radialidade característica das redes de distribuição.

Os critérios para encaminhamento da solução podem ser conflitantes entre si, e assim a aplicação de uma técnica poderá beneficiar uma ou outra meta. Em relação ao tamanho do problema, ele depende do número de chaves disponíveis para manobra.

Uma vez que as etapas e critérios tenham sido delineados, diferentes métodos são aplicados para melhor endereçar um problema.

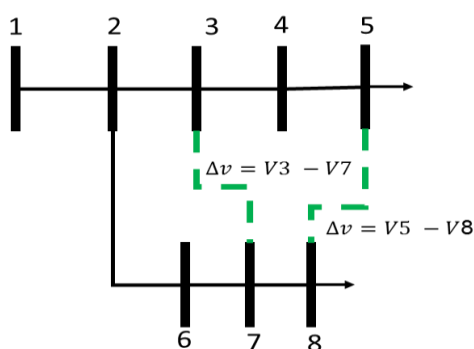
3.2 Diferentes Encaminhamentos para Solução de Problemas de Recomposição

Em 1983, foi proposto um método para reconfiguração de sistema de distribuição com o foco na redução das perdas de potência (MCCALL; CHAMBERS, 1983). O algoritmo resultante é denominado *Desultory* e atua sobre um sistema, conforme a configuração inicial, para determinar a perda desse arranjo.

O método apresentado pelos autores Civanlar *et al.* (1988) trata o problema de reconfiguração de uma rede de distribuição tipicamente radial com o foco em minimizar as perdas de potência.

A solução parte do caso base e propõe reconfigurações a partir de expressões que consideram as correntes nos ramos e diferença de tensão entre as barras. Essa metodologia identifica o conjunto de chaves que devem ser simultaneamente abertas e fechadas para obter-se a máxima redução de perdas, sem violar a estrutura radial da rede de distribuição nas possíveis combinações. A Figura 9 apresenta um circuito radial para entendimento do método.

Figura 9 – Decisão de menor perda método do autor Civanlar (1988)



Fonte: Elaborado pelo autor

No caso apresentado anteriormente, a redução de perdas ocorre se houver uma diferença significativa de tensão entre as barras 3 e 7 ou 5 e 8. A configuração que tiver maior diferença de tensão entre duas barras será a melhor decisão.

O estudo original propõe a todos os ramos do circuito a atribuição de chaves para realização de configurações e, assim, todos podem ser testados (CIVANLAR; GRAINGER; YIN; LEE, 1988). A distribuição do fluxo de potência não deve violar os valores limites para os ramos do circuito e as configurações propostas devem respeitar a radialidade do sistema. A etapa seguinte envolve a determinação dos níveis de tensão, os quais também devem de ser tratados como restrições.

O problema de reconfiguração da rede de distribuição pode ser resolvido pelo método apresentado, contudo são apontadas algumas dificuldades. É gerada uma sobrecarga computacional para a execução do algoritmo durante a escolha dos ramos a serem testados, pois torna-se moroso o processo de calcular o fluxo de carga a cada novo cenário, devido ao número de chaves manipuláveis. Mesmo em circuitos

que apresentem número reduzido de chaves, ainda assim é pesado o processamento computacional exigido para execução de algoritmo.

Essa limitação impossibilita a aplicação de tal método para atividades emergenciais que demandam pequeno prazo de resposta, como as situações de interrupção não programada nas redes de distribuição. Há consideração por parte do autor da proposta de necessidade de implementação futura de algoritmo para reduzir o processamento computacional em atividades de convergência de perdas nas trocas de circuitos radiais entre alimentadores e otimização do critério para reduzirem-se as opções a serem testadas, de forma a eliminar ou reduzir aquelas que não são opções de comutação para o evento em análise.

Em 1990, o problema de reconfiguração é representado como um problema de otimização quadrática, contendo restrições lineares de balanço de fluxo de potência para as redes de distribuição (HUDDLESTON; BROADWATER; CHANDRASEKARAN, 1990). Todas as cargas devem ser atendidas de maneira satisfatória para todas as configurações de chaveamento (levando em conta o atendimento de seus níveis de tensão).

O modelo aplica uma restrição referente às correntes de comutação dos ramos que representam as chaves abertas. Essas correntes de comutação no interruptor desse segmento devem somar as cargas pontuais dependentes da tensão da barra.

No sentido de minimizar o custo computacional, é proposto que o circuito seja reduzido a segmentos menores, onde são agrupados componentes que pertençam à mesma manobra de comutação de corrente para vias de resolução. Uma das principais contribuições do trabalho é a redução da quantidade de chaves que precisam ser levadas em consideração para testar um cenário de reconfiguração de rede. Outra consideração é de que o algoritmo proposto permite o uso de múltiplas chaves para solução.

Embora seja um método inovador por considerar as perdas quadráticas e as dependências de tensão, sua aplicação é mais eficiente quando se empregam modelos reduzidos, devido à complexidade das equações. Justifica-se, assim, a necessidade de duas implementações, sendo a primeira relacionada ao algoritmo a fim de reduzir o processamento computacional em atividades de convergência de perdas nas trocas de circuitos entre alimentadores e a segunda referente ao critério

para redução de opções a serem testadas eliminando aquelas que não são opções de recomposição nos cenários de falha.

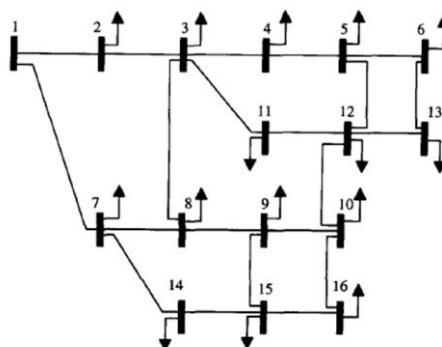
Os métodos anteriores partem de uma configuração radial e em estado de defeito para proposição de novas configurações radiais que atendam requisitos de rede. O enfoque apresentado a seguir parte de uma rede completa para uma configuração radial.

O autor Abur (1996) trata o problema de recomposição de uma rede de distribuição como um problema de otimização de custo de fluxo de potência, modelado por programação linear. As reconfigurações propostas pelo autor têm o objetivo de permitir a conexão de áreas que tenham sofrido interrupções, através de rotas de menor perda de potência, atendendo a topologia radial. O modelo considera a potência ativa (P) e a resistência (R) dos ramos para cálculos, desconsiderando os níveis de tensão nas barras.

A quantidade de chaveamentos possíveis será obtida pelo número de chaves presentes (n), sendo igual a 2^n . Apesar dessa quantidade total de possibilidades de chaveamento, nem todas estão disponíveis para uso, pois podem pertencer a áreas isoladas pelo problema, não resultar em configuração radial, ou violar limites operacionais do sistema.

A Figura 10 apresenta a rede usada para testes que se encontra inicialmente em uma topologia malha.

Figura 10 – Rede de distribuição de 16 barras



Fonte: (ABUR, 1996)

Nessa referência, a primeira etapa é executar o algoritmo de fluxo de carga para o circuito com todos os recursos de recomposição fechados e, dessa configuração, obter-se um valor de perda (ABUR, 1996).

A seguir, é removido o ramo que apresentar menor fluxo, pois é o menos significativo para o sistema. Novamente, é executado o fluxo para ter-se a segunda solução de perda, seguido de nova remoção do ramo com fluxo menos significativo e assim ocorre até que o circuito resulte em uma configuração radial. Os pesos atribuídos pelo autor são as próprias resistências, pois indicam o custo de transferência de fluxo pelos ramos até as áreas isoladas.

A dificuldade do algoritmo proposto está em atender as barras de demanda, mantendo a radialidade do sistema, sem violar as restrições dos limites operacionais das linhas. Além disso, são propostas implementações futuras no seu método para atender restrições de tensão.

Esse método apresenta, em sua formulação original, a opção de determinar qual será o trecho ou alimentador que se deseja desligar e, assim, poder especificar o conjunto de ramos que podem ser utilizados para a solução da recomposição, diferentemente dos outros métodos até o momento apresentados, nos quais a seleção dos ramos é realizada de forma aleatória, resultando em um volume grande de cálculos.

A modernização nos sistemas de distribuição introduz muitos desafios para a realização de análises técnicas, devido a fatores como a introdução de GD que podem alterar o sentido do fluxo de potência nos ramos dos circuitos, e mudanças constantes de topologia nas redes (GHATAK; MUKHERJEE, 2017). Dessa forma, muitas técnicas consagradas, como NR, usadas inicialmente, em pesquisas não são aplicáveis aos cenários atuais, e assim outros métodos ganharam espaço.

O método FBSM consiste de dois passos: *Backward* para calcular as correntes ou fluxos de potência com atualizações de tensão e a *Forward*, a qual realiza os cálculos de valores de tensão em todas as barras da rede, empregando as atualizações de correntes ou fluxos de potência (CARVALHO, 2006). O processo tem início pela atribuição de um valor inicial de tensão para as barras da rede de distribuição para cálculo de correntes, ou valor pré calculado para uma barra inicial de cálculos.

Nesse método, o fluxo de potência é determinado pelas Leis de *Kirchhoff* para corrente e tensão, sendo que as correntes são resolvidas na etapa de *Backward* e as tensões, na etapa de *Forward* (GHATAK; MUKHERJEE, 2017).

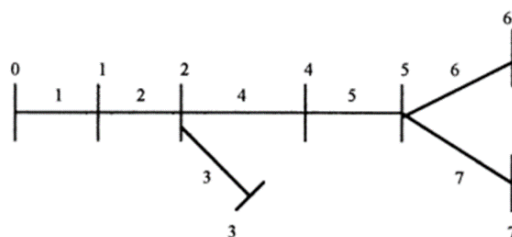
A partir da última barra de cada ramo, realiza-se a soma das correntes de cargas – *Backward* – para, assim, encontrar a corrente total da distribuição. Na etapa

seguinte de *Forward*, calculam-se os novos valores de tensão nas barras. Isso ocorre até que se obtenha uma convergência satisfatória.

Um novo estudo (ARAVINDHABABU; GANAPATHY; NAYAR, 2001) propõe o método FBSM para determinar o fluxo de carga em redes radiais, sendo que a demanda pode ser representada por qualquer modelo.

A topologia do sistema em análise é representada por uma matriz incidência composta pelos elementos barra - ramo. A solução do problema decorre de expressões para as correntes de carga, correntes de derivação, tensões de ramificação e tensões de barra, e é calculada, sucessivamente, para um dado conjunto de dados de carga e tensão de barra de fonte, por processo iterativo. A Figura 11 apresenta a topologia para estudo do modelo.

Figura 11 – Representação do sistema radial de 8 barras



Fonte: (ARAVINDHABABU; GANAPATHY; NAYAR, 2001)

Os fluxos de correntes dos ramos i_{01} , i_{12} , i_{23} , i_{24} , i_{45} , i_{56} , i_{57} , podem ser descritas em termo das correntes de carga de todas as barras do sistema I_1 , I_2 , I_3 , I_4 , I_5 , I_6 , I_7 como apresentadas pela equação matricial (1):

$$\begin{bmatrix} i_{01} \\ i_{12} \\ i_{23} \\ i_{24} \\ i_{45} \\ i_{56} \\ i_{57} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \\ I_7 \end{bmatrix} \quad (1)$$

Fonte: (ARAVINDHABABU; GANAPATHY; NAYAR, 2001)

Da Equação (1), pode-se extrair as seguintes equações:

$$i_{01} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 \quad (2)$$

$$i_{12} = I_2 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 \quad (3)$$

$$i_{23} = I_3 \quad (4)$$

$$i_{24} = I_4 + I_5 + I_6 + I_7 \quad (5)$$

$$i_{45} = I_5 + I_6 + I_7 \quad (6)$$

$$i_{56} = I_6 \quad (7)$$

$$i_{57} = I_7 \quad (8)$$

O algoritmo proposto percorre um caminho resumido de etapas que são:

1. Leitura da descrição da topologia de rede, dados de rede e dados de carga, formação da matriz barra – ramo
2. Atribuição de um valor inicial para tensão das barras (podem ser valores previamente calculados)
3. Cálculos das correntes de carga em todos os nós e ramos
4. Cálculos de tensões de todos os ramos e novo cálculo de tensões das barras; verificação da convergência com base na diferença entre as tensões dos nós entre iterações consecutivas.

Uma solução é obtida quando a diferença entre as tensões de barras de duas iterações subsequentes é menor que algum valor de tolerância.

Essa abordagem não envolve nenhuma rotina matemática complexa. Além disso, as cargas podem ser representadas por qualquer modelo. Apesar de resolver o fluxo de potência para circuitos radiais, contemplar tensão, correntes e potências, não atende questões de otimização.

Devido a fatores apontados pela literatura sobre a pouca aplicabilidade de métodos tradicionais usados em sistemas de transmissão a sistemas de distribuição, Rupa e Ganesh (2014) propõem uma solução empregando o método *Backward/Forward Sweep* (FBSM). Ainda que aponte não ser uma prática convencional usá-la para resolver problemas de fluxo em redes de distribuição, possui vantagem de fácil implementação e execução rápida nesse enfoque.

A resolução do fluxo de potência de uma rede de distribuição envolve primeiramente a determinação de todas as tensões das barras presentes. A partir desses dados, é possível determinar outras variáveis como corrente, fluxo de potência, determinar as perdas do sistema, essenciais para esforços de otimização

de rede e automação. É um método proposto para resolver equações algébricas diferenciais.

A metodologia proposta pelos autores anteriores se aplica em redes tipicamente radiais, devido à simplicidade de construção quando comparada a redes em malhas e baixo custo de implantação inicial.

