

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VITOR REUTER CARRÉRA TORRES

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA CONSIDERANDO O INDICADOR FIC POR MEIO DO
ALGORITMO BUSCA TABU**

BRASIL, VITÓRIA - ES
2017

VITOR REUTER CARRÉRA TORRES

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA CONSIDERANDO O INDICADOR FIC POR MEIO DO
ALGORITMO BUSCA TABU**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo - UFES, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação

Coorientadora: Prof^ª. Dra. Jussara Farias Fardin

VITÓRIA
2017

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO O INDICADOR FIC POR MEIO DO ALGORITMO BUSCA TABU

Dissertação submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em __ de ____ de 2017.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação - Orientador
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof^a. Dra. Jussara Farias Fardin - Coorientadora
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel
Instituto Federal do Espírito Santo - IFES

Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

Prof. Dr. Wanderley Cardoso Celeste
Universidade Federal do Espírito Santo - UFES

“O que você sabe não tem valor, o valor está no que você faz com o que sabe”

(Bruce Lee)

À minha família e amigos

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por ter me capacitado a chegar até aqui e todas bênçãos que ele vem me concedendo ao longo dos anos. Agradeço aos meus pais Sérgio e Carlota, a minha irmã Marcela e toda a minha família pelo amor, força e suporte. Gostaria de agradecer também aos meus amigos que me ajudaram com a dissertação na parte técnica, em especial ao meu primo Rodolfo e, também, aos que me ajudaram com momentos de descontração. Agradeço aos meus orientadores Lucas e Jussara, e ao professor Clainer, Rodrigo e o doutorando Adan todo o suporte e a confiança depositada em mim na realização deste trabalho. Por fim, agradeço a CAPES pela concessão da minha bolsa de estudos, a qual me ajudou a chegar até aqui.

Resumo

A reconfiguração da rede elétrica de distribuição é de suma importância tanto do ponto de vista do cliente como do ponto de vista da concessionária, uma vez que atende a critérios que interessam a ambos os lados como o número de clientes atendidos, a redução das perdas de potência ativa, a manutenção dos níveis de tensão e carregamento do sistema, a topologia da rede, a redução do número de manobras das chaves, dentre outros critérios relevantes.

Diversos métodos vêm sendo desenvolvidos a fim de encontrar a configuração ótima para o sistema, entretanto, a maioria não considera os indicadores de continuidade do sistema como, por exemplo, a duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DIC), a frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão (FIC), duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão (DMIC); os quais acarretam multas pelo lado da concessionária caso seus limites não sejam respeitados.

Neste trabalho, é apresentada uma metodologia para reconfiguração das redes de distribuição, na qual consiste, basicamente, na determinação de chaves seccionadoras que devem ser operadas para permitir a transferência de blocos de carga a fim de conectar consumidores dessa rede atendendo às restrições operacionais do sistema sendo, dentre uma delas, o FIC. Para lidar com os múltiplos objetivos e restrições do problema de reconfiguração da rede de distribuição, a metodologia proposta será baseada no *Tabu Search Algorithm* (Algoritmo Busca Tabu). No final do trabalho, serão realizadas simulações em uma rede de distribuição no intuito de validar o método apresentado.

Palavras Chaves: Reconfiguração das Redes de Distribuição de Energia Elétrica, Sistema de Distribuição, Algoritmo Busca Tabu.

Abstract

The distribution network reconfiguration is a very important subject from the customer's point of view as well as from the concessionaire's point of view, since it meets criteria that interest both sides, such as number of attended customers, active power losses, voltage and current levels, network topology, number of key maneuvers, among other relevant targets.

Several methods have been developed in order to find the optimal configuration for the system, however, most of them do not consider system's indicators such as the individual interruption duration per consumer unit (DIC), the individual interruption frequency per consumer unit or connection point (FIC), maximum continuous interruption duration per consumer unit or connection point (DMIC); Which can cause fines for the concessionaire if their limits are not respected.

This work presents a methodology for the reconfiguration of distribution networks, basically consisting of the determination of the switches that must be operated to allow the transfer of load blocks in order to connect consumers of this network, adding in the objective function the operational constraints of the system, FIC. In order to deal with the multiple objectives and constraints of the distribution network reconfiguration problem, the proposed methodology will be based on the Tabu Search Algorithm. At the end of the work, simulations will be performed in a distribution network in order to validate the presented method.

Key Words: Reconfiguration of Electric Power Distribution Networks, Distribution System, Tabu Search Algorithm.

Sumário

Conteúdo

Sumário	ix
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xii
Lista de Parâmetros	14
Capítulo 1: Introdução	17
1.1 Motivação	18
1.2 Objetivos do Trabalho	19
1.3 Estruturação da Dissertação	19
Capítulo 2: Revisão Bibliográfica.....	21
2.1 Introdução	21
2.2 Revisão de Literatura.....	25
2.3 Modelagem de Carga.....	30
2.3.1 Cargas conectadas em Y.....	31
2.3.2 Cargas conectadas em Delta.....	33
2.3.3 Cargas bifásicas ou monofásicas	36
2.3.4 Capacitores Shunt	36
2.4 Equacionamento do Fluxo de Carga.....	38
2.5 FIC.....	40
2.6 Fundamentos do Algoritmo de Busca Tabu.....	43
2.6.1 Introdução.....	43
2.6.2 Algoritmo de Busca Tabu	44
Capítulo 3: Metodologia Proposta	48
3.1 Teste do Fluxo de Carga.....	48
3.2 Sistema Proposto: IEEE 123 nós modificado	51
3.3 Função Objetivo	53
3.4 Radialidade e Busca Tabu	59
Capítulo 4: Resultados.....	67
4.1 Bloco 1.....	68

4.1.1 Apresentação da Topologia Inicial	68
4.1.2 Reconfiguração da rede inicial	70
4.1.3 Reconfiguração da rede inicial analisando o carregamento dos cabos	72
4.2 Bloco 2.....	74
4.2.1 Reconfiguração da rede inicial normalizando as cargas	74
4.2.2 Reconfiguração da rede inicial, normalizando as cargas com sobrecarga.....	76
4.2.2.1 Sobrecarga no sistema ao normalizar as cargas da rede pelo valor 1,42 ...	77
4.2.2.2 Sobrecarga no sistema ao normalizar pelo valor 1,44.....	79
4.2.2.3 Normalização das cargas pelo valor 1,44 e considerando FIC prévio nas cargas 113 e 114	80
4.2.2.4 Normalização das cargas pelo valor 1,44 e considerando FIC prévio nas cargas 70, 71, 113 e 114.....	82
Capítulo 5: Conclusões.....	85
5.1 Sugestões para trabalhos futuros.....	79
Referências Bibliográficas.....	87
Apêndice A: Tabelas	93
Produção Científica	107

Lista de Parâmetros

- Figura 1 - Sistema IEEE 33 barras
- Figura 2 – Sistema IEEE 33 barras reconfigurado
- Figura 3 - Sistema de distribuição radial de 11kV
- Figura 4 - Carga conectada em Y [48]
- Figura 5 - Carga conectada em Delta [48]
- Figura 6 - Banco de Capacitor Trifásico conectado em Y [48]
- Figura 7 - Banco de Capacitor Trifásico conectado em Delta [48]
- Figura 8 - Topologia do IEEE para a rede 13 barras
- Figura 9 - Topologia Simplificada da rede IEEE 13 barras
- Figura 10 - Sistema IEEE 123 barras
- Figura 11 - Rede IEEE 123 nós modificada
- Figura 12 - Fluxograma Limites de Tensão
- Figura 13 - Fluxograma Carregamento dos Cabos
- Figura 14 - Fluxograma FIC
- Figura 15 – Topologia da Rede IEEE 123 nós modificada
- Figura 16 - Abertura da chave entre os nós 18 e 135
- Figura 17 - Nós que receberão o índice 2 por terem sido desconectados
- Figura 18 - Fluxograma Tabu de Movimento Simples
- Figura 19 - Fluxograma Tabu Duplo
- Figura 20 - Topologia 1
- Figura 21 - Topologia 2
- Figura 22 - Topologia 3
- Figura 23 - Topologia Inicial da Rede
- Figura 24 - Reconfiguração da Topologia inicial sem analisar ainda os limites de carregamento
- Figura 25 - Reconfiguração da Rede inicial obedecendo aos critérios de carregamento das linhas.
- Figura 26 - Reconfiguração da rede inicial normalizando as cargas pelo fator 1.442
- Figura 27 - Topologia da rede quando as cargas foram normalizadas pelo fator 1,42
- Figura 28 - Topologia da rede quando as cargas foram normalizadas pelo fator 1.44
- Figura 29 - FIC nas cargas 113 e 114
- Figura 30 – FIC nas cargas 70, 71, 113 e 114

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Resultado do processo de reconfiguração da rede de distribuição do sistema IEEE 33 barras.

Tabela 2 –Trabalhos publicados sobre reconfiguração de redes de distribuição elétrica.

Tabela 3 - Unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com faixa de tensão contratada entre 1kV e 69kV, Prodinst, módulo 8

Tabela 4 - Diferença de tensão entre o método aplicado e o gabarito IEEE

Tabela 5 - Faixa de Variação de Tensão

Tabela 6 - Tabela FIC

Tabela 7 - Corrente total topologia inicial

Tabela 8 - Tensão por fase nos nós 113 e 114 da topologia inicial

Tabela 9 - Corrente total da reconfiguração da topologia inicial

Tabela 10 - Tensão de fase da reconfiguração da rede inicial

Tabela 11 - Corrente total da reconfiguração da rede inicial com carregamento

Tabela 12 - Cargas não atendidas

Tabela 13 - Corrente total do caso com fator 1,442

Tabela 14 - Corrente total do caso com fator 1.42

Tabela 15 - Cargas não atendidas do caso com fator 1,42

Tabela 16 - Corrente total do caso com fator 1,44

Tabela 17 - Cargas não atendidas do caso com fator 1,442

Tabela 18 - Corrente total do caso com FIC 113 e 114

Tabela 19 - Cargas não atendidas para o caso com FIC

Tabela 20 - Corrente total do caso com FIC 70, 71, 113 e 114

Tabela 21 – Cargas não atendidas do caso com FIC 70, 71, 113 e 114

Tabela A 1 - Tensões da Rede IEEE 13 nós

Tabela A 2 - Gabarito da Rede IEEE 13 nós [52]

Tabela A 3 - Configuração das linhas áreas da rede IEEE 123 barras alterada [53]

Tabela A 4 - Configuração das linhas subterrâneas da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 5 - Dados da linha da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 6 - Dados dos transformadores da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 7 - Dados dos capacitores da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 8 - Dados das cargas da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 9 - Dados das topologias das impedâncias da rede IEEE 123 barras [53]

Tabela A 10 - Tensão de fase da topologia inicial

Tabela A 11 - Tensão de fase da reconfiguração inicial sem analisar o carregamento dos cabos

Tabela A 12 - Tensão de fase da reconfiguração da topologia inicial com carregamento

Lista de Parâmetros

a	Número de arestas
B	Susceptância
$Carg_{na}$	Custo dos clientes que a concessionário deixou de atender/vender energia
CL	Corrente de Linha
CM	Média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição
$cont$	Quantidade de cargas que foram atendidas fora dos limites de tensão
$cost$	Custo da função objetivo
DIC_p	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora;
$f(x,u)$	Função objetivo
$Fator$	Penalidade imposta à concessionária
FIC	Frequência de interrupção por unidade consumidora
FIC_p	Limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora
FIC_v	Frequência de interrupção por unidade consumidora verificada no período considerado
G	Grafo
$g(x,u)$	Restrições de igualdade
$h(x,u)$	Restrições de desigualdade
i	Compo a aresta junto de "j"
I	Corrente
I_i	Corrente nos nós de carga
int	número de interrupções da unidade consumidora
$Interruption$	Variável que armazena a quantidade de vezes que determinado cliente já foi desligado
$Islack$	Corrente total que sai do alimentador
j	Compo a aresta junto de "i"
k	Número de iterações
kei	Coefficiente de majoração
L	Linha



<i>Lim.I</i>	Custo por não respeitar os limites de corrente
<i>Lim.V</i>	Custo por não respeitar os limites de tensão
<i>n</i>	Número de nós
<i>N</i>	Barra
<i>na</i>	Quantidade de nós com carga que não foram atendidas
<i>nc</i>	Quantidade de nós com carga que foram atendidas
θ	Ângulo do fator de potência
<i>Optimum</i>	Função de avaliação
<i>P</i>	Potência Ativa
<i>Perd</i>	Perdas Técnicas em kW
<i>Preço_{kW}</i>	Preço do kW
<i>Preço_{kWc}</i>	Preço de compra do kW
<i>Preço_{kWv}</i>	Preço de venda do kW
<i>P.tec</i>	Custo das perdas por potência ativa – Perdas técnicas
<i>Q</i>	Potência Reativa
<i>QualityBest</i>	Variável que armazena o valor do melhor movimento realizado pelo algoritmo de busca tabu
<i>QualityTweaked</i>	Variável que armazena o valor do movimento realizado pelo algoritmo
<i>S</i>	Potência Aparente
<i>S(X)</i>	Conjunto de movimentos de S que podem ser aplicados a X
<i>T</i>	Conjunto de elementos Tabu
<i>TL</i>	Tensão de Leitura
<i>TR</i>	Tensão de Referência
<i>u</i>	Vetor de variáveis controladas
<i>V</i>	Tensão
<i>ValorMultaCorrente</i>	Penalidade imposta à concessionária por desrespeitar o limite de corrente
<i>ValorMultaFIC</i>	Penalidade imposta à concessionária por desrespeitar o limite do indicador FIC
<i>ValorMultaTensão</i>	Penalidade imposta à concessionária por desrespeitar os limites de tensão
V_i	Tensão nos nós de carga
V_{slack}	Tensão do alimentador referência da rede
<i>x</i>	Vetor de variáveis dependentes
<i>X</i>	Espaço de busca
<i>Y</i>	Admitância



Z	Impedância
α	Ângulo da corrente
δ	Ângulo da tensão
σ	Peso



Capítulo 1: Introdução

O consumo de energia elétrica per capita em qualquer país é um indicativo de seu crescimento e qualidade de vida de sua população [1]. À medida que o país vai se desenvolvendo, a necessidade por uma energia elétrica confiável e de qualidade vai ficando mais em evidência. Para que a energia elétrica seja considerada de boa qualidade, o sistema elétrico deve apresentar as seguintes características [2]:

- Continuidade, ou seja, estar sempre disponível para uso;
- Conformidade, atender aos padrões e normas técnicas especificados pelas agências reguladoras;
- Flexibilidade, a fim de se adaptar às contínuas mudanças na estrutura topológica;
- Manutenção, que é a capacidade da rede retornar ao modo de operação e fornecimento de energia o mais rápido possível, no caso de contingência na rede.