É um método resolvido por mais de um estágio, dependendo da quantidade de iterações necessárias para alcançar a convergência. Sobre o mesmo autor, é apontado como mais eficiente do que o método de Newton e suas variações, pois é possível tratar a radialidade sem comprometer a capacidade de processamento e iteração necessárias à convergência. Existe a limitação para controle de níveis de tensão, essenciais ao início do processo.

Assim como foi exposto no método empregado pelos autores Aravindhababu, Ganapathy e Nayar, (2001), é uma abordagem que não privilegia otimização de rede, importante para aproveitar com mais eficiência os recursos da rede disponíveis, atendendo, ainda, o problema de recomposição.

A referência Ghatak e Mukherjee (2017) propõe uma técnica para resolução de fluxo de carga melhorada baseada na injeção de carga para um sistema de distribuição moderno. A técnica proposta é derivada do método *Backward-Forward*, emprega uma corrente única para montar a matriz de tensão nas barras e executa, em uma única etapa, as varreduras para trás (*Backward*) e para a frente (*Forward*), o cálculo do fluxo de potência. A respeito de técnicas que empregam o método *Backward/ Forward* tradicional, é ressaltada sua capacidade de resolver o fluxo de potência, contudo é apontada uma limitação comum sobre o tempo longo de identificação dos ramos no esforço de *Sweep*, fato que torna lenta a convergência do problema para redes não radiais.

Empregando essa técnica proposta pelos autores, as tensões de barramento podem ser determinadas, diretamente, a partir das injeções de corrente de carga. O ganho da técnica proposta é a tempo de execução, quando comparada ao método *Backward/Forward* tradicional, onde são necessárias fatorações e a substituições para trás ou para frente. Outro fator importante do método proposto é a facilidade de adequação da técnica a diferentes topologias com que a rede possa se encontrar.

O modelo proposto emprega uma matriz, que representa a estrutura de rede de distribuição a ser usada nos testes, e expressa a relação entre as correntes

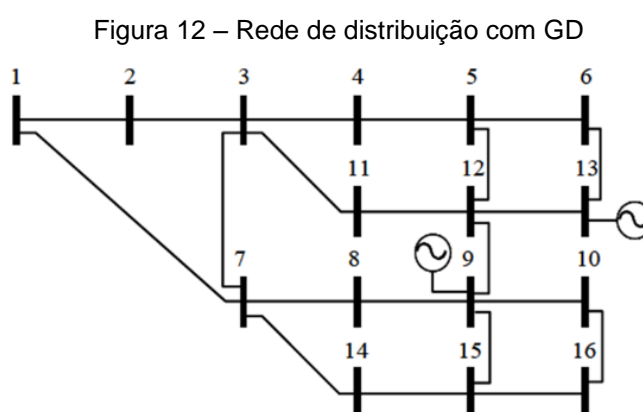
de carga injetadas e as tensões das barras na rede, que são utilizadas para calcular as tensões de barramento diretamente a partir das injeções de corrente de carga.

Uma proposta em 2005 (CELLI; LODDO; ABUR, 2005), busca atender questões de recomposição *on-line* com geração distribuída (GD). O objetivo é a otimização de perdas de potência do sistema e a recomposição da rede, expandindo o modelo proposto, inicialmente, pelo autor Abur (1996), em que o fluxo de potência é modelado e resolvido por Programação Linear (PL).

A inclusão de GD na linha implica em determinar um estado da rede, prevendo um novo balanceamento de carga. O fluxo de carga é calculado para a nova situação de inserção e, assim, são aplicadas as restrições de sistema bem como suas limitações.

Devido à inserção de GD, as características da rede de distribuição podem ser alteradas. As redes radiais podem sofrer alterações no sentido de fluxo de corrente, pois a topologia radial de uma rede tradicional somente admite o fluxo de corrente em um único sentido. O fato da rede passar a operar com corrente nos dois sentidos, implica na necessidade de que todos os outros componentes da rede também sejam capazes de suportar tal condição.

A Figura 12 apresenta um sistema de distribuição com inserção de dois pontos de geração, indicadas nas barras 9 e 13.



Fonte: (CELLI; LODDO; ABUR, 2005)

O trabalho proposto pelos autores Celli e Loddo e Abur (2005) prevê uma abordagem que considera a presença de GD e ações para controle parcial de cargas, resultante de demandas excessivas de potência e possui componentes de atuação *on-line* para atividades de automação da recomposição, ou para ações de *self-healing*.

O problema de reconfiguração é formulado por abordagem de PL, começando pelas equações de balanço de potência. Propõe-se otimizar o fluxo de corrente no sistema e, assim, minimizar as perdas de potência. Restrições de tensão não estão consideradas nessa proposta. A configuração que apresentar menor perda será aquela a ser implementada. São considerados os valores de potência real e a parcela resistiva da impedância dos ramos para procedimentos de otimização.

O modelo é executado para determinar o fluxo de corrente para a primeira etapa onde todos os recursos se encontram fechados, formando uma topologia malha. A etapa seguinte consiste na retirada do ramo com menor potência, sendo esse o de menor custo do problema; novamente é executado o fluxo para a nova configuração. São executadas todas as etapas de configuração até se obter aquela, ou aquelas, que atenda a função objetivo, sem violar as condições de limites e restrições.

Essa metodologia é proposta para executar o fluxo de potência, quando inserida alguma condição de geração distribuída, e pode ser associada a condições de recomposição, onde o sistema é otimizado, segundo uma função objetivo de minimização de perdas.

Nessa proposta há o componente que se refere ao intervalo de duas sequências de cálculos de reconfiguração de rede, em tempo real. Ainda sobre o tempo, a solução proposta (CELLI; LODDO; ABUR, 2005) considera a presença de elementos de atuação remota, o que torna o tempo de recomposição desprezível se comparado às redes que possuem, basicamente, elementos de atuação manual para comutação.

A inclusão dessa componente pode alterar a decisão para distribuição de fluxo de corrente nos ramos para minimizar perdas, ou ainda, decisões que precisam considerar indicadores de medição por órgãos reguladores.

Novas propostas de solução para problemas de recomposição de redes de distribuição incluem a inserção de geração distribuída. Pham, Bésanger e Hadjsaid (2009) propõem, dentro de um contexto de *smart grid*, uma abordagem cujas finalidades são reduções de custos ocasionados por interrupções na entrega de energia e de tempo de recomposição.

A solução emprega um algoritmo de *branch-and-bound* adaptado para otimizar a solução em que ele maximiza as cargas recompostas na distribuição, usando a disponibilidade de GD. As propostas são aproveitar a energia eléctrica disponível das fontes de GD em situações críticas, acelerar a re-energização da rede

e recompor clientes o mais rápido possível. São considerados componentes de atuação remota para a rede.

A capacidade máxima de uso da GD pode não ser suficiente para reenergizar um conjunto de cargas. Toda a carga tem uma determinada demanda e possui prioridades, sendo assim a capacidade é tratada como um limite e atribuem-se pesos que são os próprios valores de impedância das linhas por onde os fluxos percorrem.

O método proposto seleciona as barras de demanda que serão atendidas e quais são as prioridades, sem exceder o limite máximo de capacidade de fornecimento de energia. Por esse conceito, o problema é modelado por otimização combinatória sob restrições relacionadas às características de unidades de GD, cargas e topologia de rede.

Algumas considerações são realizadas: restrições de topologia, existência de conexão entre as cargas; restrições dinâmicas de operação de GD, pico de subida de carga não exceder limite; limite de operação em regime permanente; garantia e entrega de frequência na faixa adequada, equilíbrio de operação e consumo; limites operacionais de fluxo de corrente nos ramos; restrição da célula de rede formada para estender em direção aos pontos de interligação (interruptores de ligação) para poder sincronizar com outras células na fase seguinte.

A solução fornece um volume de carga recomposto máximo que as GD's podem fornecer. O desvio de frequência na célula da rede durante a operação de comutação permanece nos limites aceitáveis e estabiliza para determinada frequência normal após o processo de restauração ter terminado. O modelo, ainda, atende o perfil de tensão e a corrente respeita os limites prescritos.

O autor aponta que com os resultados positivos obtidos nas simulações é possível recompor locais que estejam ilhados, ou ainda, forçar o controle de carga em ilhas intencionais para uso de capacidade de geração distribuída.

3.3 Considerações

Manter a topologia radial característica de muitas redes de distribuição é um desafio para estratégias de recomposição que resolvam fluxo de carga. Este trabalho propõe uma metodologia para resolver o problema de recomposição de redes de distribuição e surge como proposta após a reunião de considerações e observações acerca dos trabalhos expostos no Capítulo 3, que são:

- Desempenho: é comum a consideração para o atendimento de um problema de reconfiguração de rede em tempo real de que é preciso que o algoritmo seja executado de forma ágil e que sejam relevantes apenas os recursos que possam atender um determinado problema, ao invés de testarem-se todas as possibilidades, o que torna pesado o processamento computacional.
- Múltiplos Critérios: outra característica que contribui com o uso mais eficiente dos recursos da rede é o tratamento de variáveis que extrapolem aquelas pertinentes à determinação de fluxo de potência. Quando um operador tem a situação crítica para tomar a decisão, estão expostos outros critérios que podem ser levados em conta, como minimização do tempo de recomposição, atendimento prioritário a determinadas cargas, maximização de número de clientes atendidos. E alguns desses critérios podem ser concorrentes entre si.

Dessa forma, esse trabalho propõe uma nova metodologia para determinação de fluxo de potência em problemas de recomposição de redes de distribuição, modelados por Programação Matemática Multiobjetiva, com o desafio de manter a topologia radial da rede, realizando-se o mínimo de manobras.

4 FLUXO DE CARGA EM CORRENTE ALTERNADA POR MODELOS DE FLUXO EM REDES

Este capítulo apresenta um levantamento bibliográfico a respeito de fluxo de carga em corrente alternada tratada por modelos de fluxo em rede.

4.1 Introdução

O enfoque para cálculo de fluxo de potência por modelos equivalentes em corrente contínua foi estabelecido a partir de 1970 e encontraram larga aplicação em diversas áreas como capacidade de atendimento de carga (GARVER, 1970), (GARVER; VAN HORNE; WIRGAU, 1979), confiabilidade de sistemas elétricos (SULLIVAN, 1977), despacho econômico (LEE; THORNE; HILL, 1980), (CARVALHO; SOARES; OHISHI, 1988), em análise de contingência (HOBSON; FLETCHER; STADLIN, 1984), capacidade e planejamento da rede de transmissão (MONTICELLI, *et al.*, 1982); (LUO; HILL; LEE, 1986), (VILLASANA; GARVER; SALON, 1985). Todos esses problemas são de grande dimensão e requerem os mais eficientes métodos de solução encontrando como um caminho adequado o fluxo de carga em corrente contínua.

Os autores Stott, Jardim e Alsaç (2009), além de apresentarem uma extensa bibliografia em fluxo de carga em corrente contínua, destacam a importância crescente desses modelos para estudos de mercado baseado em custo marginal local, onde os preços estão sujeitos às capacidades de transmissão. Colocam como vantagens de utilização desse método, em comparação com os métodos baseados em fluxo de potência em corrente alternada:

- a) As soluções são não-iterativas, confiáveis e únicas
- b) Os métodos e *software* são relativamente simples.
- c) Podem ser resolvidos de forma eficiente, particularmente na área de análise de contingência.
- d) Os dados da rede são mínimos e relativamente fáceis de obter.
- e) A linearidade atende à teoria econômica em que se baseia grande parte do mercado orientado para a transmissão.

- f) Os fluxos de potência ativa aproximados são razoavelmente precisos, a menos dos ramos pesadamente carregados que podem restringir operação de sistema.

Destaca-se que os itens de (a) a (e) são normalmente válidos, entretanto o item (f) é questionável para sistemas de transmissão de energia elétrica

Há dois principais modelos para a representação do fluxo de potência nos sistemas elétricos em corrente contínua: o modelo clássico derivado do fluxo de potência em corrente alternada com suas variantes e o modelo de fluxo de corrente contínua, a partir das equações de fluxo em redes. Estes enfoques passam a ser discutidos em detalhes a seguir.

4.2 Fluxo de Potência em Corrente Contínua a partir do Modelo de Corrente Alternada

O fluxo de potência em uma linha de transmissão entre as barras i e j é dado por (STTOT; JARDIM, ALSAÇ, 2009):

$$p_{ij} = \frac{V_i^2}{Z_{ij}^2} R_i - \frac{V_j V_i}{Z_{ij}^2} (R_i \cos \theta_{ij} - X_i \sin \theta_{ij}) \quad (9)$$

Onde p_{ij} é o fluxo de potência entre as barras i e j , V_i é a tensão da barra i , V_j é a tensão da barra j , Z_{ij} é a impedância da linha ij , e $\theta_{ij} = \delta_i - \delta_j$ é a diferença angular entre as barras i e j .

Assumindo $V_i \approx V_j \approx 1,0$; $\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij}$; $Z_{ij} \approx \frac{1}{x_{ij}} \approx b_{ij}$; $\cos \theta_{ij} \approx 1,0$, a equação (9) resulta em (10):

$$p_{ij} = b_{ij} \theta_{ij} \quad (10)$$

Onde p_{ij} é a potência ativa que circula entre as barras i e j aproximada pelo modelo em corrente contínua. A potência ativa para cada barra i do sistema pode ser escrita como (11):

$$P_i = \sum_{j=1}^N p_{ij} = \sum_{j=1}^N b_{ij} \theta_{ij} \quad (11)$$

Onde :

$$P = P_{gi} - P_{di} \quad (12)$$

Sendo P_{gi} a potência gerada na barra i e P_{di} a potência demandada na barra i .