A rede de distribuição é o último estágio na entrega da energia elétrica. Ela é responsável por permitir o intercâmbio de energia entre o sistema de transmissão e o consumidor final. Atualmente, ela está ainda mais em evidência devido aos avanços das redes inteligentes (*Smart Grids*) e da geração distribuída (GD) que tornaram a rede ainda mais complexa e versátil, diante das possibilidades de melhorias que acrescentam ao sistema sendo, inclusive, um assunto que estará presente para estudo durante, pelo menos, a próxima década devido a sua relevância para o sistema elétrico [3].

Geralmente, os sistemas de distribuição apresentam altos níveis de corrente e baixos níveis de tensão, o que acarreta em perdas significativas de potência ativa e níveis de tensão de baixa qualidade [4]. Paralelamente a tal situação, com o desenvolvimento das tecnologias de telecomunicação, automação e processamento de sinais digitais, as chaves e os dispositivos de proteção entre os alimentadores vêm evoluindo de forma a conseguir remotamente controlar e supervisionar o sistema, permitindo que este responda rapidamente às contingências (faltas) para um esquema de restauração automático [3]. Diante de tal cenário, diversos métodos voltados para a reconfiguração de redes de distribuição vêm sendo desenvolvidos e aprimorados no intuito de mitigar tais perdas, melhorar os índices de qualidade da rede e responder de forma eficiente às contingências.

A reconfiguração da rede de distribuição é o processo no qual o estado das chaves é alterado, visando modificar a topologia da rede de forma a respeitar as limitações impostas pelo operador [5]–[7]. A alteração da topologia influencia no fluxo de potência da rede, o que impacta nas perdas do sistema, nos níveis de tensão, no carregamento da linha, dentre outros



fatores. Os métodos lidam, então, com um problema de otimização não linear que pode conter vários objetivos distintos a serem tratados simultaneamente, de modo que o operador obtenha o desempenho ótimo para a rede [8], [9].

Este trabalho visa a propor um método de reconfiguração de redes de distribuição o qual possibilite para o sistema atender aos seguintes critérios:

- Minimizar as perdas técnicas da rede;
- Atender ao máximo de clientes possível;
- Manter a topologia da rede radial;
- Atender aos limites de tensão;
- Atender aos limites de carregamento da linha;
- Considerar o indicador do sistema FIC.

Este último elemento será detalhado na seção 2.5 deste trabalho e, de forma geral, tem o objetivo de evitar que o sistema, quando estiver na situação de sobrecarga, ou seja, necessitando desligar algumas cargas para atender às restrições da rede, não desligue sempre o mesmo conjunto de clientes. Desta forma, caso a rede já tenha desligado um determinado grupo de cliente, se desligá-los novamente, a concessionária poderá ser penalizada por meio de uma multa que cresce quanto mais vezes o mesmo grupo de clientes forem desligados no período de tempo indicado.

1.1 Motivação

Uma vez que não é possível ter uma rede totalmente segura, ou seja, em que não hajam clientes desenergizados, devido às características técnicas, operacionais e construtivas da mesma, deve-se buscar ao máximo mitigar as situações de falhas. À medida que a rede elétrica tem seu rendimento e seus índices de qualidade melhorados, tanto os consumidores como as concessionárias são beneficiados. Dessa forma, as concessionárias vêm investindo na infraestrutura das redes e soluções aplicando o conceito de *Smart Grids*. Para isso, técnicas de inteligência computacional associadas a procedimentos de reconfiguração de redes vêm possibilitando um melhor uso de recursos e economias significativas para ambas as partes, se tornando uma ferramenta de suma importância para o sistema.



1.2 Objetivos do Trabalho

Os objetivos deste trabalho são os seguintes:

Geral:

- Criar uma metodologia de reconfiguração de redes que permita não penalizar sempre o mesmo conjunto de clientes, em caso de impossibilidade de atendimento a todos os consumidores;

Específicos:

- Validação do cálculo do fluxo de potência em uma rede do IEEE, a qual possui resultados já consagrados para, posteriormente, ser aplicado à rede proposta.
- Analisar os índices de qualidade/segurança do sistema (objetivos e restrições) como, por exemplo, as perdas técnicas, limites de tensão e corrente, atendimento ao máximo de consumidores possível e radialidade do sistema.
- Propor uma reconfiguração para a rede de distribuição que seja mais eficiente (do ponto de vista dos objetivos e restrições do sistema) do que a configuração sugerida inicialmente.
- Utilizar fatores de ponderação para converter um problema multi-objetivo em um mono-objetivo. Dessa forma a função objetivo será expressa em valores de dinheiro, onde o objetivo será o de minimizar o custo total da rede;
- Aprimorar a função objetivo acrescentando o indicador de continuidade do sistema FIC.
- Aplicar o *Tabu Search Algorithm* (Algoritmo Busca Tabu) para otimização da rede.

1.3 Estruturação da Dissertação

O trabalho foi dividido em cinco capítulos. Os parágrafos a seguir apresentam os principais temas que serão abordados por cada um deles.

No Capítulo 2, apresenta-se a revisão bibliográfica sobre o processo de reconfiguração de redes de distribuição. Este capítulo contém a revisão de literatura com um banco de dados formados para analisar as tendências, metodologias e desafios do tema. Além disso, também será abordado a modelagem das cargas, o cálculo do fluxo de carga, a teoria do indicador FIC, bem como os fundamentos do Algoritmo de Busca Tabu.

No Capítulo 3, apresenta-se a metodologia proposta para o desenvolvimento do trabalho, ou seja, a proposta do trabalho, os dados do sistema e as alterações efetuadas para desenvolvimento da metodologia em questão, a função objetivo e o Algoritmo de Busca Tabu.



No Capítulo 4 encontram-se os resultados obtidos computacionalmente (por meio do *software* MATLAB 2016b) com aplicação da nova metodologia desenvolvida.

No Capítulo 5, apresenta-se as conclusões obtidas no trabalho e as perspectivas de trabalhos futuros que podem ser realizados.



Capítulo 2: Revisão Bibliográfica

Neste capítulo, será abordado o problema de reconfiguração de redes em sistemas de distribuição (SDs) de uma forma geral. Será feita uma análise dos trabalhos desenvolvidos para tratamento do problema de reconfiguração e, também, uma revisão da teoria utilizada para solução do problema.

2.1 Introdução

Toda concessionária adota uma série de medidas para redução de despesas a fim de aumentar sua margem de lucro. Desta forma, várias ações tais qual a compensação de reativos pela instalação de bancos de capacitores, reforço da rede de média tensão (MT), “recondutoramento”, substituição de transformadores de baixa tensão (BT) obsoletos, dentre outras vêm sendo tomadas para atingir tal propósito. Entretanto, outra forma de conseguir alcançar o objetivo de redução de perdas técnicas atendendo as restrições do sistema é a alteração da topologia da rede de distribuição em questão. A mudança da topologia, também conhecida como reconfiguração, pode ser obtida por meio de manobras em equipamentos que compõem o sistema de distribuição. Tais equipamentos podem ser chaves seccionadoras (ou chaves facas), chaves SF₆, religadores, dentre outros, podendo ser telecomandados ou não.

Para melhor ilustrar o processo de reconfiguração de uma rede de distribuição, considere o sistema IEEE de 33 barras apresentado na Figura 1, obtida de [10], o qual considera a carga do sistema como constante e a tensão de base como 12,66kV. A configuração inicial do sistema está com os ramos 33, 34, 35, 36 e 37 abertos e, com tal configuração, foi verificado que o sistema apresenta uma perda de potência ativa de 202,7 kW e uma tensão mínima de 11,51kV (0,9131pu), registrada na barra 17 [10].



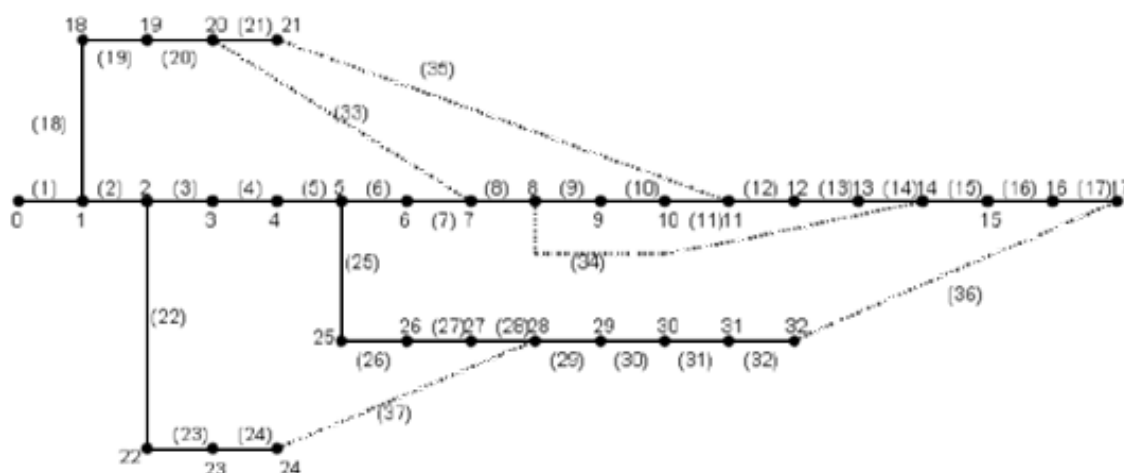


Figura 1 - Sistema IEEE 33 barras [54]

Após a reconfiguração da rede de distribuição, em regime permanente, ficou constatado que a configuração inicial não era a melhor configuração dos estados das chaves do ponto de vista das perdas de potência ativa e níveis de tensão dos nós da rede, como pode ser verificado na Tabela 1, obtida de [10].

Tabela 1 - Resultado do processo de reconfiguração da rede de distribuição do sistema IEEE 33 barras.

	Configuração Inicial	Configuração Final
Chaves Abertas	33, 34, 35, 36 e 37	7, 9, 14, 32 e 37
Perdas Ativas na Rede (kW)	202,7	138,9
Tensão Mínima nos nós (pu)	0,9131(nó 17)	0,9378 (nó 17)
Taxa de redução das perdas na rede	31,48%	

Após aplicar o processo de reconfiguração da rede de distribuição baseado no Algoritmo Evolutivo Diferencial foi constatado que das chaves que se encontravam em aberto inicialmente, apenas a de número 37 deveria de fato se encontrar em tal estado. Conforme pode ser observado na Figura 1, a configuração final mostrou que para o melhor funcionamento da rede as chaves de número 33, 34, 35 e 36 deveriam ser fechadas e as chaves de número 7, 9, 14 e 32 deveriam ser abertas (Figura 2).

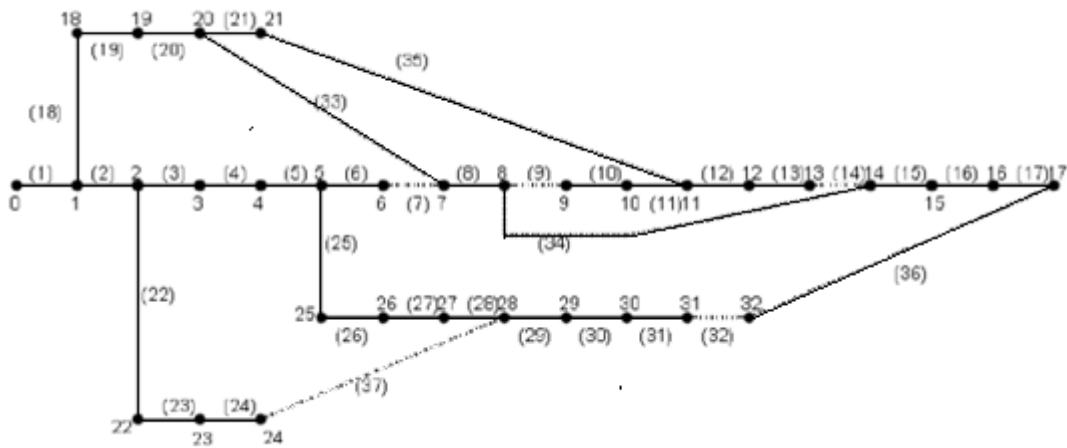


Figura 2 – Sistema IEEE 33 barras reconfigurado

Após a reconfiguração foi obtida uma redução de 31,48% na perda ativa da rede e uma melhoria no nível de tensão de 0,9131 pu para 0,9378 pu da barra com a menor tensão da rede. Tais resultados tornaram o sistema elétrico mais confiável e eficiente.

Além disso, a reconfiguração da rede de distribuição também pode ser utilizada em resposta a possíveis faltas no sistema. A título de ilustração, a Figura 3 mostra um sistema de distribuição radial de 11 kV, obtido de [11], que contém 2 subestações, 4 alimentadores, 70 nós e 78 ramos (incluindo os ramos abertos – em tracejado).