Que pode ser escrita, em termos matriciais, como na eq. 13:

$$P = Ap = A b A' \emptyset \quad (13)$$

Onde A é a matriz incidência barra – ramo, p é o vetor potência de ramo, b é a matriz susceptância de ramo e \emptyset representa o vetor de ângulo de barra. Ou ainda,

$$P = B \emptyset \quad (14)$$

Na eq. 14, P é o vetor de potências injetadas nas barras, B é a matriz susceptância de barras e \emptyset é o vetor ângulo de barra. Este vetor pode ser determinado pela eq. 15:

$$\emptyset = B^{-1}P \quad (15)$$

4.3 Fluxo de Potência em CC Representado Pela Lei de Correntes de Kirchhoff

A descrição da topologia de uma rede elétrica pode ser feita pela representação de cada componente de ligação (linha de transmissão, transformador) por segmentos de retas chamados arcos, ou ramos, e pela representação da interconexão dos arcos, as barras, por nós. O conjunto de arcos e nós é chamado de *grafo*.

Supõe-se, inicialmente, que a potência gerada e/ou demandada é conhecida. Portanto, é associada, a cada nó do grafo, uma injeção de fluxo igual à diferença entre a geração e a demanda. Os limites de capacidade mínimos e máximos dos componentes de transmissão não são considerados neste modelo, enquanto que os custos de transporte de potência entre barras são proporcionais às reatâncias do circuito equivalente.

O problema a ser resolvido é encontrar uma distribuição de fluxo pelos arcos do grafo, que respeite os limites de capacidade e que satisfaça as demandas

dos nós de consumo enquanto minimiza o custo total de transporte de potência, (GARVER, 1970), (GARVER; VAN HORNE; WIRGAU, 1979). Este problema é chamado de representação do sistema de potência por *fluxo em redes*, com função objetivo linear e pode ser escrito como nas eq. 16 e 17, denominado Modelo 1:

$$\text{Minimizar } f = \sum_{k=1}^n \binom{n}{i} X_{ij} p_{ij} \quad (16)$$

$$\text{S. a.} \quad \sum_{k \in \emptyset_j} p_{ij} = P_j \quad (17)$$

$$p_{ijmin} \leq p_{ij} \leq p_{ijmax}$$

$$j = 1, n$$

$$i = 1, m$$

Sendo:

m , é o número de arcos (linhas + transformadores)

n é o número de nós

X_{ij} é o custo por unidade de potência associado ao arco entre os nós i e j

P_j é a potência líquida injetada no nó j ou seja, $(P_{gj} - P_{cj})$

P_{gj} é a potência gerada e P_{cj} é a potência consumida

p_{ij} é o fluxo de potência entre os nós i e j

\emptyset_j é o conjunto de arcos conectados ao nó j

$p_{ijmin/max}$ é o limite de capacidade dos arcos i e j

O Modelo 1 é um problema de fluxo em rede a custo mínimo denominado de Modelo de Rede com Função de Perda Linear, já que a função objetivo, eq. 16, é linear e a eq. 17 é a equação de conservação de fluxo nas barras e dos limites de ramos. O problema resultante pode ser resolvido por qualquer algoritmo de fluxo em rede ou algoritmos de programação linear.

Embora este modelo tenha sido utilizado no planejamento da expansão, na determinação da confiabilidade conjunta do sistema Geração-Transmissão, na solução do problema de despacho econômico e análise de contingência, entre outras aplicações como destacado na introdução deste capítulo, ele considera somente a lei de balanço de correntes de Kirchoff e gera somente soluções aproximadas quando

dispensadas as restrições de capacidade, e resultados não satisfatórios quando as restrições de capacidade se tornam ativas.

4.4 Modelo de Fluxo de Potência CC como Problema de Mínimo Esforço

Uma extensão da formulação anterior é a representação da eq.16 pela eq. 18 que minimiza o esforço do sistema de transmissão em atender à potência especificada na equação 19.

$$\text{Minimizar } f = \sum_{i=1}^m (X_{ij}(p_{ij})^2) \quad (18)$$

$$S. a. \quad \sum_{j \in \phi_i} p_{ij} = P_i \quad (19)$$

$$j = 1, n$$

$$i = 1, m$$

Que matricialmente pode ser escrito como as eq. 20 e 21:

$$\text{Minimizar } \{f = p' X p\} \quad (20)$$

$$S. a. \quad A p = P \quad (21)$$

Onde p é o vetor de fluxos nas linhas e P é o vetor potência líquida injetada em cada barra, A é a matriz de incidência barra-ramo que representa a topologia da rede e X é uma matriz diagonal de reatâncias da rede.

4.5 Equivalência Entre o Modelo Clássico e o Modelo de Fluxo em Redes

A função Lagrangeana (22) associada às eq.20 e 21 é dada por:

$$E(p, \lambda) = \frac{1}{2} p' X p + \lambda'(P - Ap) \quad (22)$$

Onde λ ($N \times 1$) é o vetor dos multiplicadores de Lagrange e as condições de otimalidade são estabelecidas pelas eq. 23 e 24:

$$\Delta_T E(p, \lambda) = Xp - A'\lambda = 0 \quad (23)$$

$$\Delta_\lambda E(p, \lambda) = P - Ap \quad (24)$$

Resolvendo as eq. 23 e eq. 24 para P , resulta na eq. 25:

$$P = (A X^{-1} A') \lambda = (A b A') \emptyset \quad (25)$$

E, fazendo analogia com a eq. 13, conclui-se que $\lambda = \emptyset$, ou seja, que os modelos clássico e o modelo de mínimo esforço são equivalentes.

4.6 Fluxo de Carga Ótimo em CC Considerando a Capacidade da Linha de Transmissão

A demonstração da equivalência entre os modelos apresentada no item anterior não considera os limites de transmissão e, portanto, não é válida sob esta condição. A alternativa a este modelo para a determinação do fluxo de corrente é considerar a lei de tensão de Kirchhoff como restrição rígida (FUJISAWA, *et al.*, 2012), como apresentado nas eq. 26, 27, 28 e 29.

$$\text{Minimizar } f = \sum_{i=1}^i \varphi G_i + \frac{1}{2} \sum_{i=1}^j (X_{ij} p_{ij})^2 \quad (26)$$

$$\sum_{j \in \emptyset_i} p_{ij} = P_i, \quad i = 1, n \quad (27)$$

$$\sum_{j \in L_i} X_{ij} p_{ij} = 0, \quad i = 1, (m - n + 1) \quad (28)$$

$$p_{ijmin} \leq p_{ij} \leq p_{ijmax} \quad (29)$$

Neste modelo, a descrição da função objetivo, eq. 26, é flexível e pode representar a minimização das perdas, minimização do custo de geração e perdas ou qualquer outra. Entretanto, a forma de representação da função objetivo fica limitada à flexibilidade do *software* disponível para resolvê-la. A eq. 27 representa a equação de balanço nas barras e a eq. 28, a lei de tensão de Kirchhoff e essas duas equações fazem com que a solução do problema ao mesmo tempo obedeça os limites de capacidade impostos aos ramos, eq. 29.

4.7 Métodos para Solução do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo

O modelo proposto inicialmente pelos autores Carvalho *et al.* (1986) e Carvalho, Soares e Ohishi (1988), embora completo, restringe um atributo importante da solução pela inserção das equações de tensão (eq.28) que é a característica de fluxo em redes. O modelo deixa de ser um fluxo de redes simples para se tornar um fluxo de redes com restrições adicionais. Para contornar este problema, em sua proposição inicial, foi utilizado o método de fluxo em redes com restrições adicionais

(KENNINGTON; HELGASON, 1980), enfoque que não apresenta bom desempenho computacional para sistemas maiores, inviabilizando aplicações reais.

Esforços foram dirigidos à proposição de um algoritmo eficiente para resolução do problema de fluxo ótimo onde métodos de pontos interiores ganharam destaque (OLIVEIRA; SOARES, 2003a), (OLIVEIRA; SOARES; NEPOMUCENO, 2003b). A seguir, deu-se ênfase a incorporações ao modelo de restrições de segurança e dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*). Carvalho *et al.* (2012) sugeriram um modelo de fluxo de potência ótimo para corrente alternada que considera as duas equações de Kirchhoff e decompõe as variáveis em parte ativa e parte reativa (CARVALHO *et al.*, 2012), (FUJISAWA *et al.*, 2012).

4.8 Considerações

O modelo apresentado no item 4.2 pressupõe que as potências líquidas injetadas, diferença entre potência gerada e carga, sejam conhecidas e gera uma solução única. O modelo sugerido na seção 4.3 tem função objetivo linear e restrições lineares, originou o emprego de programação linear na determinação da capacidade de transmissão de um sistema de potência, permitiu a escolha do conjunto de gerações que minimizem as perdas do sistema, entretanto pode produzir poucos resultados satisfatórios, diferente daqueles obtidos pelo modelo apresentado no item 4.2.

Como demonstrado no item 4.5, o modelo sugerido no item 4.4 é equivalente ao modelo clássico de fluxo de potência em corrente contínua e tem função objetivo quadrática que busca a determinação do fluxo nas linhas com minimização de perdas e restrições lineares. Embora tenha como vantagem em relação ao modelo do item 4.2 a possibilidade de escolha do melhor conjunto de gerações para diminuição das perdas nas linhas, a busca de uma solução por programação linear consome mais tempo computacional que a inversão da matriz de susceptância B .

No sentido de possibilitar a inclusão dos limites de capacidade das linhas de transmissão, foi sugerido o modelo apresentado no item 4.6 que inclui a Lei de tensão de Kirchhoff tornando assim um modelo completo. Entretanto, este ainda é um modelo intermediário por não considerar o problema em componentes real e imaginária. O modelo sugerido no item 4.7 é um modelo de fluxo de corrente ótimo em sistema de potência, que pode representar custos de geração por qualquer função

objetivo (linear, quadrática ou de maior potência e restrições lineares) tendo desempenho de tempo computacional adequado quando resolvido por algoritmos de pontos interiores que aproveitam a estrutura de redes do problema.

Por fim, é relevante ressaltar que a aproximação resultante da passagem do modelo de corrente alternada para corrente contínua faz com que os vetores p e P sejam equivalentes a vetores de corrente nos ramos e injeções de correntes nas barras.

5 RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA POR FLUXO DE CORRENTE ÓTIMO

Este capítulo apresenta a proposta para a recomposição de sistemas de distribuição de energia elétrica como um problema de fluxo de corrente ótimo representado por um modelo de programação multiobjetivo. O problema multiobjetivo é chamado MINIMAX e representa o valor mínimo do desvio máximo ponderado das metas a serem alcançadas (RAGSDALE, 2014).

5.1 Proposta

Do conjunto de referência bibliográficas apresentado nos capítulos anteriores, conclui-se que um sistema de apoio à recomposição de um sistema de distribuição de energia elétrica deve partir de uma topologia de redes existente antes da ocorrência de um evento e:

1. Determinar uma nova configuração de rede com menor perda de potência ativa, definida como o somatório do quadrado da corrente vezes a resistência de cada ramo.
2. Determinar uma nova configuração de rede que retorne o abastecimento da carga no menor tempo possível.
3. Manter a operação dos equipamentos em limites seguros, mantendo a maior quantidade de carga possível.
4. Manter a radialidade característica das redes de distribuição.
5. Usar o mínimo de manobras para a proposta de reconfiguração.
6. Sempre que possível, manter a tensão dentro de um limite especificado.

Os itens 1 e 2 mencionados levam a um problema de otimização multiobjetivo, o item 3 a um problema com restrições de capacidade e os itens 4 e 5 a um problema de programação inteira, uma vez que a cada saída de uma linha, somente será permitida a entrada de uma única linha. O item 6 será discutido em um exemplo de aplicação.

Uma vez que uma ocorrência tenha sido identificada e isolada, é proposto o seguinte algoritmo para atendimento das condições anteriores:

1. Identifique as possíveis operações de chave para a recomposição. Variáveis de decisão.
2. Defina o conjunto de restrições (cargas a serem atendidas, capacidades de linhas e componentes da rede) a fazer parte da solução (*cluster* de solução).
3. Resolva o problema de programação inteira de escolha de uma nova configuração por ligação da chave que gere a menor perda para o sistema após a reconfiguração.
4. Resolva o problema de programação inteira de escolha de nova configuração por ligação da chave que minimize o tempo de recomposição da rede.
5. Tome como valores alvo os objetivos individuais das soluções dos passos 4 e 5 e formule o problema MINIMAX.
6. Resolva o problema de otimização MINIMAX, tendo como objetivo o afastamento mínimo dos resultados obtidos em 4 e 5.

5.2 Formulação do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo

Este item apresenta os diferentes modelos para a construção do problema de fluxo de corrente ótimo para um sistema de distribuição com característica predominantemente radial, a partir das Leis de Corrente e Tensão de Kirchhoff. No início, é considerada somente a representação da parte ativa da corrente, sendo, a seguir, o modelo expandido para a consideração do problema com representação complexa.

5.2.1 Decisão por Minimização das Perdas

No 5.1, o item 3 do algoritmo corresponde a um problema de programação inteira que deve escolher a chave a ser fechada de forma a minimizar as perdas ativas do sistema a ser recomposto. Considerando somente as componentes ativas, o problema pode ser descrito pelas eq. 30, 31 e 32:

$$\text{Minimizar} \quad \{i^r R i^r\} \quad (30)$$

$$s. a. \quad \begin{bmatrix} A & C & 0 \\ 0 & I_C & -L_S \\ 0 & I_C & +L_I \\ 0 & 0 & J_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^r \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (31)$$

$$\begin{bmatrix} i^r_{min} \\ i^r_{c_{min}} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r \\ i^r_c \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r_{max} \\ i^r_{c_{max}} \end{bmatrix} \quad (32)$$

Sendo i^r o vetor de fluxo de corrente real nos ramos do sistema pré-contingência ; $i^{r'}$ o vetor corrente, transposto do vetor i^r ; i^r_c é o vetor de corrente dos ramos de recomposição; R é uma matriz quadrada, tendo na diagonal o valor da resistência do ramo; A é matriz de incidência barra-ramo do sistema existente, com os limites de transmissão superior e inferior do ramo removido iguais a zero (para simular a remoção desta linha); C é a matriz incidência das possíveis conexões de recursos de recomposição; I_c é a matriz de fluxo de corrente dos recursos de recomposição; $-L_s$ e $+L_l$ são respectivamente os limites superiores e inferiores do recurso de recomposição a ser testado; y representa os recursos que serão testados para cada problema e feita a escolha de melhor caminho de recomposição; J_c é o vetor identidade que garante a escolha de um único chaveamento para recomposição entre os possíveis elementos pertencentes ao conjunto de conexões possíveis e I^r é o vetor de corrente real injetada líquida (diferença entre a corrente real gerada e a corrente real consumida).

5.2.2 Decisão por Menor Tempo de Recomposição

Este problema também pode ser representado como um problema de programação inteira de reconfiguração com tempo mínimo que deve escolher a chave a ser fechada de forma a minimizar o tempo para recomposição do sistema e tem a forma:

$$\text{Minimizar} \quad \{0 + T\} \quad (33)$$

$$S. a. \quad \begin{bmatrix} A & C & 0 \\ 0 & I_c & -L_s \\ 0 & I_c & +L_l \\ 0 & 0 & J_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^r \\ i^r_c \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^r \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} i^r_{min} \\ i^r_{c_{min}} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r \\ i^r_c \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r_{max} \\ i^r_{c_{max}} \end{bmatrix} \quad (34)$$

Onde T é vetor de tempos de recomposição.

5.2.3 A Recomposição como um problema de Otimização Multiobjetivo

O Problema de recomposição deve ser formulado como um problema de otimização multiobjetivo de minimização de perdas e menor tempo de recomposição, problema MINIMAX, que pode ser representado pelas eq. 35 a 40

$$\text{Minimizar} \quad \{ Q \} \quad (35)$$

$$S. a. \quad \begin{bmatrix} A & C & 0 \\ 0 & I_C & -L_S \\ 0 & I_C & +L_I \\ 0 & 0 & J_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^r \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (36)$$

$$\begin{bmatrix} i_{min}^r \\ i_{c_{min}}^r \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i_{max}^r \\ i_{c_{max}}^r \end{bmatrix} \quad (37)$$

$$i^r R i^r - Q \leq 1 \quad (38)$$

$$T - Q \leq 1 \quad (39)$$

$$0 \leq Q \leq 1 \quad (40)$$

Onde Q é uma variável comum ao problema de minimização de perdas e menor tempo de recomposição e representa o mínimo do desvio máximo ponderado.

5.3 Decomposição do Problema de Fluxo de Corrente Ótimo Considerando a Parte Real e a Parte Imaginária

Os fluxos de corrente nas linhas do sistema de distribuição de energia elétrica, definidos pelos vetor de corrente nos ramos i e o vetor de injeção de corrente nas barras I são números complexos. Portanto, os problemas apresentados nos itens anteriores devem ser representados por sua parte real e parte imaginária para, a partir da decomposição, poderem se tornar um problema de otimização. Considerando que nos sistemas de distribuição há o interesse em minimização das perdas ativas e a dominância da parte real sobre a parte imaginária, os problemas descritos em 5.1 e 5.2 podem ser reescritos conforme as eq. 41 a 43:

$$\text{Minimizar} \quad \{ i^r \ R \ i^r \} \quad (41)$$

$$S. a. \quad \begin{bmatrix} A & C & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A & C & 0 \\ 0 & I_C & 0 & 0 & -L_S \\ 0 & I_C & 0 & 0 & +L_I \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \\ i^m \\ i_c^m \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^r \\ I^m \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (42)$$

$$\begin{bmatrix} i^r_{min} \\ i_c^r_{min} \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r_{max} \\ i_c^r_{max} \end{bmatrix} \quad (43)$$

Onde i^m representa a componente imaginária do vetor fluxo de corrente nos ramos do sistema pré-contingência; i_c^m a componente imaginária o vetor fluxo de corrente nos ramos de possíveis conexões; I^m representa a componente imaginária o vetor de corrente injetada líquida (diferença entre a corrente imaginária gerada e a corrente imaginária consumida). A eq. 42 reúne na primeira linha o balanço de corrente real; na segunda linha o balanço de corrente imaginária, e os restante de equações indicam a condição necessária para que a escolha de uma conexão ocorra tanto para a componente real como para a componente imaginária da corrente. A eq. 43 representa as restrições de capacidade de transmissão com relação às correntes reais, parte responsável pelas perdas e pelo aquecimento das linhas.

A extensão deste procedimento para problemas de recomposição com tempo mínimo de religamento e/ou para o problema MINIMAX é imediata e exemplificada no capítulo a seguir.

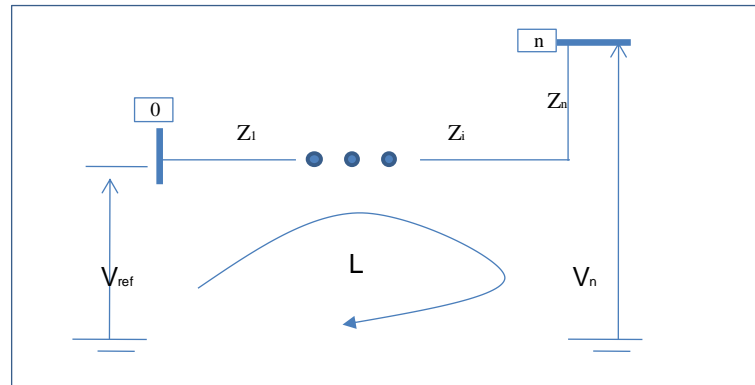
5.4 Consideração da Lei de Tensão de Kirchhoff

Outra flexibilidade do enfoque aqui adotado para determinação do fluxo de corrente ótimo em um sistema de distribuição é a possibilidade de inclusão da Lei de Tensão de Kirchhoff (CARVALHO *et al.*, 2012), (FUJISAWA *et al.*, 2013). Com esta inclusão, por meio de equações lineares, o modelo é expandido podendo considerar três novas situações:

1. A possibilidade da inclusão de uma unidade de GD,
2. O controle de tensão em uma barra da ponta de um alimentador do sistema, e
3. A análise de um sistema com topologia malha.

A seguir é apresentado como esta inclusão ocorre a partir da equação de malha exemplificada na Figura 13, seguida da eq. 44:

Figura 13 – Lei de Tensão de Kirchhoff



Fonte: Elaborado pelo autor

$$V_{ref} - (Z \cdot i) - V_n = 0 \quad (44)$$

Onde V_{ref} é a tensão na subestação de referência; $Z = (Z_1 \dots Z_i \dots Z_n)$ é o vetor de impedâncias dos ramos pertencentes ao Laço L e V_n é a tensão na barra que se deseja controlar; enquanto que i é o vetor correntes nos ramos pertencentes ao laço L . A extensão do problema MINIMAX para consideração da equação de laço é apresentada pelas eq. 45 e o conjunto de eq. 46 e eq. 47, sendo ; se refere a parte real da tensão de controle; R e R_C são as matrizes resistência pós contingência e de seus recursos de recomposição, respectivamente; X e X_C são as matrizes de reatância pós contingência e de seus recursos de recomposição, respectivamente :

$$\text{Minimizar} \quad \{ i^r R i^{r'} \} \quad (45)$$

$$S. a. \quad \begin{bmatrix} A & C & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A & C & 0 & 0 \\ 0 & I_C & 0 & 0 & -L_S & 0 \\ 0 & I_C & 0 & 0 & +L_I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_C & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_C & -L_S & 0 \\ 0 & 0 & 0 & I_C & +L_I & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & J_C & 0 \\ 0 & C & 0 & -C & 0 & 0 \\ R & R_C & -X & -X_C & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \\ i_c^m \\ y \\ V_n^r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^r \\ I^m \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ V_{ref} \end{bmatrix} \quad (46)$$

$$\begin{bmatrix} i_{min}^r \\ i_c^r \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i^r \\ i_c^r \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} i_{max}^r \\ i_c^r \end{bmatrix} \quad (47)$$

6 APLICAÇÃO DA PROPOSTA À RECOMPOSIÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A proposta apresentada no Capítulo 5 faz uso de técnica de programação matemática para resolução de problemas de recomposição de redes de distribuição. O problema é apresentado na forma de programação multiobjetivo que tem como resultado a melhor opção de religamento (e configuração) segundo uma função objetivo definida, simultaneamente, como a minimização de perdas de potência ativa nas linhas e menor tempo de recomposição, para atender uma demanda de potência de barras especificada, dentro de limites de corrente referentes à capacidade operacional dos ramos.

As falhas, ainda que possam ocorrer em diferentes localizações da rede de distribuição, são tratadas de forma isolada, o que resulta em aberturas de chave para isolar-se o trecho afetado, e o fechamento de outra chave para recomposição de energia à área isolada. Mantém-se a característica de radialidade para as opções de religamento do sistema.

Da mesma forma que é tratado o isolamento de um trecho afetado, a resolução do fluxo de rede ocorre em trechos segmentados, de onde farão parte da solução somente os recursos pertinentes àquela situação, como apresentado no Capítulo 3 nas revisões de alguns autores.

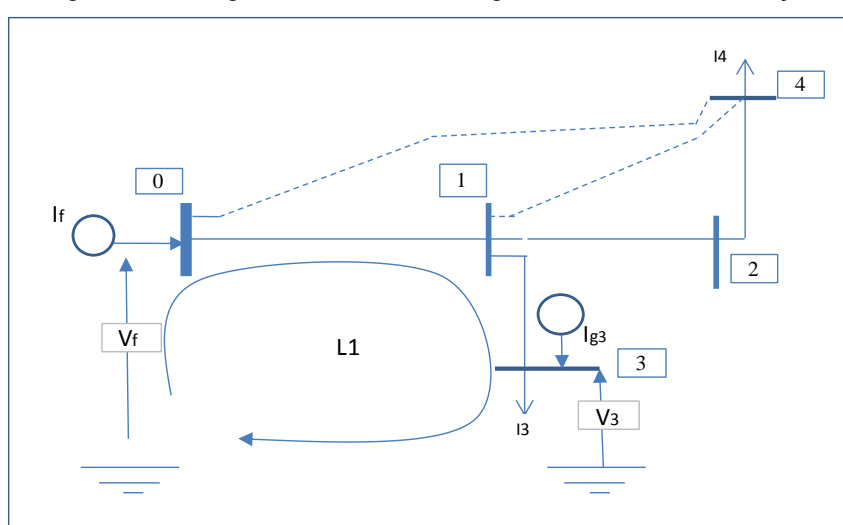
Como a proposta prevê o atendimento de dois objetivos, representados pela minimização de perdas e de menor tempo de recomposição, as respostas isoladas podem ser concorrentes entre si, quanto à decisão do melhor ramo para recomposição. O enfoque MINIMAX é uma solução que busca uma resposta de menor desvio dos valores ótimos, quando tratados como objetivos separados.

Esse capítulo se inicia pelo exemplo de aplicação que busca detalhar a implementação do modelo em uma planilha Excel. A seguir, são apresentados dois sistemas de distribuição, sendo o primeiro baseado em uma rede de 16 barras, adaptada do autor Abur (1996) e o segundo, em uma rede de 33 barras, adaptada dos autores Rajaram, Kumar e Rajasekar (2015).

6.1 Exemplo de Aplicação

A Figura 14 representa um diagrama de um sistema hipotético de distribuição com dois geradores, cinco barras, uma malha externa para controle de tensão e dois circuitos para recomposição de falhas nos ramos 1-2 ou 2-4. O modelo toma a subestação, barra zero, como referência. As linhas pontilhadas descrevem os ramos disponíveis para recursos de recomposição, e as linhas contínuas são o circuito em caso base, ou seja, operação em estado normal.

Figura 14 – Diagrama de um sistema generalizado de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor

6.1.1 Função Objetivo

Os sistemas de distribuição primária operam à média tensão e alta corrente, resultando em elevadas perdas de potência ativa. Portanto, é apropriada a definição de uma função objetivo para o fluxo de corrente ótimo como a minimização das perdas na eq. 48:

$$\text{Min} \{ r_{01}(i_{01}^r)^2 + r_{12}(i_{12}^r)^2 + r_{13}(i_{13}^r)^2 + r_{24}(i_{24}^r)^2 + r_{04}(i_{04}^r)^2 + r_{14}(i_{14}^r)^2 \} \quad (48)$$

Onde r_{ij} representa a resistência do ramo entre a barra i e a barra j , e i_{ij}^r a corrente real do ramo ij .

6.1.2 Lei de Corrente de Kirchhoff

A Lei de Corrente de Kirchhoff determina que a soma das correntes que chegam em uma barra subtraída a soma das correntes que deixam a barra é igual a zero. Assim, segue formulação na TABELA 1, considerando as componentes real e imaginária.