Considerando a hipótese de que ocorra uma falta no ramo S27 (localizado entre os nós 26 e 27), por consequência, os nós de número 28, 29 e 30 seriam desenergizados por estarem em série com o ramo em falta, ou seja, isto implicaria em diversos outros clientes também desligados além do ponto de falta. Dessa forma, cabe ao algoritmo de reconfiguração da rede de distribuição decidir quanto à viabilidade de re-energizar os ramos que foram desenergizados pós falta (exceto o ramo que ocorreu a falta).

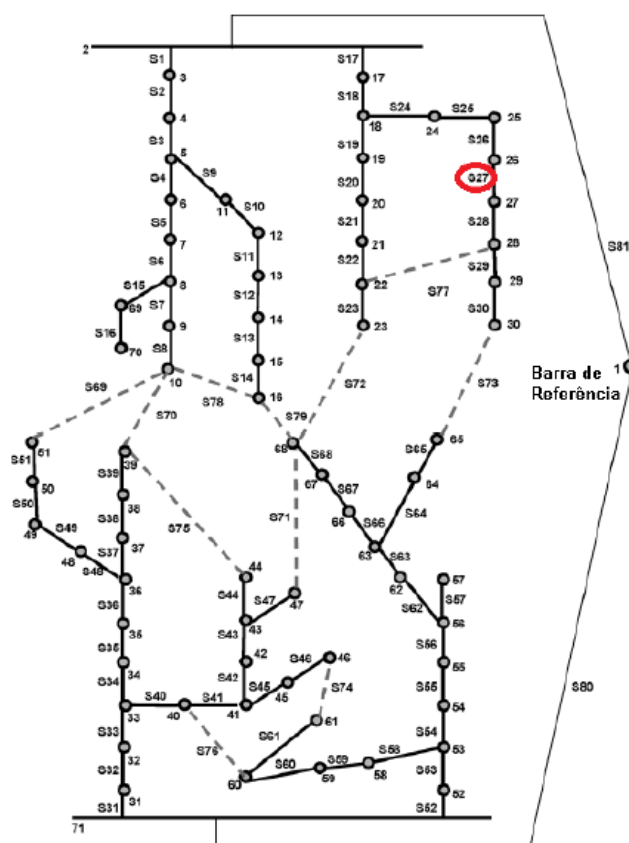


Figura 3 - Sistema de distribuição radial de 11kV

Caso seja viável a re-energização dos ramos S29 e S30, isto é, após avaliar o nível de carregamento da linha, a capacidade dos alimentadores, dentre outros critérios pré-estabelecidos, o sistema irá analisar e acionar (fechar) a chave S77 ou S73. Para isso, o algoritmo terá que analisar com base nos critérios e nos pesos definidos na função objetivo do sistema - tais como perdas de potência ativa, número de manobras necessárias, número de clientes atendidos, limites de tensão e corrente definidos pelas agências reguladoras – qual chave melhor atende ao critério global estabelecido.

Em suma, de acordo com o local da falta nos sistemas de distribuição ou do aumento de carga em determinado nó pode ser necessária uma alteração no acionamento de outras chaves de modo a não sobrecarregar um determinado alimentador ou provocar uma grande queda na qualidade de energia do sistema. Por outro lado, pode ser constatado, por exemplo, que não é viável energizar tais clientes de imediato visto que outro alimentador já está operando muito próximo de sua capacidade e/ou irá prejudicar os níveis de tensão e corrente do sistema. Diante deste cenário diversas abordagens e técnicas de reconfiguração da rede de distribuição vêm sendo desenvolvidas. Dessa forma, foi criado um banco de dados com 47 artigos (desde 2010) sobre reconfiguração de redes de distribuição. Tais artigos analisados



foram retirados das seguintes bases de pesquisa: *ResearchGate*, *Springer*, *Google Scholar*, *Ebsco*, *Scielo*, *Science Direct*, *Scopus*, *Emerald* e o portal de periódico da CAPES para que seja estudado o problema de reconfiguração e as principais tendências dos autores.

2.2 Revisão de Literatura

As diversas restrições definidas pelo usuário para o processo de reconfiguração da rede irão compor um típico problema de otimização multi-objetivo. Desta forma, tais critérios são especificados a fim de que seja obtida a topologia que melhor se enquadra ao sistema para o funcionamento ótimo da rede. Dessa forma, essas especificações devem ser definidas na função objetivo, conforme pode ser escrito na seguinte forma genérica [12]:

$$\text{Minimizar} \quad f(x, u) \quad (1)$$

$$\text{Sujeito a} \quad g(x, u) = 0 \quad (2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (3)$$

Onde:

- x é o vetor de variáveis dependentes (por exemplo, tensão nas barras);
- u é o vetor de variáveis controladas (por exemplo, quais chaves deverão estar em aberto e quais deverão estar fechadas);
- $f(x, u)$ é a função objetivo a ser otimizada (por exemplo, perdas técnicas ativas);
- $g(x, u)$ são as restrições de igualdade, ligadas a aplicação das leis elétricas à rede;
- $h(x, u)$ são as restrições de desigualdade, ligadas aos limites operacionais dos equipamentos.

Os autores, em geral, vêm desenvolvendo novas metodologias que se diferenciam quanto ao algoritmo implementado e à função objetivo utilizada. Em geral, os métodos mais comuns de reconfiguração de redes de distribuição podem ser divididos em três grupos [13]:

- Métodos baseados na tradicional programação matemática como, por exemplo, o *Branch Method* (Método dos Ramos) e o *Bound Method* (Método dos Limites);
- Métodos Heurísticos tais como o *Algorithm Branch-Exchange* (Algoritmo Troca de Ramo) e o *Optimal Flow Pattern Algorithm* (Algoritmo Padrão de Fluxo Ótimo);
- Métodos Meta-Heurísticos, que são os algoritmos baseados em técnicas de inteligência artificial tais como *Genetic Algorithm* (Algoritmo Genético), *Particle Swarm*



Optimization (Otimização por Enxame de Partículas), *Annealing Algorithm* (Algoritmo de Recozimento) e *Tabu Search Algorithm* (Algoritmo de Busca Tabu).

Além dos métodos, os trabalhos definem também os critérios e pesos que serão adotados. Enquanto um autor pode considerar um peso maior em determinado critério (por exemplo, número de manobras das chaves), outro pode não o considerar tão relevante, enquanto outro ainda pode nem o considerar na função objetivo. Isto, ao final do processo, será determinante para a reconstrução da topologia da rede. Com o intuito de simplificar esta análise, a Tabela 2 apresenta a classificação de trabalhos publicados na área.

Tabela 2 –Trabalhos publicados sobre reconfiguração de redes de distribuição elétrica.

Referência	Crítérios Adicionais	Algoritmo Implementado	Observações
[14]	- Topologia Radial.	HPSO: <i>Hybrid Particle Swarm Optimization</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com Geração Distribuída (GD).
[10]	- Topologia Radial.	Evolutivo Diferencial (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[15]	- Topologia Radial.	Rede Neural Artificial (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[16]	- Topologia Radial.	Genético (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[11]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves; - Balanço de Carga entre os Alimentadores.	Fuzzy Multi-Objetivo (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[17]	- Topologia Radial.	ACS: <i>Ant Colony Search</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[18]	- Tempo de processamento.	Teoria de Grafos + Análise de Cenários (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[19]	- Topologia Radial.	Genético + <i>Breaking Cycle</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[13]	- Topologia Radial.	Evolutivo Diferencial e Biogeografia (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[20]	- Topologia Radial.	<i>Mixed Integer Linear Programming + AC Optimal Power Flow Equations</i> (Programação Matemática)	Regime Permanente.
[21]	- Topologia Radial; - Limite dos Geradores.	Processo Analítico Hierárquico (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[22]	- Topologia Radial; - Limite dos Geradores.	<i>Effective Generation</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[23]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves.	NSPSO: <i>Non-dominated Sorting Particles Swarm Optimization</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[24]	- Topologia Radial.	Genético – <i>Immune Genetic Algorithm</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[25]	- Topologia Radial.	Genético – <i>Partheno Genetic Algorithm</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[2]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves; - Número de Clientes.	Evolutivo Multi-Objetivo + NDE: <i>Node-Depth Encoding Representation</i> (Meta-Heurístico)	Regime Transitório.



[26]	- Topologia Radial.	Método Heurístico + UVDA: <i>Uniform Voltage Distribution based constructive reconfiguration Algorithm</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[4]	- Topologia Radial; - Limite dos Geradores.	CSA: <i>Cuckoo Search Algorithm</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[27]	- Topologia Radial.	Rede Neural Artificial + Lógica Fuzzy (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[28]	- Topologia Radial; - Balanço de Carga entre os Alimentadores.	PSO: <i>Particle Swarm Optimization</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[1]	- Topologia Radial.	MPGSA: <i>Modified plant growth simulation algorithm</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[29]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves; - Número de Clientes.	RHC: <i>Receding Horizon Control</i> + SA: <i>Scenario Analysis</i> + MPS: <i>Most Probable Scenario</i> . (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[3]	- Topologia Radial; - Índices de Fornecimento.	MISOCP: <i>Mixed Integer Second Order Conic Programming</i> (Programação Matemática)	Regime Transitório.
[30]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves; - Nenhum Alimentador deverá ser desligado.	MOIWO: <i>Multi-Objective Invasive Weed Optimization</i> (Heurística e Meta-Heurística)	Regime Permanente.
[31]	- Topologia Radial; - Manobra de Chaves.	EGSA: <i>Enhanced Gravitational Search Algorithm</i> + Lógica Fuzzy (Programação Matemática)	Regime Transitório. Sistema com GDs.
[5]	- Tap do Transformador; - Limite dos Geradores.	Genético (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[32]	- Topologia Radial.	CSA: <i>Cuckoo Search</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[8]	- Topologia Radial; - Nível de Harmônico; - Índices de fornecimento.	BGSA: <i>Binary Gravitational Search Algorithm</i> + Lógica Fuzzy (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[9]	- Topologia Radial; - Índices de fornecimento.	Genético Melhorado (Meta-Heurístico)	Regime Transitório.
[6]	- Topologia Radial; - Manobra de chaves.	Genético + <i>Backward/Forward Sweep Load Flow</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[33]	- Topologia Radial; - Manobra de chaves.	Abordagem Heurística Modificada (Heurístico)	Regime Permanente.
[7]	- Topologia Radial.	FWA: <i>Fireworks Algorithm</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[34]	- Topologia Radial; - Balanço de Carga entre os Alimentadores.	NBPSO: <i>Niche Binary Particle Swarm Optimization</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[35]	- Topologia Radial; - Índices de fornecimento.	AHP: <i>Analytic Hierarchy Process</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com DGs.
[36]	- Topologia Radial; - Manobra de chaves.	IMOEA <i>Interval Multi-Objective Evolutionary Algorithm</i> (Heurístico)	Regime Permanente.
[37]	- Topologia Radial; - Índices de fornecimento.	Genético (Meta-Heurístico)	Regime Permanente



[38]	- Topologia Radial.	CLONR + AIS: <i>Artificial Immune System</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[39]	- Topologia Radial; - Índices de fornecimento.	AHP Multicritério: <i>Analytic Hierarchic Process</i> (Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[40]	- Topologia Radial; - Limite dos Geradores.	DQPSO: <i>Decimal coded Quantum Particle Swarm Optimization</i> (Meta-Heurístico)	Regime Permanente. Sistema com GDs.
[41]	- Topologia Radial; - Manobra e tipos de Chaves.	Genético + Probabilístico de Fluxo de Carga (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[42]	- Topologia Radial; - Balanço de Carga entre os Alimentadores.	MIP: <i>Mixed-Integer Programming</i> + MST: <i>Minimum Spanning Tree</i> (Heurístico)	Regime Permanente.
[43]	- Topologia Radial; - Níveis de Harmônicos.	Evolutivo Diferencial (Meta-Heurístico)	Regime Transitório.
[44]	- Topologia Radial.	MBFOA: <i>Modified Bacterial Foraging Optimization Algorithm</i> (Heurístico)	Regime Permanente.
[45]	- Topologia Radial.	SAI: <i>Simulated Annealing Immune</i> (Heurístico)	Regime Permanente.
[46]	- Topologia Radial.	Evolutivo Diferencial (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.
[47]	- Topologia Radial.	Genético (Meta-Heurístico)	Regime Permanente.

Antes de analisar a Tabela 2, vale ressaltar que as variáveis otimizadas foram as chaves presentes no sistema, visto que ao alterar o estado das chaves a topologia da rede será modificada. Diante disso, a alteração da topologia influencia no fluxo de potência da rede, o que impacta nas perdas do sistema, nos níveis de tensão, no carregamento da linha, dentre outros critérios a serem estabelecidos pelo autor. Além disso, as variáveis dependentes descritas na função objetivo do algoritmo como perdas de potência ativa, limites de tensão e carregamento da linha foram omitidas da Tabela 2, já que estão presentes em todos os trabalhos publicados, sendo, portanto, consideradas como essenciais no processo de reconfiguração da rede de distribuição, uma vez que impactam de forma representativa nas tarifas de energia elétrica, no custo de operação da rede e nas especificações técnicas do sistema.

Ao analisar a Tabela 2, fica constatado que a Topologia Radial da Rede (95,7%) foi a restrição mais presente nos trabalhos, uma vez que tem o propósito de facilitar alguns fatores ligados à proteção, tais como coordenação e redução de correntes de curto circuito. Por fim, alguns critérios como o número de manobras de chaves (28,3%), o balanceamento dos alimentadores, bem como seus limites operacionais (21,7%), o tempo de processamento do algoritmo (6,5%) e o número de clientes atendidos (4,3%), apesar de em menor número, também se fizeram presentes para o bom funcionamento da rede.