TABELA 1 – Lei de Corrente de Kirchhoff aplicada à rede de 5 barras

| Dados | Parte Real | | Parte Imaginária | |
|---------|---|-----|---|-----|
| Barra 0 | $I_f^r - i_{01}^r - i_{04}^r$ | = 0 | $I_f^m - i_{01}^m - i_{04}^m$ | = 0 |
| Barra 1 | $i_{01}^r - i_{12}^r - i_{13}^r - i_{14}^r$ | = 0 | $i_{01}^m - i_{12}^m - i_{13}^m - i_{14}^m$ | = 0 |
| Barra 2 | $i_{12}^r - i_{24}^r$ | = 0 | $i_{12}^m - i_{24}^m$ | = 0 |
| Barra 3 | $i_{13}^r + i_{g3}^r - I_3^r$ | = 0 | $i_{13}^m + i_{g3}^m - I_3^m$ | = 0 |
| Barra 4 | $i_{24}^r + i_{14}^r + i_{04}^r - I_4^r$ | = 0 | $i_{24}^m + i_{14}^m + i_{04}^m - I_4^m$ | = 0 |

6.1.3 Lei de Tensão de Kirchhoff

A lei de Tensão de Kirchhoff determina que a soma de tensões em um laço fechado é igual a zero. Como especificado na Figura 14, é necessário compatibilizar a tensão da barra de referência com a tensão da barra 3. Para tanto pode-se escrever a eq. 49:

$$V_f - Z_{01}i_{01} - Z_{13}i_{13} - V_{g3} = 0 \quad (49)$$

Assumindo V_f definido como $1 + j0$ a eq. 49 pode ser separada em parte real, eq. 50, e parte imaginária, eq. 51:

$$r_{01}i_{01}^r + r_{13}i_{13}^r - x_{01}i_{01}^m - x_{13}i_{13}^m + V_{g3}^r = V_f^r \quad (50)$$

$$x_{01}i_{01}^r + x_{13}i_{13}^r + r_{01}i_{01}^m + r_{13}i_{13}^m + V_{g3}^m = V_f^m \quad (51)$$

6.1.4 Restrição de Unicidade

A escolha de chaveamento entre as linhas candidatas a entrar em operação a partir da identificação de uma falha deve assegurar que tanto o fluxo de corrente real quanto o fluxo de corrente imaginária percorram o mesmo recurso. No exemplo

acima, um evento entre as barras 1 e 2, ramo 1-2, a equação de solução única para a corrente real e para corrente imaginária deve garantir que exista tanto a parte real quanto a parte imaginária de uma das possíveis recomposições. As equações de unicidade para os recursos de recomposição, ramo 0-4 e ramo 1-4, são eq. 52 e eq. 53:

$$U_{04}^r - U_{04}^m = 0 \tag{52}$$

$$U_{14}^r - U_{14}^m = 0 \tag{53}$$

O modelo de otimização para o problema acima está representado pela TABELA 2 – Estrutura de dados. Esse modelo de aplicação serve como orientação para a proposta nos circuitos do Estudo de Caso, descritos no item 6.2.

TABELA 2 – Estrutura de dados

| | | Real | | | | | | | | Imaginário | | | | | | | | Capac | | Re | Im | | | | |
|------------|------|------|-----|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------|-----|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-------|-----|------------------|------------------|---|-----|-----------------|-----------------|
| | | If | Ig3 | i ₀₁ | i ₁₂ | i ₁₃ | i ₂₄ | i ₀₄ | i ₁₄ | If | Ig3 | i ₀₁ | i ₁₂ | i ₁₃ | i ₂₄ | i ₀₄ | i ₁₄ | C5 | C6 | Vg _{3r} | Vg _{3i} | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 | | |
| Custo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Decisão | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Real | 0 | -1 | -1 | | | | | -1 | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 | I _{re} | |
| | B0 | 1 | | -1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| | B1 | | | 1 | -1 | -1 | | | -1 | | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| | B2 | | | | 1 | | -1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| | B3 | | 1 | | | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| | B4 | | | | | | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | | 0,0 | | |
| Imag | 0 | | | | | | | | | -1 | -1 | | | | | -1 | | | | | | | | 0,0 | I _{Im} |
| | B0 | | | | | | | | | 1 | | -1 | | | | | | | | | | | | 0,0 | |
| | B1 | | | | | | | | | | 1 | -1 | -1 | | | | -1 | | | | | | | 0,0 | |
| | B2 | | | | | | | | | | | 1 | | -1 | | | | | | | | | | 0,0 | |
| | B3 | | | | | | | | | | 1 | | 1 | | | | | | | | | | | 0,0 | |
| | B4 | | | | | | | | | | | | 1 | 1 | 1 | | | | | | | | 0,0 | | |
| Laço Exter | Real | | | 0,86 | 0,54 | | | | | | | -1,4 | -0,9 | | | | | | | 1 | | | | 0 | |
| | Imag | | | 1,45 | 0,91 | | | | | | | 0,86 | 0,54 | | | | | | | | | 1 | | 0 | |
| Cap R + | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | -c5 | | | | | 0 | |
| | | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | -c6 | | | | 0 | |
| Cap R - | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | | c5 | | | | 0 | |
| | | | | | | | | | 1 | | | | | | | | | | | c6 | | | | 0 | |
| Lim Tens | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | | | 1,01 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | | 0,95 | |
| Rest Unic | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | -1 | | | | 0 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 | -1 | | | | 0 | |

Nessa tabela, a linha *custo* assume diferentes valores de acordo com o objetivo, como impedância para minimização de perdas e tempo de recomposição de cada recurso disponível. Para o subproblema de minimização das perdas, ela terá valores somente das resistências. Para o subproblema de minimização de tempos, somente os campos *c5* e *c6* exibirão os tempos de religamento. A linha *decisão* vai apresentar o fluxo nos ramos que compõem a decisão de recomposição, tanto para o objetivo de minimização de perdas quanto para a decisão pelo menor tempo.

6.2 Estudo de Caso

A seguir serão apresentadas as duas redes de distribuição utilizadas para estudos de caso.

6.2.1 Rede de 16 Barras

A rede de distribuição empregada para aplicação foi adaptada de um trabalho apresentado pelo autor (ABUR, 1996), composta por:

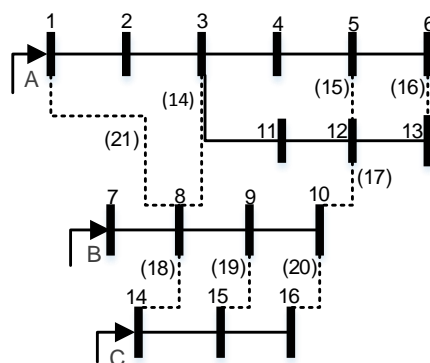
- 16 barras
 - 3 barras alimentadoras (feeders)
 - 13 barras de demanda
 - 21 ramos
 - 13 para caso base
 - 8 para recursos de recomposição

A Figura 15 apresenta o circuito, onde as barras 1, 7 e 14 são consideradas como alimentadoras, as barras 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15 e 16 são as barras de demanda.

Os ramos contínuos são indicações do caso base, quando o sistema se encontra em estado normal de operação, indicado no capítulo 2. Os ramos pontilhados, de (14) a (21), são recursos destinados às ações de recomposição da rede.

A abertura de chave equivale à remoção do ramo que tenha sido acometido por um evento inesperado que resulte em interrupção de abastecimento de energia, e o fechamento se refere à inclusão de um recurso para transferência da carga.

Figura 15 – Rede de distribuição de 16 barras



Fonte: Adaptado pelo autor (ABUR, 1996)

6.2.1.1 Dados Técnicos da Rede de 16 Barras

Os dados que servem de entrada para o sistema são apresentados na TABELA 3 e se referem aos dados de potências ativa (P) e reativa (Q) das barras do sistema:

TABELA 3 – Dados das injeções, rede de 16 barras

| | Barras | P (p.u) | Q (p.u) |
|---------------|-----------|-------------------|-------------------|
| Alimentador 1 | 1 | $0 \leq P \leq 4$ | $0 \leq Q \leq 4$ |
| | 2 | = 0,330 | = 0,180 |
| | 3 | = 0,410 | = 0,210 |
| | 4 | = 0,200 | = 0,100 |
| | 5 | = 0,130 | = 0,040 |
| | 6 | = 0,050 | = 0,020 |
| Alimentador 2 | 7 | $\leq 2,5$ | ≤ 2 |
| | 8 | = 0,500 | = 0,220 |
| | 9 | = 0,210 | = 0,160 |
| | 10 | = 0,050 | = 0,020 |
| | 11 | = 0,250 | = 0,150 |
| | 12 | = 0,770 | = 0,240 |
| Alimentador 3 | 14 | $\leq 1,5$ | ≤ 1 |
| | 15 | = 0,220 | = 0,050 |
| | 16 | = 0,430 | = 0,030 |

Fonte: Adaptado pelo autor (ABUR, 1996)

Na TABELA 3 as barras 1, 7 e 14 são as barras alimentadoras do sistema e seu valor potência ativa e reativa é flexível (\leq) para ser determinado pelo limite superior por constituírem barras de fonte de energia. As outras barras possuem demandas de potência preestabelecidas.

Os dados relacionados aos ramos são indicados pela TABELA 4, de acordo com a configuração da rede, como também os limites de capacidade de fluxo de corrente para as componentes real e imaginária, no entanto emprega-se a parte real.

TABELA 4 – Dados dos ramos da rede de 16 barras

| Ramos | Origem | Destino | R (p.u.) | Capacidade i_r (p.u.) | X (p.u.) | Capacidade i_x (p.u.) | |
|-------|--------|---------|----------|-------------------------|----------|-------------------------|-----------|
| 1 | 1 | 2 | 0,0083 | De -5 a +5 | 0,0080 | De -3 a +3 | Caso Base |
| 2 | 2 | 3 | 0,0098 | De -5 a +5 | 0,0150 | De -3 a +3 | |
| 3 | 3 | 4 | 0,0012 | De -5 a +5 | 0,0066 | De -3 a +3 | |
| 4 | 4 | 5 | 0,0025 | De -5 a +5 | 0,0040 | De -3 a +3 | |
| 5 | 5 | 6 | 0,0030 | De -5 a +5 | 0,0080 | De -3 a +3 | |
| 6 | 3 | 11 | 0,0020 | De -5 a +5 | 0,0040 | De -3 a +3 | |
| 7 | 11 | 12 | 0,0039 | De -5 a +5 | 0,0050 | De -3 a +3 | |
| 8 | 12 | 13 | 0,0099 | De -5 a +5 | 0,0175 | De -3 a +3 | |
| 9 | 7 | 8 | 0,0069 | De -5 a +5 | 0,0099 | De -3 a +3 | |
| 10 | 8 | 9 | 0,0058 | De -5 a +5 | 0,0098 | De -3 a +3 | |
| 11 | 9 | 10 | 0,0048 | De -5 a +5 | 0,0080 | De -3 a +3 | |
| 12 | 14 | 15 | 0,0081 | De -5 a +5 | 0,0180 | De -3 a +3 | |
| 13 | 15 | 16 | 0,0032 | De -5 a +5 | 0,0074 | De -3 a +3 | |
| 14 | 3 | 8 | 0,0069 | De -5 a +5 | 0,0169 | De -3 a +3 | Recurso |
| 15 | 5 | 12 | 0,0078 | De -5 a +5 | 0,0110 | De -3 a +3 | |
| 16 | 6 | 13 | 0,0054 | De -5 a +5 | 0,0160 | De -3 a +3 | |
| 17 | 10 | 12 | 0,0038 | De -5 a +5 | 0,0080 | De -3 a +3 | |
| 18 | 8 | 14 | 0,0062 | De -5 a +5 | 0,0130 | De -3 a +3 | |
| 19 | 9 | 15 | 0,0002 | De -5 a +5 | 0,0041 | De -3 a +3 | |
| 20 | 10 | 16 | 0,0071 | De -5 a +5 | 0,0147 | De -3 a +3 | |
| 21 | 1 | 8 | 0,0024 | De -5 a +5 | 0,0051 | De -3 a +3 | |

Fonte: Adaptado pelo autor (ABUR, 1996)

Os dados de tempo de recomposição para esta rede estão apresentados na TABELA 5, em p.u., adaptados dos autores Assis *et al.*, (2013).

TABELA 5 – Dados de Tempo de Recomposição - Recursos da Rede de 16 Barras

| Ramos | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|------------------------------|-----|-----|-------|------|------|------|------|-----|
| Tempo de Recomposição | 0,5 | 0,2 | 0,125 | 0,45 | 0,41 | 0,48 | 0,46 | 0,4 |

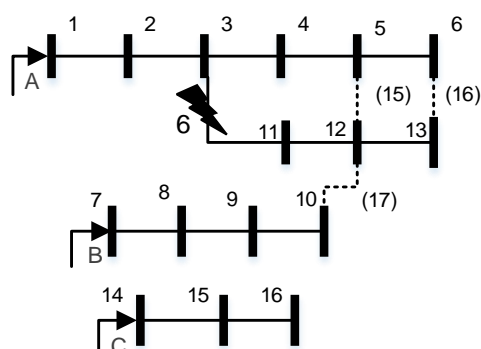
Fonte: Adaptado pelo autor (Assis, *et al.*, 2013)

Esses dados servem para determinação do menor tempo de recomposição nos cenários 1 e 2.

6.2.1.2 Cenário 1

A Figura 16 representa o circuito unifilar para o Cenário 1, correspondente à interrupção do ramo 6, entre as barras 3-11. Os recursos disponíveis para recomposição são os ramos (15) entre barras 5-12, (16) entre barras 6-13 e (17) entre as barras 10-12.

Figura 16 – Cenário 1



Fonte: Adaptado pelo autor (ABUR, 1996)

A TABELA 6 apresenta o resultado da simulação dos modelos apresentados anteriormente, para a função objetivo representada pela minimização da tensão ($FO = R * I$), que reflete, de forma indireta a minimização das perdas do sistema. Dessa maneira, a FO das TABELA 6, 8, 14 e 16 indica a minimização de tensão no sistema, refletindo indiretamente na minimização de perdas. Esta função objetivo linear (tensão) foi utilizada, uma vez que permite a minimização, de forma indireta das perdas do sistema, mas constitui um modelo menos complexo do que a função objetivo de minimização de perdas (função quadrática).