Outro fato que vale ser mencionado é a quantidade de autores (45,7%) que aplicaram o processo de reconfiguração em redes de distribuição na presença de geração distribuída (GD). O investimento em energia renovável vem sendo incentivado em diversos países no intuito de elevar a confiabilidade do sistema e atender a questões ambientais como, por exemplo, a redução da emissão de gases causadores do efeito estufa. Desse modo, com a presença de GDs no sistema, este se mostrou mais eficiente (como foi destacado em [11], [14], por exemplo) durante o processo de reconfiguração uma vez que as perdas de potência ativa foram reduzidas e os limites técnicos de tensão e corrente se tornaram mais confiáveis.

Conforme destacado anteriormente, das 3 classificações para os métodos foi percebido uma preferência dos autores pelos algoritmos Meta-Heurísticos (58,7%) e Heurísticos (34,8%) em detrimento aos métodos baseados na Programação Matemática (6,5%). Este último método requer um grande número de cálculos matemáticos durante sua execução, o que torna a situação de expansão da rede de distribuição complicada, uma vez que pode ocasionar uma explosão combinatória. A explosão combinatória acontece quando um pequeno aumento na quantidade de dados/informações do sistema implica em um grande aumento de possibilidades e tempo para resolução do mesmo, o que, muitas vezes, torna o método inviável de ser aplicado [13].

Os métodos heurísticos, por sua vez, são métodos que realizam pesquisas por meio da quantificação de proximidade a um determinado objetivo, ou seja, fazem uso de aproximações e são sensíveis ao estado inicial do sistema. Esta característica pode não garantir que o algoritmo encontre o resultado ótimo global, mas sim o ótimo local dependendo dos valores iniciais do sistema [13]. Por outro lado, muitas vezes as regras heurísticas são incorporadas a outros algoritmos no intuito de reduzir o número de manobras das chaves em aberto, tornando assim o sistema mais eficiente e com níveis menores de transientes na rede [11] por meio de uma combinação de métodos.

Finalmente, os métodos Meta-Heurísticos são amplamente utilizados e possuem maior facilidade para encontrar os ótimos globais, independentemente do estado inicial, uma vez que realizam suas buscas em vizinhanças dentro do espaço de pesquisa, evitando paradas prematuras em ótimos locais. Entretanto, isto desacelera o processo de convergência, visto que produzem diversas soluções inviáveis [13].

Quanto à escolha do regime do sistema vale ressaltar que os autores trabalharam em duas linhas distintas, regime permanente ou regime transitório, onde ocorreu uma discrepante preferência pelo regime permanente (89,1%). O regime permanente analisa a melhor configuração da rede a partir de um cenário conhecido no qual propõe a melhor topologia a



partir dos critérios pré-definidos pelo autor na função objetivo. Desta forma, a solução apresentada só é válida para aquela configuração de rede específica. Vale ressaltar que 54,3% dos artigos avaliados utilizaram a rede IEEE 33 barras para aplicar o seu método. Já os autores que trabalharam com o regime transitório puderam acrescentar critérios como a quantidade de harmônicos/transitórios na rede elétrica, índices de fornecimento e, principalmente, das possíveis faltas no sistema. Neste último critério, de acordo com o ponto em que ocorreu a falta, toda a rede necessita ser reavaliada para encontrar uma nova configuração ótima.

2.3 Modelagem de Carga

As cargas em um sistema de distribuição são tipicamente especificadas pela potência complexa consumida. A demanda pode ser especificada em kVA e fator de potência, em kW e fator de potência ou em kW e kvar. Além disso podem ser modeladas como:

Conexão:

- Y-conectado;
- Delta-conectado;

Tipo:

- Trifásico;
- Bifásico;
- Monofásico;

Característica:

- Potência Constante;
- Corrente Constante;
- Impedância Constante;
- Combinação entre os itens acima.

O modelamento de carga proposto que será apresentado foi desenvolvido para utilização específica no processo iterativo de fluxo de carga, nas quais as tensões das cargas são inicialmente assumidas [48]. Posteriormente, as tensões e correntes serão atualizadas à medida que o processo iterativo vai ocorrendo - desde a primeira até a última iteração



proposta. Todos os modelos de carga são inicialmente definidos por uma potência complexa por fase e se estão conectadas linha-para-neutro (carga em Y) ou linha-para-linha (carga em Delta).

2.3.1 Cargas conectadas em Y

Na Figura 4, está representada uma carga conectada em Y. A notação para especificar a potência complexa e tensão são:

$$\text{Fase A:} \quad |S_a| / \underline{\Theta}_a = P_a + jQ_a \quad \text{e} \quad |V_{an}| / \delta_a \quad (4)$$

$$\text{Fase B:} \quad |S_b| / \underline{\Theta}_b = P_b + jQ_b \quad \text{e} \quad |V_{bn}| / \delta_b \quad (5)$$

$$\text{Fase C:} \quad |S_c| / \underline{\Theta}_c = P_c + jQ_c \quad \text{e} \quad |V_{cn}| / \delta_c \quad (6)$$

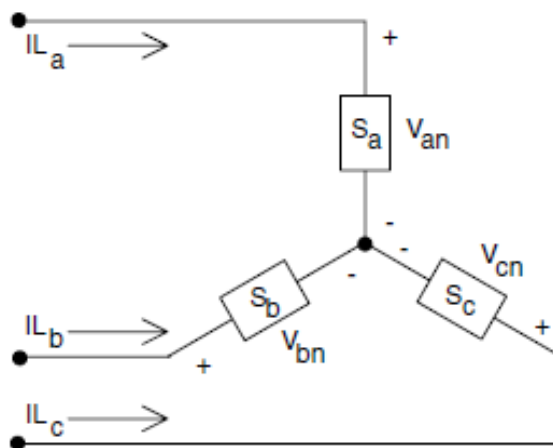


Figura 4 - Carga conectada em Y [48]

- **Cargas de Potência Constante:**

As correntes de linha para cargas conectadas em Y potência constante são dadas por:

$$IL_a = \left(\frac{S_a}{V_{an}}\right)^* = \left(\frac{|S_a|}{|V_{an}|}\right) / \underline{\delta}_a - \underline{\Theta}_a = |IL_a| / \underline{\alpha}_a \quad (7)$$

$$IL_b = \left(\frac{S_b}{V_{bn}}\right)^* = \left(\frac{|S_b|}{|V_{bn}|}\right) / \underline{\delta}_b - \underline{\Theta}_b = |IL_b| / \underline{\alpha}_b \quad (8)$$

$$IL_c = \left(\frac{S_c}{V_{cn}}\right)^* = \left(\frac{|S_c|}{|V_{cn}|}\right) / \underline{\delta}_c - \underline{\Theta}_c = |IL_c| / \underline{\alpha}_c \quad (9)$$

Neste modelo, as tensões linha-para-neutro vão alterando durante cada iteração até que o processo convirja.



- **Cargas de Impedância Constante:**

A carga de impedância constante é determinada a partir da potência complexa especificada e recebe os valores linha-para-neutro das tensões:

$$Z_a = \left(\frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} \right) = \left(\frac{|V_{an}|^2}{|S_a|} \right) / \underline{\Theta}_a = |Z_a| / \underline{\Theta}_a \quad (10)$$

$$Z_b = \left(\frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} \right) = \left(\frac{|V_{bn}|^2}{|S_b|} \right) / \underline{\Theta}_b = |Z_b| / \underline{\Theta}_b \quad (11)$$

$$Z_c = \left(\frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} \right) = \left(\frac{|V_{cn}|^2}{|S_c|} \right) / \underline{\Theta}_c = |Z_c| / \underline{\Theta}_c \quad (12)$$

As correntes da carga com característica de carga impedância constante são dadas por:

$$IL_a = \left(\frac{V_{an}}{Z_a} \right) = \left(\frac{|V_{an}|}{|Z_a|} \right) / \underline{\delta}_a - \underline{\Theta}_a = |IL_a| / \underline{\alpha}_a \quad (13)$$

$$IL_b = \left(\frac{V_{bn}}{Z_b} \right) = \left(\frac{|V_{bn}|}{|Z_b|} \right) / \underline{\delta}_b - \underline{\Theta}_b = |IL_b| / \underline{\alpha}_b \quad (14)$$

$$IL_c = \left(\frac{V_{cn}}{Z_c} \right) = \left(\frac{|V_{cn}|}{|Z_c|} \right) / \underline{\delta}_c - \underline{\Theta}_c = |IL_c| / \underline{\alpha}_c \quad (15)$$

Neste modelo, a tensão linha-para-neutro vai ser alterada a cada iteração, entretanto, a impedância calculada vai permanecer constante.

- **Cargas de Corrente Constante:**

Neste modelo, a magnitude das correntes é calculada pelas equações abaixo para cada fase:

$$IL_a = |IL_a| / \underline{\delta}_a - \underline{\Theta}_a \quad (16)$$

$$IL_b = |IL_b| / \underline{\delta}_b - \underline{\Theta}_b \quad (17)$$

$$IL_c = |IL_c| / \underline{\delta}_c - \underline{\Theta}_c \quad (18)$$

A magnitude da corrente é mantida constante enquanto o ângulo da tensão (δ) é alterado. Dessa forma o ângulo da corrente muda, mantendo o fator de potência da carga constante.



Onde, δ_{abc} = Linha-para-Neutro ângulo da tensão e Θ_{abc} = Ângulo do Fator de Potência.

- **Combinação de Cargas:**

A modelagem por combinação de cargas pode ser realizada colocando o percentual da carga total em cada um dos três modelos citados acima. Dessa forma, a corrente total de linha será a soma de cada um dos três componentes, conforme mostrado pela equação (19):

$$[I_{abc}] = \partial_{pq}[I_{pq}] + \partial_z[I_z] + \partial_I[I_I] \quad (19)$$

onde,

I_{pq} , I_z e I_I são as matrizes trifásicas correspondentes as cargas de potência constante, impedância constante e corrente constante respectivamente.

∂_{pq} , ∂_z e ∂_I são os pesos correspondentes a carga desejada, onde cada peso representa a parcela que ela representa, de modo que:

$$\partial_{pq} + \partial_z + \partial_I = 1. \quad (20)$$

2.3.2 Cargas conectadas em Delta

Na Figura 5, está representada uma carga conectada em Delta. A notação para especificar a potência complexa e tensão são:

$$\text{Fase AB:} \quad |S_{ab}| / \underline{\Theta}_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab} \quad e \quad |V_{ab}| / \delta_{ab} \quad (21)$$

$$\text{Fase BC:} \quad |S_{bc}| / \underline{\Theta}_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc} \quad e \quad |V_{bc}| / \delta_{bc} \quad (22)$$

$$\text{Fase CA:} \quad |S_{ca}| / \underline{\Theta}_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca} \quad e \quad |V_{ca}| / \delta_{ca} \quad (23)$$



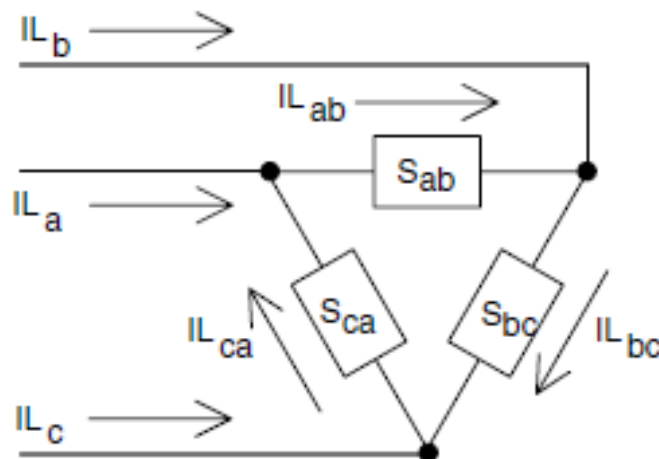


Figura 5 - Carga conectada em Delta [48]

- **Cargas de Potência Constante:**

As correntes de linha para cargas conectadas em Delta potência constante são dadas por:

$$IL_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \left(\frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \right) / \underline{\delta_{ab} - \Theta_{ab}} = |IL_{ab}| / \underline{\alpha_{ab}} \quad (24)$$

$$IL_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \left(\frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \right) / \underline{\delta_{bc} - \Theta_{bc}} = |IL_{bc}| / \underline{\alpha_{bc}} \quad (25)$$

$$IL_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \left(\frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \right) / \underline{\delta_{ca} - \Theta_{ca}} = |IL_{ca}| / \underline{\alpha_{ca}} \quad (26)$$

Neste modelo, as tensões linha-para-linha vão alterando durante cada iteração até que o processo convirja.

- **Cargas de Impedância Constante:**

A carga de impedância constante primeiro determinada a partir da potência complexa especificada e recebe os valores linha-para-linha das tensões:

$$Z_{ab} = \left(\frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} \right) = \left(\frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} \right) / \underline{\Theta_{ab}} = |Z_{ab}| / \underline{\Theta_{ab}} \quad (27)$$

$$Z_{bc} = \left(\frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} \right) = \left(\frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} \right) / \underline{\Theta_{bc}} = |Z_{bc}| / \underline{\Theta_{bc}} \quad (28)$$

$$Z_{ca} = \left(\frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} \right) = \left(\frac{|V_{ca}|^2}{|Z_{ca}|} \right) / \underline{\Theta}_{ca} = |Z_{ca}| / \underline{\Theta}_{ca} \quad (29)$$

As correntes da carga em Delta com característica de carga impedância constante são dadas por:

$$IL_{ab} = \left(\frac{V_{ab}}{Z_{ab}} \right) = \left(\frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} \right) / \underline{\delta}_{ab} - \underline{\Theta}_{ab} = |IL_{ab}| / \underline{\alpha}_{ab} \quad (30)$$

$$IL_{bc} = \left(\frac{V_{bc}}{Z_{bc}} \right) = \left(\frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} \right) / \underline{\delta}_{bc} - \underline{\Theta}_{bc} = |IL_{bc}| / \underline{\alpha}_{bc} \quad (31)$$

$$IL_{ca} = \left(\frac{V_{ca}}{Z_{ca}} \right) = \left(\frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} \right) / \underline{\delta}_{ca} - \underline{\Theta}_{ca} = |IL_{ca}| / \underline{\alpha}_{ca} \quad (32)$$

Neste modelo, a tensão linha-para-linha vai ser alterada a cada iteração, entretanto, a impedância calculada vai permanecer constante.

- **Cargas de Corrente Constante:**

Neste modelo, a magnitude das correntes é calculada pelas equações abaixo para cada fase:

$$IL_{ab} = |IL_{ab}| / \underline{\delta}_{ab} - \underline{\Theta}_{ab} \quad (33)$$

$$IL_{bc} = |IL_{bc}| / \underline{\delta}_{bc} - \underline{\Theta}_{bc} \quad (34)$$

$$IL_{ca} = |IL_{ca}| / \underline{\delta}_{ca} - \underline{\Theta}_{ca} \quad (35)$$

A magnitude da corrente é mantida constante enquanto o ângulo da tensão (δ) é alterado. Dessa forma o ângulo da corrente muda, mantendo o fator de potência da carga constante.

Onde, δ_{abc} = Linha-para-Neutro ângulo da tensão e Θ_{abc} = Ângulo do Fator de Potência.

- **Combinação de Cargas:**

A modelagem por combinação de cargas pode ser realizada colocando o percentual da carga total em cada um dos três modelos citados acima. Dessa forma, a corrente total de linha



será a soma de cada um dos três componentes. As equações para a combinação em delta são análogas às equações da combinação em Y representadas em (19) e (20).

2.3.3 Cargas bifásicas ou monofásicas

Para as cargas bifásicas ou monofásicas a modelagem será realizada de forma análoga à apresentada das cargas trifásicas, entretanto, uma vez que agora não possuem todas as três fases em funcionamento, as fases ausentes receberão zero em seu valor de corrente de acordo com sua respectiva fase.

2.3.4 Capacitores Shunt

Os bancos de capacitores são modelados como susceptâncias constantes conectados em Y ou em Delta. Assim como as cargas monofásicas e bifásicas, os bancos de capacitores são modelados da mesma forma só que “zerando” as fases que não existem [48].

- Modelo trifásico do banco de capacitor conectado em Y: Na Figura 6 é mostrada um banco de capacitor conectado em Y.

$$B_c = \frac{kvar}{kV_{LN}^2 \cdot 1000} [S] \quad (36)$$

Uma vez calculada a susceptância, as corrente de linhas do banco de capacitor são dadas por:

$$\begin{aligned} IC_a &= jB_a \cdot V_{an} \\ IC_b &= jB_b \cdot V_{bn} \\ IC_c &= jB_c \cdot V_{cn} \end{aligned} \quad (37)$$

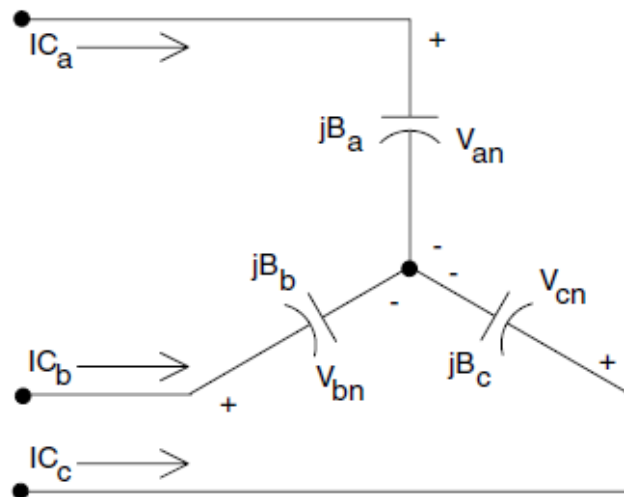


Figura 6 - Banco de Capacitor Trifásico conectado em Y [48]

- Modelo trifásico do banco de capacitor conectado em Delta: O banco de capacitor conectado em delta está mostrado na Figura 7. De forma análoga à anterior, a susceptância do bando se dá por:

$$B_c = \frac{kvar}{kV_{LL}^2 \cdot 1000} [S] \quad (38)$$

Uma vez calculada a susceptância, as corrente de linhas do banco de capacitor são dadas por:

$$\begin{aligned} IC_{ab} &= jB_a \cdot V_{ab} \\ IC_{bc} &= jB_b \cdot V_{bc} \\ IC_{ca} &= jB_c \cdot V_{ca} \end{aligned} \quad (39)$$

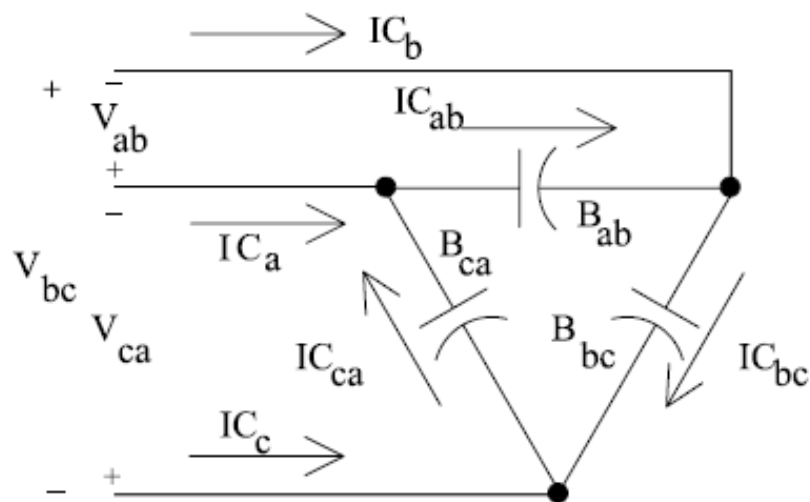


Figura 7 - Banco de Capacitor Trifásico conectado em Delta [48]



2.4 Equacionamento do Fluxo de Carga

Após a modelagem das cargas, se torna possível equacionar o fluxo de carga. Os objetivos e restrições do problema em questão são obtidos a partir do cálculo do fluxo de carga com exceção para o indicador FIC, que será tratado individualmente na seção 2.5.

Para o cálculo do fluxo de carga, assume-se que a topologia da rede, a potência instalada (alimentador) e a potência nas cargas (ou correntes de carga) são conhecidas [48]. Dessa forma, as condições operacionais da rede elétrica são conhecidas, uma vez que o fluxo de carga irá obter a tensão complexa em cada barra e os fluxos de potência (ativa e reativa) em todas as linhas ativas dessa rede e, portanto, as soluções geradas podem ser analisadas.

Diante da situação, alguns métodos específicos para cálculo do fluxo de potência em SDs foram desenvolvidos e ficaram conhecidos como métodos de varredura direta/inversa. Tais métodos aproveitam o fato da topologia da rede de distribuição ser radial e tem como principal vantagem, em relação aos métodos tradicionais (Newton-Raphson, Desacoplado Rápido, dentre outros), o fato de não exigirem o processo de fatoração de matrizes. Isso é uma grande vantagem uma vez que o sistema de distribuição associado a tais matrizes são mal condicionadas como, por exemplo, a alta relação R/X (resistência/reatância), alto número de cargas distribuídas e partes da rede com alta impedância associados a trechos de baixa impedância (chaves seccionadoras, reguladores de tensão e pequenos trechos de rede). Além disso, a quantidade de barras é muito grande, sendo necessária a utilização de matrizes com milhares de linhas e colunas [48].

Existem duas versões de métodos de varredura direta/inversa: soma de correntes e soma de potências. Ambas são relativamente simples do ponto de vista conceitual e apresentam um desempenho eficiente na resolução de problema de fluxo de carga em SDs radiais. A seguir será apresentado o método de varredura direta/inversa soma de correntes, pois será o utilizado neste trabalho.

2.4.1 Método de Soma de Correntes

É um método conceitualmente simples e apresenta um bom desempenho. Ele foi desenvolvido para redes com topologia radial, entretanto, também pode ser aplicado para SDs fracamente malhados.



Seja um SD radial com n nós e a arestas, sendo que $a = n - 1$. Inicialmente, é atribuído a tensão no nó raiz e assumido para todos os demais nós do sistema tensão com magnitude igual a 1 (um) pu e ângulo 0 (zero) graus. Vale ressaltar que estes valores atribuídos não devem necessariamente ser estes, podendo ser atribuído outros valores desde que os passos a seguir do método sejam realizados corretamente. O método consiste em quatro passos:

1. Cálculo da corrente nodal: conhecendo-se os valores da potência das cargas, da impedância dos trechos e da tensão nos nós, é possível calcular o valor da corrente em cada trecho. Começando pelos nós finais, na iteração k , as injeções de correntes nodais são calculadas por meio da seguinte expressão:

$$I_i^{(k)} = \left(\frac{S_i}{V_i^{(k-1)}} \right)^* - Y_i^{sh} V_i^{k-1} \quad , \quad \text{onde } i = 1, 2, \dots, n \quad (40)$$

$V_i^{(k-1)}$ é a tensão total na barra i , calculada durante a iteração $(k-1)$;

S_i é a injeção de potência complexa específica na barra i ;

Y_i^{sh} é a soma de todos os elementos shunt da barra i ;

n é o número total da representação radial de SDs.

2. Etapa Backward (varredura inversa): esta etapa se inicia a partir das linhas conectadas às barras mais extremas do sistema (barras finais, de maior profundidade) e vai até as linhas conectadas ao nó raiz (com profundidade zero), ou seja, o alimentador/subestação. Obtem-se as correntes (C_L) na linha L , que conecta uma barra N_2 à sua antecessora N_1 , pela seguinte equação:

$$C_L^k = -I_{N_2}^{(k)} + \sum(\text{Correntes nas linhas que saem do nó } N_2) \quad (41)$$

onde $L = p, p-1, \dots, 1$, $I_{N_2}^{(k)}$ é a injeção no nó N_2 e p é o número de linha que possui o sistema.

3. Etapa Forward (varredura direta): nesta etapa as tensões complexas nas barras são atualizadas, iniciando pelas barras que estão conectadas ao nó raiz (subestação) e seguindo até as barras extremas, como apresentado na equação abaixo:

$$V_{N_2}^k = V_{N_1}^k - Z_L C_L^k \quad , \quad L = 1, 2, \dots, p, \quad (42)$$



onde Z_L é a impedância série da linha L .

4. Etapa de teste de convergência: os passos 2, 3 e 4 são repetidos até que seja alcançado o critério de convergência (por meio de um valor pré-determinado de tolerância) definido pelo usuário. Geralmente, o critério adotado para comparar com o valor da tolerância, consiste no maior erro de potência ativa e reativa nas barras do sistema. Dessa forma, a potência complexa injetada na barra i , na iteração k , é calculada por:

$$S_i^{(k)} = V_i^{(k)} I_i^{(k)*} - Y_i |V_i^{(k)}|^2, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (43)$$

Portanto o erro de potência ativa e reativa da barra i é calculado utilizando a expressão a seguir:

$$\Delta P_i^{(k)} = \text{Re}[S_i^{(k)} - S_i] \quad (44)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = \text{Im}[S_i^{(k)} - S_i] \quad (45)$$

onde $i = 1, 2, \dots, n$

2.5 FIC

Uma vez que as cargas foram modeladas e o fluxo de potência está sendo calculado, é possível obter as tensões, as correntes e as perdas da rede, parâmetros essenciais para o processo de reconfiguração da rede de distribuição. Além deles, este trabalho visa a analisar o indicador FIC no processo de reconfiguração do sistema, o qual é assim definido pelo Prodist (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), em seu Módulo 8 de Qualidade de Energia [49]:

$$\text{FIC} = \text{int} \quad (46)$$

onde,

FIC = Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora ou ponto de conexão, expressa em números de interrupção.

int = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.



Entretanto, para calcular o valor da FIC é importante conhecer outros 4 indicadores também presentes no módulo 8 do Prodist:

-DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas;

-FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em números de interrupção;

-DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, expressa em horas.

-DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão, expressa em horas.

De acordo com a resolução 5.6.3.1 da Prodist [49], na apuração dos indicadores DIC e FIC serão consideradas as exceções previstas no item 5.6.2.2 que diz:

“5.6.2.2 Na apuração dos indicadores DEC e FEC não serão consideradas as seguintes interrupções:

- i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. interrupção em situação de emergência;
- iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. ocorridas em dia crítico;
- vii. oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS (PRODIST, 2010, p.40)”

No cálculo do valor de compensação é utilizada a seguinte fórmula:

$$VALOR_{FIC} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \left(\frac{CM}{730} \right) kei \quad (47)$$



onde:

FIC_v = frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, conforme cada caso, verificada no período considerado, expressa em número de interrupções;

FIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de frequência de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

DIC_p = limite de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de duração de interrupção por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expresso em horas e centésimos de hora;

CM = média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição, considerando também as demandas e energias reativas excedentes, correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = número médio de horas no mês;

kei = coeficiente de majoração cujo valor deve ser fixado em:

i. 15 (quinze), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em baixa tensão;

ii. 20 (vinte), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em média tensão;

iii. 27 (vinte e sete), para unidade consumidora ou ponto de conexão atendidos em alta tensão.

Ainda no Módulo 8 do Prodist [49], segue a Tabela 3 com a informação dos limites de continuidade por unidade consumidora mediante a faixa de variação dos limites anuais de indicadores de continuidade dos conjuntos (DEC e FEC) para áreas urbanas com faixa de tensão contratada entre 1 kV e 69 kV:



Tabela 3 - Unidades consumidoras situadas em áreas urbanas com faixa de tensão contratada entre 1kV e 69kV, Prodist, módulo 8 [49]

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV ≤ Tensão ≤ 69kV						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57

Nesta seção foi apresentado o indicador FIC que será utilizado na função objetivo. Além disso, outros indicadores que compõem o módulo 8 da Prodist também foram explicados, uma vez que para indicarmos o valor do FIC, por exemplo, é necessário, conforme sugere a Tabela 3, explicitarmos a faixa de variação dos limites anuais de indicadores de continuidade dos conjuntos (DEC ou FEC).