Uma etapa de modelo de potência ativa, e uma segunda para potência ativa e reativa. Os tempos de manobra para recomposição de cada recurso são estabelecidos previamente e apresentados pela TABELA 5.

TABELA 6 – Resultados do Cenário 1 _ linear

| Cenário 1 | $FO = R * I$ | Recurso 15 | Recurso 16 | Recurso 17 |
|---|--------------|------------|-----------------|------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,0681 | 0,0569 | 0,0581 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,0681 | 0,0569 | 0,0581 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | Ligar 16 | |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | Ligar 16 | |

| | | | |
|---|--|----------|--|
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | Ligar 16 | |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | Ligar 16 | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | Ligar 16 | |

Foram simulados individualmente as recomposições por cada um dos recursos de recomposição, 15, 16 e 17, para a confirmação da melhor opção de religamento pelo critério de mínimas perdas. Estes resultados são apresentados nas linhas 1 e 2.

A escolha da melhor opção de religamento por programação inteira, considerados os recursos de recomposição 15, 16 e 17 para perdas é apresentada nas linhas 4 e 5, e teve o ramo 16 como melhor opção de recomposição. A linha 3 foi resolvida programação inteira para decisão de menor tempo de recomposição, e tem o ramo 16 como melhor opção. As linhas 4 e 5 são resultados obtidos por PI e apresentam o ramo 16 como a melhor resposta de recomposição. As linhas 6 e 7 apresentam resultado do objetivo MINIMAX, onde os resultados ótimos são obtidos da PI para tempo e perdas foram empregados como meta e obtiveram o ramo 16 como a melhor opção de recomposição. Para esse resultado não houve desvio das metas.

A TABELA 7 apresenta o resultado da simulação para a função objetivo representada pela minimização de perdas quadráticas. Essa simulação segue o mesmo roteiro que a anterior.

TABELA 7 – Resultados do Cenário 1 _ quadrática

| Cenário 1 | $FO = R * I^2$ | Recurso 15 | Recurso 16 | Recurso 17 |
|---|----------------|------------|------------|---------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,1114 | 0,1227 | 0,0732 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,1114 | 0,1227 | 0,0732 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | Ligar 16 | |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | Ligar 17 |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | Ligar 17 |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | Ligar 16 | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | Ligar 16 | |

O resultado da TABELA 7 acima indica as linhas 1 e 2 se repetem como na TABELA 6, e apresentam as perdas das ligações individuais dos recursos (15), (16) e

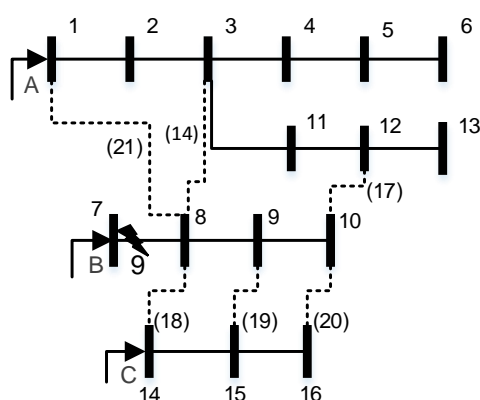
(17) respectivamente. A linha 3 tem o ramo 16 como menor tempo de recomposição por PI. As linhas 4 e 5 apresentam o ramo 17 na PI de menor perda.

As linhas 6 e 7 apresentam resultado do objetivo MINIMAX, sendo o ramo 16 a melhor solução de compromisso. O resultado ressalta a importância de inclusão do critério multiobjetivo, uma vez que a escolha por menor tempo difere da escolha por mínima perda.

6.2.1.3 Cenário 2

A Figura 17 representa o circuito unifilar para o Cenário 2, correspondente à interrupção do ramo 9, entre as barras 7-8. Os recursos disponíveis para recomposição são os ramos (14) entre barras 3-8, (17) entre as barras 10-12, (18) entre barras 14-8, (19) entre barras 15-9, (20) entre barras 20-10 e (21) entre barras 1-8. Esse cenário tem como característica a retirada de um alimentador, entrada pela barra 7.

Figura 17 – Cenário 2



Fonte: Adaptado pelo autor (ABUR, 1996)

O Cenário 2 segue a mesma sequência de testes do Cenário 1. Os resultados da simulação para a função objetivo representada pela minimização de perdas lineares estão reunidos na TABELA 8, e apontam o ramo 21 como melhor opção de recomposição de todos os objetivos, para todas as etapas de simulação.

TABELA 8 – Resultados do Cenário 2 _ linear

| Cenário 2 $FO = R * I$ | 14 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| 1. Perda - modelo Potência Ativa | 0,0751 | 0,0692 | 0,0608 | 0,0580 | 0,0620 | 0,0579 |

| | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|-----------------|
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | 0,0751 | 0,0692 | 0,0608 | 0,0580 | 0,0620 | 0,0579 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | | | Ligar 21 |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 21 |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 21 |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 21 |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 21 |

A TABELA 9 apresenta os resultados da simulação para a função objetivo representada pela minimização de perdas quadráticas.

Novamente, os resultados apontam o ramo 21 como melhor opção de recomposição de todos os objetivos, em todas as etapas de simulação.

TABELA 9 – Resultados do Cenário 2 _ quadrática

| Cenário 2 | $FO = R * I^2$ | 14 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 |
|---|----------------|--------|--------|--------|--------|-----------------|----|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | 0,1682 | 0,1826 | 0,0985 | 0,1087 | 0,1191 | 0,0963 | |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | 0,1682 | 0,1826 | 0,0985 | 0,1087 | 0,1191 | 0,0963 | |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | | | Ligar 21 | |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 21 | |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 21 | |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 21 | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 21 | |

Como o resultado foi o mesmo para os cenários de minimização de perdas e menor tempo, não houve desvio das metas no resultado multiobjetivo.

6.2.2 Rede de 33 Barras

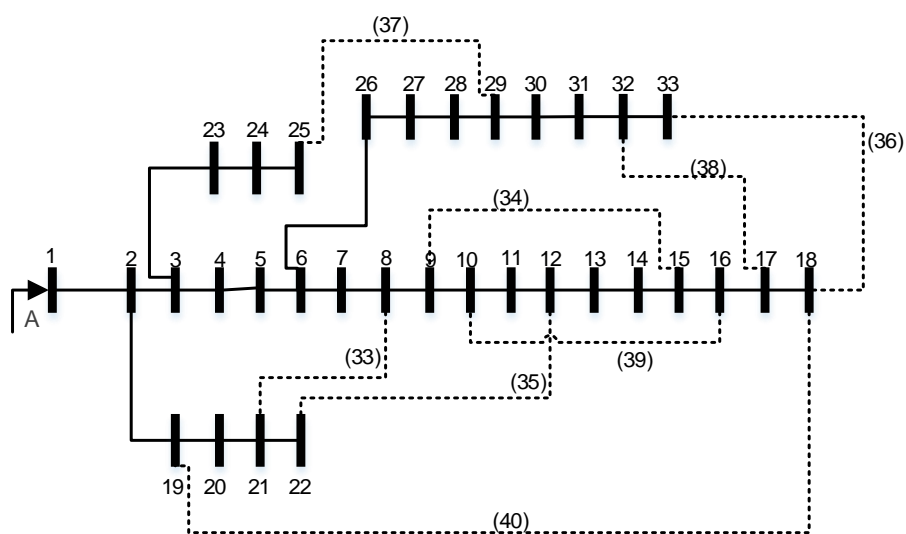
A segunda rede empregada para testes foi adaptada do modelo original do autor (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015), e é composta por:

- 33 barras de demanda
- 40 ramos
 - 32 para caso base

- 8 recursos de recomposição

A Figura 18 apresenta o circuito adaptado e suas indicações de ligações. Esse circuito tem um ponto de geração conectado à barra 1. O restante das barras, de 2 a 33, são barras de demanda fixa.

Figura 18 – Rede de distribuição de 33 barras



Fonte: Adaptado pelo autor (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015)

Os ramos contínuos são indicações do caso base, quando o sistema se encontra em estado normal de operação. Os ramos pontilhados, de (33) a (40), são recursos destinados às ações de recomposição da rede, quando o sistema se encontrar no estado restaurativo.

A abertura de chave equivale à remoção do ramo que tenha sido acometido por um evento inesperado que resulte em interrupção de abastecimento de energia, e o fechamento se refere à inclusão de um recurso para transferência da carga.

6.2.2.1 Dados Técnicos da Rede de 33 Barras

As informações da rede de 33 barras estão apresentadas na TABELA 11, onde são indicadas as demandas de cada uma das barras, menos a barra 1 que assume como subestação.

Na TABELA 10, a geração está conectada à barra 1 e seu valor de potência ativa e reativa é flexível (\leq) para atender de acordo com a necessidade da rede referente a recomposição a ser analisada. As outras barras possuem demandas de

potência definidas, tanto ativa P, quanto reativa Q. Todos os elementos estão apresentados em forma normalizada de p.u. (por unidade), e é assumida como unitária a tensão em todas as barras de demanda, o que equivale igualar a potência à corrente.

TABELA 11 – Dados das barras, rede de 33 barras

| Barras | P (p.u.) | Q (p.u.) |
|----------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 1 | $0 \leq P_1 \leq 4$ | $0 \leq Q_1 \leq 4$ |
| 2 | = 0,1 | = 0,06 |
| 3 | = 0,09 | = 0,04 |
| 4 | = 0,12 | = 0,08 |
| 5 | = 0,06 | = 0,03 |
| 6 | = 0,06 | = 0,02 |
| 7 | = 0,2 | = 0,1 |
| 8 | = 0,2 | = 0,1 |
| 9 | = 0,06 | = 0,02 |
| 10 | = 0,06 | = 0,02 |
| 11 | = 0,045 | = 0,03 |
| 12 | = 0,06 | = 0,035 |
| 13 | = 0,06 | = 0,035 |
| 14 | = 0,12 | = 0,08 |
| 15 | = 0,06 | = 0,01 |
| 16 | = 0,06 | = 0,02 |
| 17 | = 0,06 | = 0,02 |
| 18 | = 0,09 | = 0,04 |
| 19 | = 0,09 | = 0,04 |
| 20 | = 0,09 | = 0,04 |
| 21 | = 0,09 | = 0,04 |
| 22 | = 0,09 | = 0,04 |
| 23 | = 0,09 | = 0,05 |
| 24 | = 0,42 | = 0,2 |
| 25 | = 0,42 | = 0,2 |
| 26 | = 0,06 | = 0,025 |
| 27 | = 0,06 | = 0,025 |
| 28 | = 0,06 | = 0,02 |
| 29 | = 0,12 | = 0,07 |
| 30 | = 0,2 | = 0,6 |
| 31 | = 0,15 | = 0,07 |
| 32 | = 0,21 | = 0,1 |
| 33 | = 0,06 | = 0,04 |

Fonte: Adaptado pelo autor (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015)

Os dados relacionados aos ramos são indicados pela TABELA 12, de acordo com a configuração da rede, como também os limites de capacidade de fluxo de corrente para componente real e imaginária.

Os dados de tempo de recomposição para a rede de 33 barras estão apresentados na TABELA 13, adaptados dos autores Assis *et al.*, (2013).