2.6 Fundamentos do Algoritmo de Busca Tabu

2.6.1 Introdução

Conforme foi apresentado na seção 2.2.1 na otimização do processo de reconfiguração das SDs, os algoritmos Meta-Heurísticos têm tido a preferência dos autores da área. Eles são métodos que se baseiam nas técnicas de inteligência artificial e possuem como vantagem a facilidade para encontrar ótimos globais, independentemente do estado inicial, uma vez que realizam suas buscas em vizinhanças dentro do espaço de pesquisa, evitando paradas prematuras em ótimos locais.

Dentre os diversos algoritmos meta-heurísticos já citados anteriormente, o Algoritmo de Busca Tabu foi escolhido para otimização da rede e será apresentado a seguir. Este algoritmo é um método eficiente para respostas discretas, o qual se encaixa no perfil do problema em questão, uma vez que a resposta desejada é uma matriz composta por 0 (zero) e



1 (um). Além disso, o Tabu possui memória dinâmica, o qual aumenta a eficiência do processo de exploração e é extremamente útil para sair de máximos ou mínimos locais.

2.6.2 Algoritmo de Busca Tabu

A Busca Tabu é um método não populacional, isto é, avalia um candidato de cada vez e possui um sistema de memória dinâmica. O diferencial do sistema de memória da Busca Tabu é que ele não mantém apenas os valores das avaliações feitas até então, como também, o itinerário das últimas soluções visitadas [50]. Além disso, passa a ser possível tender regiões promissoras do espaço de busca.

De acordo com Fred Glover [51], *Tabu Search* é uma meta-heurística para guiar heurísticas conhecidas a superar o problema da optimalidade local. É baseado na premissa de que resoluções de problemas, para se qualificar como inteligentes, devem incorporar memória adaptativa e exploração dinâmica.

Segue agora a descrição da Busca Tabu em sua forma simplificada. Considere o espaço de busca X . Para cada $x \in X$ está associado o conjunto $S(x)$ que consiste dos movimentos $s \in S$ que podem ser aplicados a x . O conjunto $S(x)$ pode ser visto como a vizinhança de x . Seja T um conjunto dos quais os elementos são chamados de *Tabu*. O conjunto T contém informações históricas de até t iterações passadas do processo de busca. O comprimento t pode ser tanto constante como variável, dependendo da aplicação. O conjunto T pode ser definido como:

$$T(s, x) = \{(s, x) \in S \times X : (s, x) \text{ satisfaz as condições para Tabu}\}. \quad (48)$$

Antes do início se faz necessário ainda a introdução de outra função de avaliação, denominada *Optimum*, que será utilizada para selecionar o movimento (vizinho) $s \in S$. Note que essa função é "independente" da função *Assess* mencionada em (45) (independente em termos, já que ela é usada para encontrar as soluções que são melhor avaliadas pela função *Assess*), ela trata apenas de um critério (que pode ser a função objetivo ou não) para selecionar o melhor movimento/vizinho. Uma escolha óbvia (porém efetiva em muitos casos) para a função *Optimum* seria utilizar a função objetivo

$$Optimum(S(x)) = \operatorname{argmax}\{f(s(x) \in S(x) - T(s, x))\} \quad (49)$$



Na definição acima a função recebe os vizinhos de x e então seleciona, entre os vizinhos que não fazem parte do conjunto *Tabu*, o vizinho que maximiza f . Note como essa definição de *Optimum* pode levar a outro problema de otimização. Dessa forma, é possível introduzir o algoritmo.

1. Selecione um valor inicial $x \in X$. Faça $x^*=x$ e $T = \emptyset$. Faça $k=0$ (contador de iteração).
2. Se $S(x)-T=\emptyset$, vá para o passo 4. Caso contrário, faça $k = k+1$ e selecione $s_k \in S(x)-T$ tal que $s_k(x) = \text{Optimum}(s(x) : s \in S(x) - T)$.
3. Faça $x = s_k(x)$. Se $f(x) > f(x^*)$ faça $x^*=x$.
4. Se as condições de parada foram alcançadas retorne x^* . Caso contrário atualize T e os níveis de aspiração (visto adiante) e volte ao passo 2.

Observe que o algoritmo seleciona o melhor movimento/vizinho (não-*Tabu*) em cada passo e não necessariamente um vizinho que melhora a função *Assess* (de fato, pode até piorar). Como o conjunto T restringe a busca das soluções sua definição e atualização são etapas críticas na modelagem.

Na Busca Tabu algumas condições de parada bastante utilizadas são:

- $S(x) - T = \emptyset$
- k é maior do que o número máximo de iterações desejado;
- O número de iterações desde a última alteração de x^* é maior do que um número especificado;
- Uma solução suficientemente boa foi obtida, isto é, $f(x^*) > C$ para algum C especificado.

Em casos que $S(x) - T$ for muito grande pode ser necessário que a função *Optimum* utilize alguma estratégia para amostrar a região e assim reduzir a quantidade de soluções a serem avaliadas. Um método, por exemplo, seria o de escolher o primeiro $s(x) \in S(x) - T$ que satisfaz $\text{Optimum}(s(x)) > \text{Optimum}(x)$.

Aqui vale destacar que é fundamental uma definição apropriada da vizinhança de $x, S(x)$. Uma estrutura ruim de vizinhança pode tornar impossível a heurística alcançar o máximo global. Por exemplo, em um problema discreto, podemos representar o modelo por um grafo $G = (X: A)$ onde X é o conjunto das possíveis soluções e existe uma aresta $(i; j) \in A$ que conecta i a j se $j \in S(i)$. Nessa interpretação, gerar uma solução inicial ao problema é escolher um vértice (nó) i . A vizinhança deve ser definida de modo a garantir que dado qualquer vértice inicial $i \in X$ deve existir um caminho de i para a solução ótima i^* .



Como dito acima o conjunto T pode apresentar diversas condições para tabu. Uma escolha evidente seria

$$T = \{s(x) : s_k(x) = s_{k-l}(x) \text{ para algum } l \leq t\} \quad (50)$$

Isto é, o conjunto Tabu seria a composição das soluções já visitadas nas últimas t iterações. Nesse caso, a atualização de T seria a retirada do elemento mais antigo do conjunto e a inserção da nova posição. Note que essa definição só funciona em casos discretos (exatamente o problema em questão com relação às chaves da rede), pois em casos contínuos a chance da nova solução ser exatamente igual a anterior é mínima (se não for 0). Dessa forma, para adaptar essa definição para casos contínuos uma medida de similaridade poderia ser utilizada para analisar a igualdade entre s_k e s_{k-1} . Vale ressaltar que, de um modo geral, quanto maior o valor de t mais restrições são colocadas na seleção dos movimentos/vizinhos. Observe que se a representação da solução é complexa, essa definição de T é inviável (pode gastar muito tempo e memória) de ser implementada. Uma outra possibilidade bastante utilizada devido a essas complicações práticas da Definição anterior seria utilizar

$$T = \{s^{-1} : s = s_h \text{ para } h > k - t\} \quad (51)$$

onde $s^{-1}(s(x)) = x$ é o movimento inverso de s . Isto é, o conjunto Tabu guarda os movimentos inversos aos movimentos feitos até t iterações passadas.

É preciso chamar a atenção para a duração do movimento/vizinho dentro da Lista Tabu (parâmetro chamado de Tabu Tenure). O Tabu Tenure influencia criticamente no desempenho do método. Se a duração é muito pequena o algoritmo pode facilmente entrar em ciclos, revisitando o máximo local incessantemente. Por outro lado, valores pequenos ajudam na intensificação (em analogia com exploitation) do método. Já se a duração é grande, o espaço de busca é amplificado (diversificação, em analogia a exploration), mas a quantidade de restrições atrapalham na intensificação, podendo deixar escapar boas soluções.

Suponha agora que dado uma solução x existe $s(x) \in S(x)$ tal que $f(s(x)) > f(x^*)$, entretanto, $s(x) \in T$, isto é, $s(x)$ está no conjunto Tabu. De acordo com o exposto até agora, a solução $s(x)$ seria descartada. Isso não é razoável, afinal estaríamos descartando a melhor solução até então devido ao fato dela estar presente no conjunto Tabu. Para lidar com esse tipo de situação será inserido um novo conceito chamado de Nível de Aspiração (do inglês,



aspiration level). Um Nível de Aspiração é atingido se $f(s(x)) > A(s; x)$, onde $A(s; x)$ é a função nível de aspiração e fornece exibilidade na escolha dos movimentos. Se a solução atinge o nível de aspiração ela obtém “imunidade” ao conjunto Tabu.

Outra estratégia que não é exclusividade da Busca Tabu é relaxar as restrições, penalizando a função Assess para valores fora do espaço restrito. Uma vantagem dessa técnica é que ao sair dos limites e voltar por uma direção diferente pode resultar em uma “descoberta” de uma solução mais complicada de se atingir com o espaço restrito.

É possível também inserir componentes aleatórios na Busca Tabu. Por exemplo, pode-se utilizar de movimentos aleatórios (escolher $s \in S(x)$ de forma aleatória). Outra forma seria utilizar a aleatoriedade na aceitação do movimentos s baseado na sua condição Tabu. Por exemplo, aceita-se o movimento s mesmo estando no conjunto Tabu com uma probabilidade proporcional ao tempo em que está no conjunto Tabu.

A Busca Tabu possui outra característica interessante: as memórias intermediárias e as longas. O conjunto Tabu é considerado a memória curta. As memórias intermediárias e longas são complementares e são utilizadas para auxiliar na intensificação e diversificação respectivamente.

A memória intermediária (memória recente) registra e compara características de um número selecionado das melhores soluções candidatas durante um determinado período da busca. As características comuns a maioria dessas soluções são assumidas serem um atributo regional de boas soluções. A memória longa (memória de frequência) tem por objetivo a diversificação (exploration) da busca. Algumas estratégias podem incluir gerar soluções com componentes raramente usados ou viciar a seleção de soluções para longe das mais comumente utilizadas.

No capítulo a seguir será apresentada a Metodologia Proposta bem como os testes para cálculo do fluxo de potência realizados a fim de comprovar a eficácia do método.



Capítulo 3: Metodologia Proposta

No capítulo 3 será apresentada a metodologia proposta, ou seja, os testes para validação do método, os dados do sistema, a função objetivo e o Algoritmo de Busca Tabu.

3.1 Teste do Fluxo de Carga

Inicialmente, a fim de validar o desempenho do método de varredura direta/inversa para cálculo do fluxo de carga, foi utilizada a rede IEEE 13 barras, uma vez que se trata de uma rede já consolidada no meio acadêmico, a qual é possível conferir os resultados antes de aplicar o método em uma rede de maior porte, conforme apresentado na Figura 8 e na Figura 9.

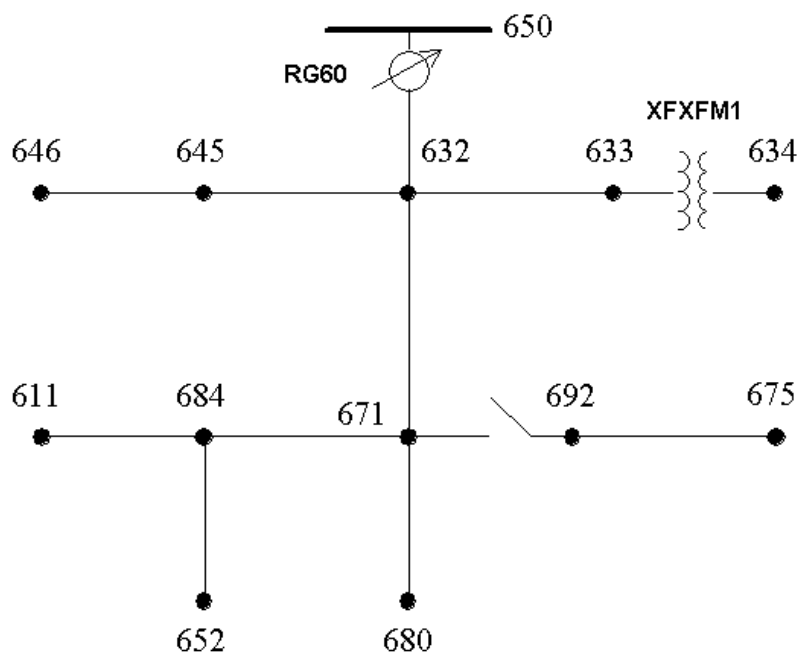


Figura 8 - Topologia do IEEE para a rede 13 barras [52]

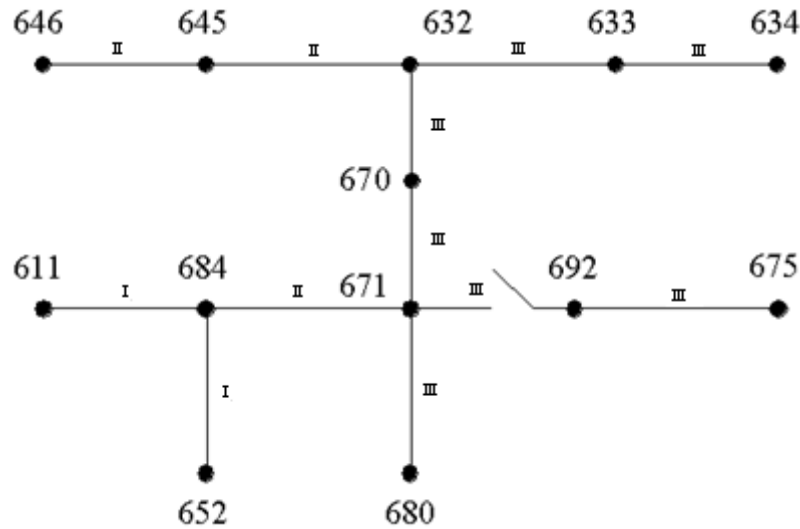


Figura 9 - Topologia Simplificada da rede IEEE 13 barras

Na Figura 9, as linhas com os algarismos romanos I, II e III representam respectivamente linhas monofásicas, bifásicas e trifásicas. O nó 632 é o “nó alimentador” e o traço na diagonal existente entre os nós 671 e 692 representa uma chave controlada.

Note que algumas simplificações/alterações na rede foram realizadas:

- Eliminação do regulador presente entre as barras 650 e 632. Dessa forma o valor regulado de tensão já é colocado diretamente no nó 632 (com isso deve-se descontar as perdas do regulador das perdas totais informadas no gabarito do IEEE 13 barras [52]);
- Simplificação do transformador entre os nós 633 e 634. A carga conectada ao nó 634, que está logo após o transformador, foi refletida do secundário do transformador para o lado primário, por meio da equação:

$$Z_{pu}^{novo} = Z_{pu}^{antigo} \left(\frac{S_{base}^{novo}}{S_{base}^{antigo}} \right) \left(\frac{V_{base}^{antigo}}{V_{base}^{novo}} \right)^2 \quad (52)$$

onde Z_{pu}^{antigo} é informado pelo datasheet do IEEE e basta dividir pela impedância de base, a qual é calculada por $(V_{base})^2 / S_{base}$. O V_{base} adotado foi no valor de 4.16kV e S_{base} foi 5000kVA, compondo, dessa forma, o V_{base}^{novo} e o S_{base}^{novo} respectivamente. Os valores antigos do transformador adotados foram os informados no gabarito da rede IEEE 123 barras [53], também pelo IEEE $V_{base}^{antigo} = \frac{4.16k}{\sqrt{3}} V$ e $S_{base}^{antigo} = 500kVA$.

- Por fim, a última simplificação foi quanto a carga distribuída presente entre os nós 632 e 671. Foi criado um nó 670 entre os dois terminais e concentrado a carga distribuída

neste nó. A impedância do nó 632 ao 671 fica, dessa forma, dividida em duas partes, metade entre os nós 632 e 670 e, a outra metade, entre os nós 670 e 671.

Após a modelagem, o fluxo de potência calculou os seguintes resultados de tensão para cada nó (Tabela A 1) que podem ser comparados aos valores fornecidos pelo gabarito do IEEE (Tabela A 2), ambas localizadas no Apêndice A. Vale ressaltar que devido às aproximações feitas no processo, os valores não são exatamente os mesmos, mas estão bem próximos (diferença apenas na quarta casa decimal). A Tabela 4 mostra a análise do método, comprovando sua eficácia.

Tabela 4 - Diferença de tensão entre o método aplicado e o gabarito IEEE

Desvio de tensão (%) entre o método e o gabarito do IEEE			
Nó	Fase A	Fase B	Fase C
611	0,00%	0,00%	-0,04%
632	0,00%	0,00%	0,00%
633	-0,01%	0,00%	0,00%
634	0,01%	-0,06%	0,01%
645	0,00%	0,01%	0,01%
646	0,00%	0,00%	0,00%
652	-0,05%	0,00%	0,00%
671	-0,05%	0,02%	-0,04%
675	-0,07%	0,02%	-0,03%
680	-0,05%	0,02%	-0,04%
684	-0,03%	0,00%	-0,04%
692	-0,05%	0,02%	-0,05%

O “RG60” representa o regulador e o “XFXFM1” o transformador da rede (Figura 8), ambos simplificados no caso em questão. Vale lembrar que a presença do nó 670 foi para representar a carga distribuída existente da rede modelo. A perda técnica informada no gabarito do IEEE vale 111,063kW. Entretanto, o regulador apresenta uma perda no valor de 59,716kW, resultando em 51,347kW de perda da rede sem regulador. O valor calculado para este caso foi 50.7545kW, compatível com o desejado devido às simplificações do transformador e da carga distribuída.

3.2 Sistema Proposto: IEEE 123 nós modificado

Uma vez validado o cálculo do fluxo de carga é possível expandir o sistema de forma que as restrições e os objetivos desejados possam ser verificados, pois o sistema de 13 barras não permite grandes variações em sua topologia. Sendo assim, o sistema proposto será o também já consagrado modelo do IEEE, mas agora o de 123 nós (Figura 10). Entretanto, algumas modificações foram feitas de modo a adequar à situação desejada, conforme listado abaixo.

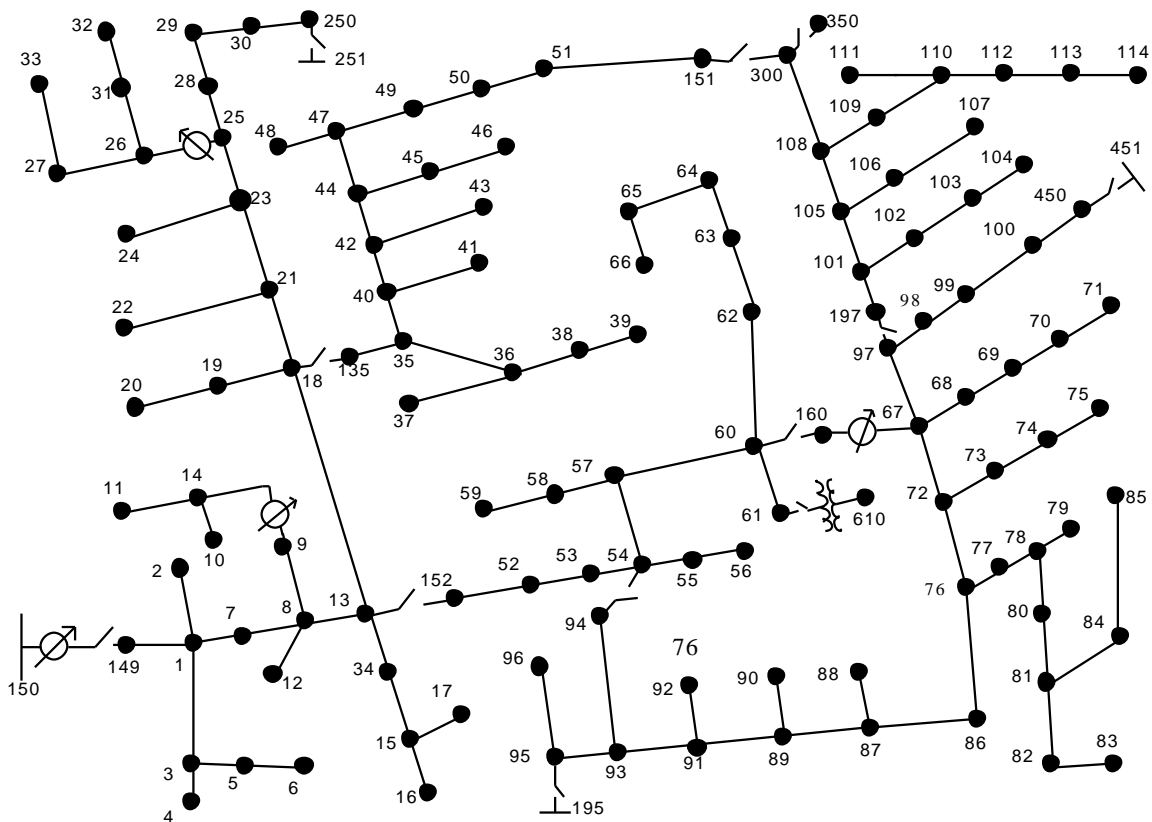


Figura 10 - Sistema IEEE 123 barras [53]

- Da mesma forma que apresentado anteriormente, os transformadores foram simplificados, assim como o regulador localizado entre o alimentador 150 e o nó 149. Todavia note que nesta rede não existe carga distribuída;
- A rede apresenta 4 alimentadores que abastecem todas as cargas do sistema, entretanto, é imprescindível para o cálculo do indicador FIC que a rede esteja em sobrecarga, já que, nesta situação, o sistema deverá rejeitar cargas causando alteração/acréscimo no indicador FIC. Dessa forma foram retirados três dos quatro

alimentadores da rede (195, 451 e 251), bem como os reguladores localizados no meio do sistema, restando apenas o alimentador localizado no nó 150 e o regulador localizado entre o mesmo e o nó 149;

- Cada aresta da rede foi avaliada como uma chave em potencial, ou seja, no processo de reconfiguração será concedida maior liberdade ao sistema, pois a rede possui somente 6 chaves o que dificultaria os movimentos do algoritmo, as vezes, nem sendo necessário um algoritmo de otimização para tal.
- O cabo que liga os nós 93 e 94 que é monofásico foi alterado para trifásico de modo que seja possível a utilização da chave para reconfiguração nos dois sentidos, pois, da forma que está no sistema IEEE, somente o nó 54 poderia abastecer o nó 94, já que o cabo entre 93 e 94 é monofásico. Não é possível uma rede monofásica abastecer outra trifásica.
- Por fim, as cargas serão normalizadas, como será apresentado no capítulo 4, a fim de fazer com que o alimentador trabalhe em sobrecarga. Desse modo, este realizará rejeição de carga ao mesmo tempo que analisa o indicador FIC do sistema.

Finalmente é apresentada na Figura 11 a rede que será reconfigurada, onde os nós preenchidos representam os nós com carga e os nós com o preenchimento em branco representam os nós sem carga. Além disso, o algarismo romano indicado em cada linha representa a quantidade de fases que existe no trecho.

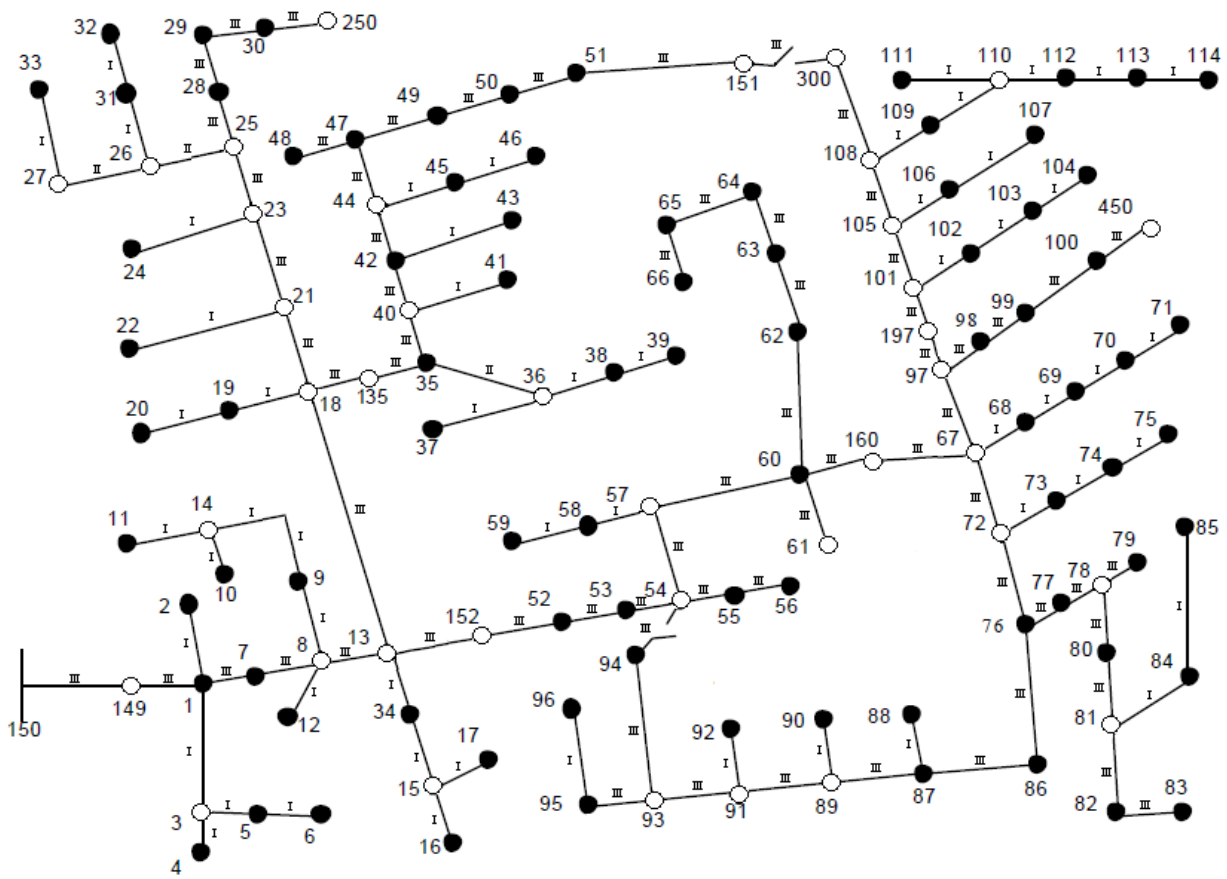


Figura 11 - Rede IEEE 123 nós modificada [53]

3.3 Função Objetivo

O problema de reconfiguração de redes em SDs em questão envolve as seguintes variáveis a serem otimizadas:

- Atendimento ao maior número de consumidores possível;
- Minimização das perdas técnicas;
- Atender aos limites do indicador FIC.

E as seguintes restrições operacionais:

- Manter a topologia radial do sistema;
- Atender à capacidade de carregamento das linhas;
- Atender aos limites de tensão normalizados.

Desta forma, tem-se um problema multi-objetivo, onde esses critérios são conflitantes entre si. Entretanto, quando isso acontece, uma alternativa para o problema é a utilização da técnica de ponderação de pesos, ou seja, vários objetivos são transformados em um único



objetivo, criando uma abordagem ao problema mono-objetivo [50]. Para isso, é necessário definir uma função objetivo principal e uma função de avaliação que irá abordar os demais objetivos não descritos no objetivo principal. Com isso, os objetivos “secundários” irão implicitamente influenciar na escolha de quais elementos irão compor a solução aplicada na função objetivo principal. O enfoque mono-objetivo é um ótimo correspondente às soluções extremas (mínimas ou máximas) da função-objetivo, o que é desejado no problema em questão.