TABELA 12 – Dados dos ramos da rede de 33 barras

| Ramos | Origem | Destino | R (p.u.) | Capacidade i_r (p.u.) | X (p.u.) | Capacidade i_x (p.u.) |
|-------|--------|---------|----------|----------------------------|----------|----------------------------|
| 0 | 0 | 1 | 0 | De -4 a +4 | 0 | De -3 a +3 |
| 1 | 1 | 2 | 0,0005 | De -4 a +4 | 0,0003 | De -3 a +3 |
| 2 | 2 | 3 | 0,0030 | De -4 a +4 | 0,0015 | De -3 a +3 |
| 3 | 3 | 4 | 0,0022 | De -4 a +4 | 0,0011 | De -3 a +3 |
| 4 | 4 | 5 | 0,0023 | De -4 a +4 | 0,0012 | De -3 a +3 |
| 5 | 5 | 6 | 0,0051 | De -4 a +4 | 0,0044 | De -3 a +3 |
| 6 | 6 | 7 | 0,0011 | De -4 a +4 | 0,0038 | De -3 a +3 |
| 7 | 7 | 8 | 0,0106 | De -4 a +4 | 0,0077 | De -3 a +3 |
| 8 | 8 | 9 | 0,0064 | De -4 a +4 | 0,0046 | De -3 a +3 |
| 9 | 9 | 10 | 0,0064 | De -4 a +4 | 0,0046 | De -3 a +3 |
| 10 | 10 | 11 | 0,0012 | De -4 a +4 | 0,0004 | De -3 a +3 |
| 11 | 11 | 12 | 0,0023 | De -4 a +4 | 0,0007 | De -3 a +3 |
| 12 | 12 | 13 | 0,0091 | De -4 a +4 | 0,0072 | De -3 a +3 |
| 13 | 13 | 14 | 0,0033 | De -4 a +4 | 0,0044 | De -3 a +3 |
| 14 | 14 | 15 | 0,0036 | De -4 a +4 | 0,0032 | De -3 a +3 |
| 15 | 15 | 16 | 0,0046 | De -4 a +4 | 0,0034 | De -3 a +3 |
| 16 | 16 | 17 | 0,008 | De -4 a +4 | 0,0107 | De -3 a +3 |
| 17 | 17 | 18 | 0,0045 | De -4 a +4 | 0,0035 | De -3 a +3 |
| 18 | 2 | 19 | 0,001 | De -4 a +4 | 0,0009 | De -3 a +3 |
| 19 | 19 | 20 | 0,0093 | De -4 a +4 | 0,0084 | De -3 a +3 |
| 20 | 20 | 21 | 0,0025 | De -4 a +4 | 0,0029 | De -3 a +3 |
| 21 | 21 | 22 | 0,0044 | De -4 a +4 | 0,0058 | De -3 a +3 |
| 22 | 3 | 23 | 0,0028 | De -4 a +4 | 0,0019 | De -3 a +3 |
| 23 | 23 | 24 | 0,0056 | De -4 a +4 | 0,0044 | De -3 a +3 |
| 24 | 24 | 25 | 0,0055 | De -4 a +4 | 0,0043 | De -3 a +3 |
| 25 | 6 | 26 | 0,0012 | De -4 a +4 | 0,0006 | De -3 a +3 |
| 26 | 26 | 27 | 0,0017 | De -4 a +4 | 0,0009 | De -3 a +3 |
| 27 | 27 | 28 | 0,0066 | De -4 a +4 | 0,0058 | De -3 a +3 |
| 28 | 28 | 29 | 0,005 | De -4 a +4 | 0,0043 | De -3 a +3 |
| 29 | 29 | 30 | 0,0031 | De -4 a +4 | 0,0016 | De -3 a +3 |
| 30 | 30 | 31 | 0,006 | De -4 a +4 | 0,006 | De -3 a +3 |
| 31 | 31 | 32 | 0,0019 | De -4 a +4 | 0,0022 | De -3 a +3 |
| 32 | 32 | 33 | 0,0021 | De -4 a +4 | 0,0033 | De -3 a +3 |
| 33 | 21 | 8 | 0,01248 | De -4 a +4 | 0,01248 | De -3 a +3 |
| 34 | 9 | 15 | 0,01248 | De -4 a +4 | 0,01248 | De -3 a +3 |
| 35 | 22 | 12 | 0,01248 | De -4 a +4 | 0,01248 | De -3 a +3 |
| 36 | 33 | 18 | 0,00312 | De -4 a +4 | 0,00312 | De -3 a +3 |
| 37 | 25 | 29 | 0,00312 | De -4 a +4 | 0,00312 | De -3 a +3 |
| 38 | 32 | 17 | 0,00312 | De -4 a +4 | 0,00312 | De -3 a +3 |
| 39 | 10 | 16 | 0,01248 | De -4 a +4 | 0,01248 | De -3 a +3 |
| 40 | 19 | 18 | 0,01248 | De -4 a +4 | 0,01248 | De -3 a +3 |

Caso Base

Recursos

TABELA 13 – Dados de Tempo de Recomposição - Recursos da Rede de 33 Barras

| Ramos | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Tempo de Recomposição | 0,19 | 0,28 | 0,21 | 0,15 | 0,16 | 0,13 | 0,25 | 0,41 |

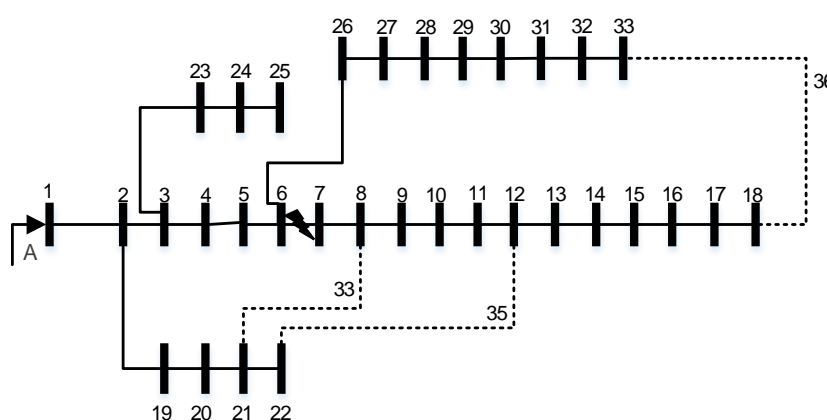
Fonte: Adaptado pelo autor (ASSIS, *et al.*, 2013)

Esses dados servem para determinação do menor tempo de recomposição nos cenários 3 e 4, adaptados dos autores Assis *et al.*, (2013).

6.2.2.2 Cenário 3

A Figura 19 representa o circuito unifilar para o Cenário 3, correspondente à interrupção do ramo 7, entre as barras 6-7. Os recursos disponíveis para recomposição são os ramos (33) entre barras 21-8, (35) entre barras 22-12 e (36) entre as barras 33-18.

Figura 19 – Cenário 3



Fonte: Adaptado pelo autor (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015)

A TABELA 14 apresenta o resultado da simulação dos modelos desenvolvidos no Capítulo 5 para a função objetivo representada pela minimização de perdas lineares. Os tempos de manobra para recomposição de cada recurso são estabelecidos previamente e apresentados pela TABELA 14 - Resultados do Cenário 3 _ linear

Os resultados seguiram o mesmo escopo que o Cenário 1, sendo que essa falha do Cenário 3 apresenta 3 recursos para recomposição. A sequência de testes foi minimização de perdas, quadrática e linear, com testes individuais, seguido de

programação inteira para otimização de opção. O segundo teste foi realizado com objetivo de otimizar tempo de recomposição, e a última etapa foi multiobjetivo, cujos valores meta foram obtidos dos testes individuais, e estão ressaltados nas TABELA 14 e TABELA 15. Todas as unidades são dadas em p.u.

TABELA 14 - Resultados do Cenário 3 _ linear

| Cenário 3 | $FO = R * I$ | Recurso 33 | Recurso 35 | Recurso 36 |
|---|--------------|------------|------------|---------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,0839 | 0,0748 | 0,0599 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,0839 | 0,0748 | 0,0599 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | Ligar 36 |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | Ligar 36 |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | Ligar 36 |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | | Ligar 36 |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | Ligar 36 |

Foram simulados da mesma forma que o Cenário 1, de forma individual para os recursos de recomposições, 15, 16 e 17, a fim de confirmar a melhor opção de religamento pelo critério de mínimas perdas. Estes resultados são apresentados nas linhas 1 e 2.

A escolha da melhor opção de religamento por programação inteira, considerados os recursos de recomposição 15, 16 e 17 para perdas é apresentada nas linhas 4 e 5, e teve o ramo 36 como melhor opção de recomposição.

A linha 3 foi resolvida programação inteira para decisão de menor tempo de recomposição, e tem o ramo 36 como melhor opção.

As linhas 6 e 7 apresentam resultado do objetivo MINIMAX, obtiveram o ramo 36 como o mais otimizado para atendimento dos dois objetivos. Não houve desvio das metas.

A TABELA 15 – Resultados do Cenário 3 _ quadrática apresenta o resultado da simulação para a função objetivo representada pela minimização de perdas quadráticas. Essa simulação segue o mesmo roteiro que a anterior.

As 1 e 2 indicam as perdas referentes as ligações individuais dos recursos (33), (35) e (36) respectivamente para a função objetivo quadrática. A linha 3 tem o

ramo 36 como menor tempo de recomposição por PI. As linhas 4 e 5 apresentam o ramo 35 na PI para o objetivo de menor perda.

As linhas 6 e 7 apresentam resultado do objetivo MINIMAX, sendo o ramo 33 a melhor otimização entre perdas e tempo, nesse caso houve desvio dos dois valores ótimos, dados pelas linhas 3 de tempo e 4 e 5 para perdas.

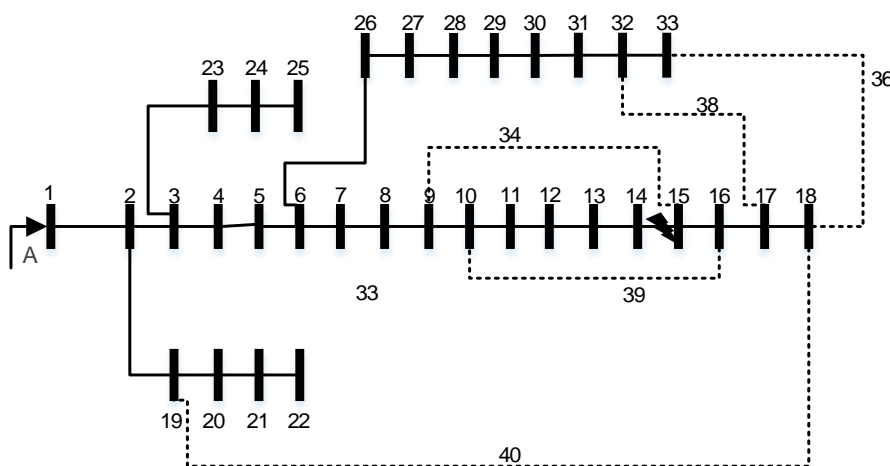
TABELA 15 – Resultados do Cenário 3 _ quadrática

| Cenário 3 | $FO = R * I^2$ | Recurso 33 | Recurso 35 | Recurso 36 |
|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,0834 | 0,0799 | 0,1375 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,0834 | 0,0799 | 0,1375 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | Ligar 36 |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | Ligar 35 | |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | Ligar 35 | |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | Ligar 33 | | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | Ligar 33 | | |

6.2.2.3 Cenário 4

A Figura 20 representa o circuito unifilar para o Cenário 4, correspondente à interrupção do ramo 14, entre as barras 14-15. Os recursos disponíveis para recomposição são os ramos (34) entre barras 9-15, (36) entre barras 33-18, (38) entre as barras 32-17, (39) entre barras 10-16 e (40) entre as barras 19-18.

Figura 20 – Cenário 4



Fonte: Adaptado pelo autor (RAJARAM; KUMAR; RAJASEKAR, 2015)

A TABELA 16 apresenta o resultado da simulação dos modelos para a função objetivo representada pela minimização de perdas lineares. Os tempos de manobra para recomposição de cada recurso são estabelecidos previamente e apresentados pela TABELA 13

Os resultados seguiram o mesmo escopo que o Cenário 1, sendo que essa falha do Cenário 4 apresenta 4 recursos para recomposição. A sequência de testes foi minimização de perdas, quadrática e linear, com testes individuais, seguido de programação inteira para otimização de opção. O segundo teste foi realizado com objetivo de otimizar o tempo de recomposição, e a última etapa foi multiobjetivo, cujos valores meta foram obtidos dos testes individuais, e estão ressaltados nas tabelas a seguir, TABELA 16 e TABELA 17. Todas as unidades são dadas em p.u.

Na tabela abaixo, as linhas 1 e 2 apresentam os resultados de perdas das ligações individuais dos recursos (34), (36), (38), (39) e (40) respectivamente. A linha 3 tem a decisão de menor tempo de recomposição no ramo 38. As linhas 4 e 5 apresentam a melhor resposta de recomposição para perdas no ramo 40. As linhas 6 e 7 tem melhor resultado no ramo 38. Desvio do valor ótimo para perdas.

TABELA 16 - Resultados do Cenário 4 _ linear

| Cenário 4 | $FO = R * I$ | Recurso 34 | Recurso 36 | Recurso 38 | Recurso 39 | Recurso 40 |
|---|--------------|------------|------------|------------|------------|---------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,0791 | 0,0741 | 0,0748 | 0,0797 | 0,0651 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,0791 | 0,0741 | 0,0748 | 0,0797 | 0,0651 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | Ligar 38 | | |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 40 |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 40 |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | | Ligar 38 | | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | Ligar 38 | | |

A TABELA 17 apresenta o resultado da simulação para a função objetivo representada pela minimização de perdas quadráticas. Essa simulação segue o mesmo roteiro que a simulação anterior.

TABELA 17 - Resultados do Cenário 4 _ quadrática

| Cenário 4 | $FO = R * I^2$ | Recurso 34 | Recurso 36 | Recurso 38 | Recurso 39 | Recurso 40 |
|---|----------------|------------|------------|-----------------|------------|-----------------|
| 1. Perda – modelo Potência Ativa | | 0,1040 | 0,1069 | 0,1066 | 0,1057 | 0,0811 |
| 2. Perda – modelo Potência Ativa e Reativa | | 0,1040 | 0,1069 | 0,1066 | 0,1057 | 0,0811 |
| 3. Tempo - Programação Inteira | | | | Ligar 38 | | |
| 4. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa | | | | | | Ligar 40 |
| 5. Perda – Programação Inteira modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | | | Ligar 40 |
| 6. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa | | | | Ligar 38 | | |
| 7. Multiobjetivo - modelo de Potência Ativa e Reativa | | | | Ligar 38 | | |

As linhas 1 e 2 indicam as perdas das ligações individuais dos recursos (34), (36), (38), (39) e (40) respectivamente para a função objetivo quadrática. A linha 3 tem o ramo 38 para menor tempo de recomposição. As linhas 4 e 5 indicam o ramo 40 para o objetivo de menor perda.

As linhas 6 e 7 apresentam resultado do objetivo MINIMAX, sendo o ramo 38 a melhor otimização entre perdas e tempo. Houve desvio de meta para o objetivo de perdas.

7 CONCLUSÕES

O modelo proposto permite apontar resultados consistentes para os problemas de recomposição de uma rede de distribuição radial, quando se trabalha com soluções de otimização de objetivos. É aplicável tanto ao trabalho tratado neste documento, como permite a inserção de GD nas barras e indicação de seu limite de capacidade de forma a não violar os limites operacionais da rede. Ainda é possível aplicá-lo para situações de ilhamento intencional.

A respeito da evolução da proposta, a adoção de um único critério para recomposição, mediante aos cenários testados, se mostrou ser pouco conclusivo uma vez que obteve-se mais de um valor ótimo para mesmo cenário de falha, apontando para diferentes ramos de religação.

O uso de dois critérios para obter uma melhor resposta de recomposição apresentou mais de uma opção de recomposição, uma vez que cada objetivo pode apontar para diferentes ramos, havendo ainda necessidade de resolução de problema com critérios simultâneos.

A decisão de solução por programação multiobjetivo se mostrou uma ferramenta eficiente para resolver problemas de recomposição, pois viabiliza a solução de uma única resposta quando tratando de objetivos simultâneos, como mínimas perdas e menor tempo de recomposição.

Sobre o modelo de função objetivo linear ou quadráticas para relacionar com a minimização de perdas, a FO com equação linear para relacionar a minimização de tensão com perdas do sistema representa um esforço menor para execução de algoritmo, o que beneficia situações de operação em tempo real.

O uso de função objetivo com equação quadrática, no caso de problema multiobjetivo, exigirá maior complexidade para execução de algoritmo, observado a partir da ferramenta empregada para executar os testes, contudo mais próxima de cálculos de potência.

Para aplicação prática, deve-se avaliar a decisão de representar as perdas com função quadrática uma vez que a adoção desse critério, como exposto acima, introduz equações não lineares nas restrições e implica em maior complexidade no algoritmo da solução. Essa questão é relevante pelo fato de avaliar a capacidade de recursos disponíveis de software para a execução do algoritmo.

A proposta de programação multiobjetivo MINIMAX se apresentou como uma ferramenta eficiente de solução que viabiliza a solução do problema onde há mais de uma meta a ser alcançada, ainda que possa ser mais explorada e testada em outros cenários. Os resultados permitiram obter uma solução comprometida em atender a radialidade do sistema de distribuição e violar as restrições ou os limites do sistema.

Quanto ao objetivo geral, a proposta multiobjetivo foi aplicada em estudo de caso onde foi possível verificar que a melhor opção de recomposição pode ser resultado da combinação de critérios, como perdas e tempo, validando a proposta de solução por um problema multiobjetivo.

Futuras implementações devem considerar mais critérios para decisão de recomposição, para que se aproxime ao máximo de situações reais considerando chaves remotas, ações de *self-healing* em *smart grids*, ilhamento intencional, como exemplos. Deve-se adicionar, também, cenários onde as demandas assumam representação por outros modelos como potência constante e impedância constante.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABRADEE. ABRADDEE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 16 de Abril de 2016.
- ABUR, Ali. A modified linear programming method for distribution system reconfiguration. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 18, n. 7, p. 469-474, 1996.
- ADIBI, M. M., KAFKA, R. J., PENDERS, D. R., & BOUCHEY, S. H. System Restoration Plan Development For a Metropolitan Electric System. *Power system restoration: methodologies & implementation strategies*. Wiley-IEEE press, 2000.
- ANEEL. Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC). *Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. Acesso em: 22 de Maio de 2017a.
- ANEEL. *Regulação dos Serviços de Distribuição*. Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-dos-servicos-de-distribuicao>>. Acesso em: 02 de Maio de 2017b.
- ARAVINDHABABU, P., GANAPATHY, S., & NAYAR, K. A Novel Technique for the Analysis of Radial Distribution Systems. *International journal of electrical power & energy systems*, v. 23, n. 3, p. 167-171, 2001.
- BORGES, T. T., GARCIA, P. A., CARNEIRO JR, S., & PEREIRA, J. L. (Novembro/Dezembro de 2012). Distribution system restoration using optimal power flow. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 23, n. 6, p. 737-748, 2012.
- BRAHMA, S. M. Fault location in power distribution system with penetration of distributed generation. *IEEE transactions on power delivery*, v. 26, n. 3, p. 1545-1553, 2011.
- CARVALHO, Marcius Fabius Henriques de. Modelos de fluxo em redes aplicados a sistemas de energia elétrica. 1986. 104f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000047226> >. Acesso em: 28 de Maio de 2017 .
- CARVALHO, Marcius Fabius; SOARES, Secundino; OHISHI, T. Optimal active power dispatch by network flow approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 4, p. 1640-1647, 1988.
- CARVALHO, M. F., SOARES, S., FUJISAWA, C. H., AZEVEDO, A., SANTOS, E. P., OBISHI, T. Novos Desenvolvimentos de Modelos de Fluxo em Redes para Problemas de Fluxo de Potência Ótimo. *IV Simpósio Brasileiro de Sistemas elétricos*. Goiás, 2012.
- CARVALHO, M. R. Estudo de técnicas eficientes para a resolução do problema de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial. 2005. 104f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo. Disponível em: < <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18133/tde-27072006-164213/pt-br.php> >. Acesso em: 23 de Abril de 2017.

- CASTRO, C. A. Disciplinas da Pós-graduação. *Cálculo de Fluxo de Carga*. Disponível em: <<http://www.dsee.fee.unicamp.br/~ccastro/cursos/IT743/>>. Acesso em: 28 maio de 2017.
- CELLI, G., LODDO, M., & ABUR, A. On-line network reconfiguration for loss reduction in distribution networks with Distributed Generation. In: *Electricity Distribution*, 2005. CIRED 2005. 18th International Conference and Exhibition on. IET, 2005. p. 1-4.
- CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., & LEE, S. S. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3, p. 1217-1223, 1988.
- DE ASSIS, Laura Silva et al. Abordagem Multiobjetivo para Alocação de Chaves em um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 2013..
- FUJISAWA, C. H., AZEVEDO, A. T., CARVALHO, M. F., & SOARES, S. Fluxo de Potência Ótimo Formulado pelo Método de Fluxo em Redes e Injeções de Corrente. *XLV SBPO Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*. Natal, RN, 2013.
- FUJISAWA, C. H., CARVALHO, M. F., AZEVEDO, A. T., SOARES, S., SANTOS, S., & OBISHI, T. Optimal power flow models using network flow method. In: *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA)*, 2012 Sixth IEEE/PES. IEEE, 2012. p. 1-7.
- GARVER, Len L. Transmission network estimation using linear programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 7, p. 1688-1697, 1970.
- GARVER, L. L.; VAN HORNE, P. R.; WIRGAU, K. A. Load supplying capability of generation-transmission networks. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 3, p. 957-962, 1979.
- GHATAK, Ujjwal; MUKHERJEE, V. An improved load flow technique based on load current injection for modern distribution system. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 84, p. 168-181, 2017.
- GRUPPELLI JUNIOR, F. A.; STEINER, M. T. A.; YUAN, J. Y.; CARNIERI, C.; MUSSI, N. H.; ANTONIO, C. F. MIQUELES, E.; ANDRETTA FILHO, E. L.; KALINOWSKI, E. M.; ALVES, A. C.; GULIN, C.; ZAMBENEDETTI, V. C.; KLIMKOWSKI, M. Desenvolvimento de Algoritmos Matemáticos para a Otimização do Sistema de Distribuição. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, p. 27-31. Salvador, 2003.
- HOBSON, E.; FLETCHER, D. L.; STADLIN, W. O. Network flow linear programming techniques and their application to fuel scheduling and contingency analysis. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, n. 7, p. 1684-1691, 1984.
- HUDDLESTON, Charles T.; BROADWATER, Robert P.; CHANDRASEKARAN, A. Reconfiguration algorithm for minimizing losses in radial electric distribution systems. *Electric Power Systems Research*, v. 18, n. 1, p. 57-66, 1990.
- IDAHO, University of. Principles of Sustainability - an explanation of sustainability - Chapter 6 Energy Sustainability. Disponível em: <<http://www.webpages.uidaho.edu/sustainability/chapters/ch06/ch06-p3a.asp>>. Acesso em: 16 de Abril de 2016.
- KAGAN, Nelson; DE OLIVEIRA, Carlos César Barioni; ROBBA, Ernesto João. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. (3a ed.) Edgard Blücher, São Paulo, 2005.

- KENNINGTON, Jeff L.; HELGASON, Richard V. Algorithms for network programming. *John Wiley & Sons, Inc.*, 1980.
- LAGE, Fernando R., PESTANA, Marcelo P., ELOY, Fabio S. Recomposição do Sistema Elétrico Baseado em Método de Treinamento e Sistema Inteligente de Apoio. X EDAO - Encontro para Debates de Assuntos de Operação - 09 de Novembro de 2008 - São Paulo, SP, Brasil. Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/EDA0/10/Artigo_X_EDAO_SP-A-05_Recomposicao_do_sistema_eletrico.pdf>. Acesso em: 27 de Junho de 2016.
- LEE, T. H.; THORNE, D. H.; HILL, E. F. A transportation method for economic dispatching-application and comparison. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 6, p. 2373-2385, 1980.
- LUO, J. S.; HILL, E. F.; LEE, T. H. Bus incremental costs and economic dispatch. *IEEE transactions on power systems*, v. 1, n. 1, p. 161-167, 1986.
- MCCALL, L. V.; CHAMBERS, B. J. Defining A Distribution System for Computer-Controlled Distribution Automation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, n. 8, p. 2665-2669, 1983.
- MILOCA, Simone Aparecida. Planejamento da expansão em redes de distribuição de energia elétrica com indicadores de confiabilidade e base de dados georreferenciada. 2012. 133f. Tese (Doutorado em Ciência). Pós- graduação em Métodos Numéricos em Engenharia. Universidade Federal do Paraná Universidade Curitiba. Disponível em: <<http://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/30045>>. Acesso em: 28 de maio de 2017.
- MONTICELLI, Alcir; GARCIA, Ariovaldo. Introdução a Sistemas de Energia Elétrica. 2a ed., Campinas, SP: Editora da UNICAMP, 2011.
- MONTICELLI, A., SANTOS, A., PEREIRA, M., CUNHA, S., PARKER, B., & PRACA, J. Interactive transmission network planning using a least-effort criterion. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS 101*, 3919-3925, 1982.
- MOTA, Alexandre A. A. Metodologia Computacional para Avaliação da Qualidade de Planos de Recomposição de Sistemas de Energia Elétrica. 2005. 251f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica, Campinas, SP. Disponível em SBU - Sistema de Biblioteca da Unicamp: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/>>. Acesso em: 22 de Maio de 2016.
- OH, J.-H.; KIM, J.-C. Feature extraction of fault currents associated with multi-shot reclosing scheme in power distribution system. *International journal of electrical power & energy systems*, v. 24, n. 1, p. 79-85, 2002.
- OLIVEIRA, Aurelio RL; SOARES FILHO, Secundino. Métodos de pontos interiores para problema de fluxo de potência ótimo DC. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 14, n. 3, p. 278-284, 2003a.
- OLIVEIRA, Aurelio R. L. ; SOARES, Secundino; NEPOMUCENO, Leonardo. *Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches*. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 4, p. 1235-1240, 2003b.
- ONS. *Mapas do SIN*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/pop/pop_integracao-eleetroenergetica.aspx>. Acesso em: 03 de Maio de 2017b.

- ONS. O Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx>. Acesso em: 03 de Maio de 2017a.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/RA2014_ONS/definicoes-de-melhorias-nas-areas-de-recomposicao-fluente-e-coordenada-do-sin.html>. Acesso em: 16 de Junho de 2016.
- PHAM, Thi Thu Ha; BÉSANGER, Yvon; HADJSAID, Nouredine. New challenges in power system restoration with large scale of dispersed generation insertion. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 398-406, 2009.
- RAGSDALE, Cliff T. Modelagem e análise de decisão. (L. P. MIQUELINO, Trad.) São Paulo: Cengage Learning, 2014.
- RAJARAM, R.; KUMAR, K. Sathish; RAJASEKAR, N. Power system reconfiguration in a radial distribution network for reducing losses and to improve voltage profile using modified plant growth simulation algorithm with distributed generation (dg). *Energy Reports*, v. 1, p. 116-122, 2015.
- ROCKMANN, Roberto. Perdas em toda a rede elétrica chegam a 17,5%. *Valor OnLine*, UFRJ. 20 de julho de 2012. Disponível em: <<http://www.ie.ufrj.br/clipping/download/Perdas%20em%20toda%20a%20rede%20elettrica%20chegam%20a%2017%205.pdf>>. Acesso em: 28 de Maio de 2017.
- RUPA, JA Michline; GANESH, S. Power flow analysis for radial distribution system using backward/forward sweep method. *International Journal of Electrical, Computer, Electronics and Communication Engineering*, v. 8, n. 10, p. 1540-1544, 2014.
- SOUZA, Fabiano Alves de. Detecção de faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica usando dispositivos programáveis. 2008. 119f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/87044>>. Acesso em: 28 de Maio de 2017.
- SOUZA, P. A.; HOKAMA, W.; SANTOS, C. dos; BAZANI, G.; HAAS, P. Self-Healing Semi-Centralizado e seus benefícios para clientes com base instalada. *XI Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos*. Campinas, 16 a 19 de Agosto de 2015.
- SOLVERS, Frontline. Excel solver, optimization software, Monte Carlo simulation, data mining-Frontline System. Disponível em: <<http://www.solver.com>>. Acesso em: 28 de Março de 2017.
- STOTT, Brian; JARDIM, Jorge; ALSAÇ, Ongun. DC power flow revisited. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1290-1300, 2009a.
- SULLIVAN, Robert Lee. Power System Planning. New York: McGraw-Hill, 1977.
- TENG, Feifei. Implementation of a voltage sweep power flow method and comparison with other flow techniques. 2014. 37f. Dissertação (Mestrado) - Zurich: Swiss Federal Institute of Technology (ETH). Zurich, Suíça. Nov. de 2014.

VILLASANA, R.; GARVER, L. L.; SALON, S. J. Transmission network planning using linear programming. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, n. 2, p. 349-356, 1985.