A escolha da função objetivo é de suma importância para a modelagem matemática do problema mono-objetivo e, para este trabalho, ela consiste em minimizar o custo total do ponto de vista da concessionária, garantindo que a reconfiguração da rede mantenha a estrutura radial, atenda aos limites de tensão e corrente, além do indicador FIC da rede. A função objetivo é apresentada pela equação (53).

$$cost = P.tec + Carg.na + Lim.V + Lim.I + FIC \quad (53)$$

Desta forma os elementos que compõem a função objetivo do custo total são:

1. **Perdas técnicas ($P.tec$):** são as perdas de potência ativa (kW) da rede de distribuição.

$$Perd = V_{slack} I_{slack} - \sum_{i=1}^{n=loads} V_i I_i \quad (54)$$

Para transformar em custo:

$$P.tec = Perd \times Preço_{kWc} \quad (55)$$

onde,

V_{slack} = Tensão do alimentador referência da rede;

I_{slack} = Corrente total que sai do alimentador;

V_i = Tensão nos nós de carga;

I_i = Corrente nos nós de carga;

$Preço_{kWc}$ = Preço de compra do kW.

2. **Custo das cargas não atendidas ($Carg.na$):** é o quanto a concessionária irá deixar de ganhar ao rejeitar determinadas cargas. Esse fator estimula a rede à atender, caso seja possível, ao máximo de clientes possíveis, uma vez que o custo da perda técnica é inferior ao ganho pelo abastecimento do cliente.



$$Carg.na = \sum_{i=1}^{na} V_i I_i \times Preço kWv \quad (56)$$

onde,

na = são as cargas que não foram atendidas.

$Preço kWv$ = Preço de venda do kW

Vale observar que $Preço kWv > Preço kWc$ por motivos de margem de lucro por parte da concessionária.

3. **Penalidade por infringir o limite de tensão ($Lim.V$):** é quando a concessionária abastece o cliente, entretanto, abaixo do limite adequado por lei. Foram adotados, do Prodist Módulo 8 [49], os seguintes valores:

Tabela 5 - Faixa de Variação de Tensão, Prodist, Módulo 8 [49]

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Dessa forma, na função objetivo está sendo considerada uma penalidade quando o valor fica abaixo de 93% ou acima de 105% da tensão por unidade, ou seja, quando deixa de ser adequada e passar a ser precária ou crítica conforme apresentado na Figura 12.

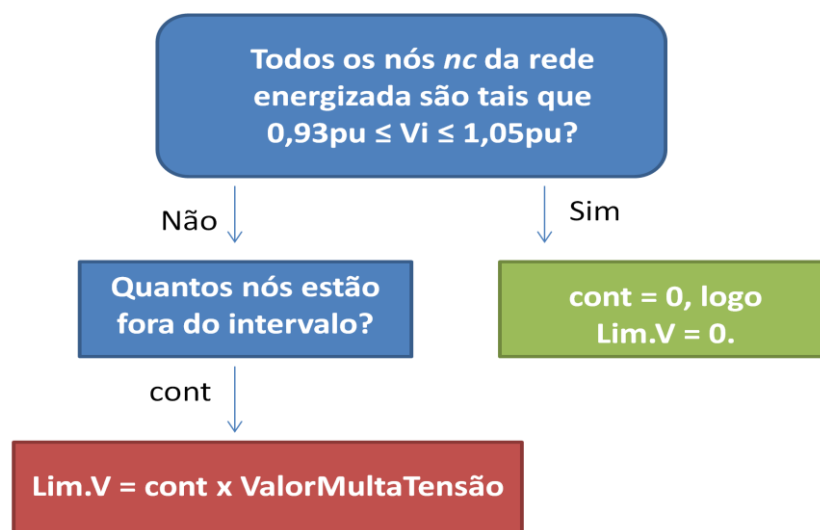


Figura 12 - Fluxograma Limites de Tensão



Onde,

n_c = número de nós com carga;

$cont$ = quantidade de cargas que estão sendo abastecidas com tensão abaixo de $0,93V_{pu}$ ou acima de $1,05 V_{pu}$.

$ValorMultaTensão$ = Penalidade imposta à concessionária por desrespeitar os limites de tensão.

Observe que em uma rede com muitos bancos de capacitores, por exemplo, a tensão também poderia ultrapassar o limite máximo de tensão permitida o que também se tornaria um problema, por isso a limitação superior em $1,05V_{slack}$.

4. **Penalidade por infringir o carregamento do cabo (*Lim. I*):** esta é uma restrição de suma importância, uma vez que caso seja descumprida, o cabo tende a se romper, o que acarretará em diversas implicações prejudiciais a concessionária, tal qual, possível acidente, manutenção mais custosa e clientes desenergizados. Como exemplo, considere-se a rede do IEEE 123 nós onde existem 3 tipos de cabos, cada um com uma capacidade diferente.

Conforme apresentado na Tabela A 3 e na Tabela A 4, ambas presentes no Apêndice A, os cabos do tipo 336,4 MCM CA possuem a capacidade máxima de 453 A, já os cabos do tipo 1/0 AWG CA possuem de 214 A e os cabos do tipo 1/0 AA CA de 202A.



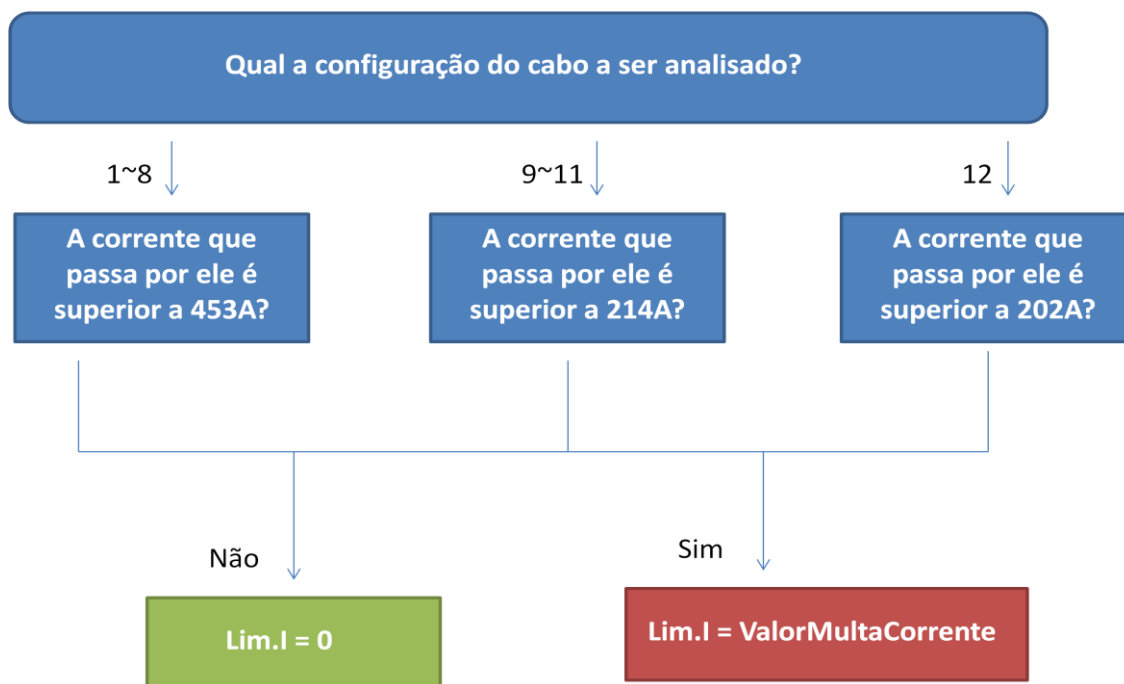


Figura 13 - Fluxograma Carregamento dos Cabos

Onde “ValorMultaCorrente”, representado na Figura 13, é o custo que será cobrado para a restrição de descumprir com o limite do carregamento do cabo. Vale ressaltar que não há um valor de multa previsto na legislação para este caso. Dessa forma, tal valor foi colocado muito alto por motivos já citados de segurança e, além disso, é necessário rejeitar carga para o estudo do indicador FIC, que será visto a seguir.

5. **Penalidade por infringir o indicador FIC (FIC):** conforme já visto na seção 2.5, o FIC é uma penalidade imposta à concessionária no caso de passar do limite máximo de Frequência de Interrupção individual por unidade Consumidora ou ponto de conexão, a qual é expressa em números de interrupção. Para o problema em questão foi utilizado a faixa de variação dos limites anuais de indicadores de continuidade dos conjuntos (DEC ou FEC) no valor de 3 (retirado da própria conta de luz do autor), conforme é apresentado na
6. Tabela 6, o que implica em um limite de continuidade por unidade consumidora situadas em áreas urbanas com faixa de tensão contratada de limite 1,84 por mês. Ou seja, uma vez interrompido o fornecimento no mês não se paga o FIC, entretanto, na segunda vez que isso ocorrer com o mesmo cliente, a concessionária deverá pagar uma multa, uma penalidade.

Tabela 6 - Tabela FIC

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: $1\text{kV} \leq \text{Tensão} \leq 69\text{kV}$						
	DIC (horas)			FIC (interrupções)			DMIC (horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
<u>3</u>	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	<u>1,84</u>	2,41

Dessa forma, a penalização para o descumprimento dos limites do FIC é apresentada na Figura 14.

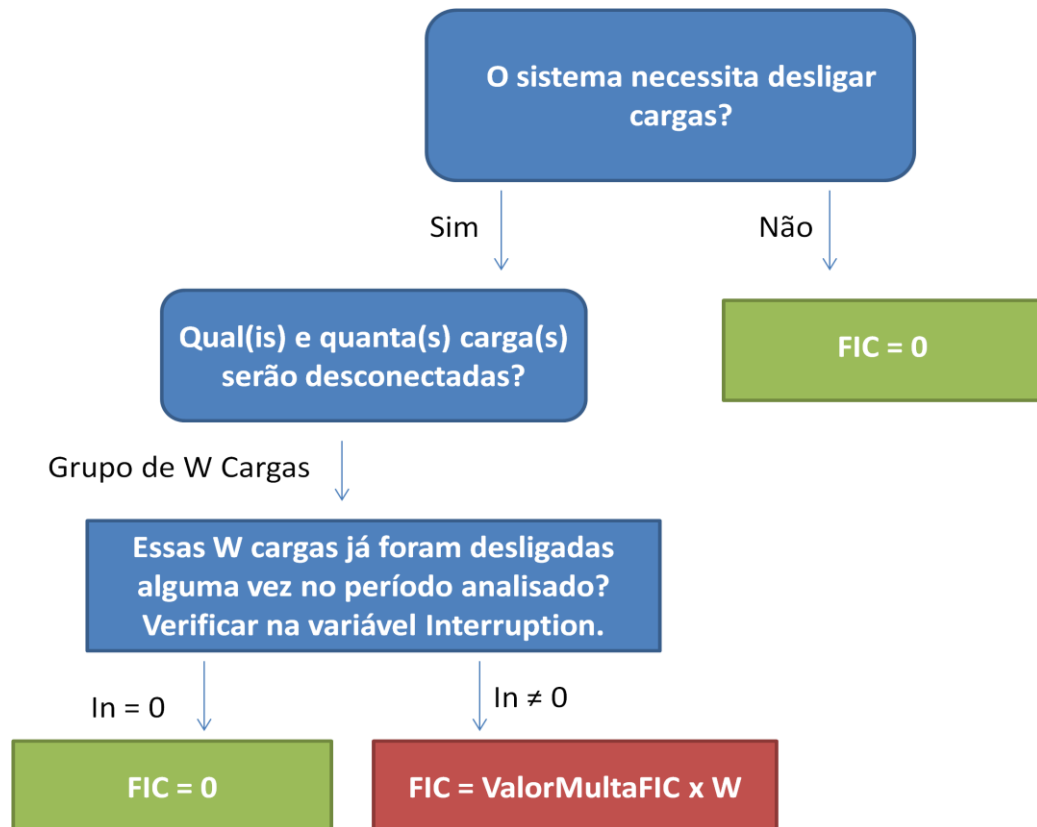


Figura 14 - Fluxograma FIC

Onde In é uma abreviação da variável contadora Interruption, responsável por armazenar quantas vezes cada carga foi desligada no período mensal.

Caso o vetor Interruption(i) de determinado nó seja 1 (um) significa que ele já foi interrompido uma vez naquele mês, caso seja interrompido novamente irá implicar em multa. A variável ValorMultaFIC é dada pela equação (47) e é analisada para cada cliente que foi



desligado. Note que, caso o mesmo cliente seja interrompido mais de uma vez dentro das regras do FIC, quanto maior for o número de interrupções (3, 4... ao longo do mês), mais o valor da penalidade é acrescido.

Após apresentada a função objetivo e seus elementos, então, o objetivo do algoritmo meta-heurístico de Busca Tabu será o de justamente otimizar (minimizar) essa função de custo geral encontrando uma topologia eficiente, dentro das restrições impostas, para a rede elétrica.

3.4 Radialidade e Busca Tabu

Inicialmente, é fornecida ao algoritmo uma topologia de rede radial (Figura 15), ou seja, não existem malhas no sistema. Tal topologia, como qualquer outra, apresenta um custo inicial, valor este que será armazenado na variável *QualityBest*, pois é o único valor existente de custo e será explicado melhor mais a frente. A partir daí, para manter a radialidade (característica das redes de distribuição), é criada uma matriz de vizinhança, explicitando cada nó que se conecta com qual. Além disso, cada nó que faz parte da topologia inicial é indexado com o índice 1, pois está conectado e em funcionamento.

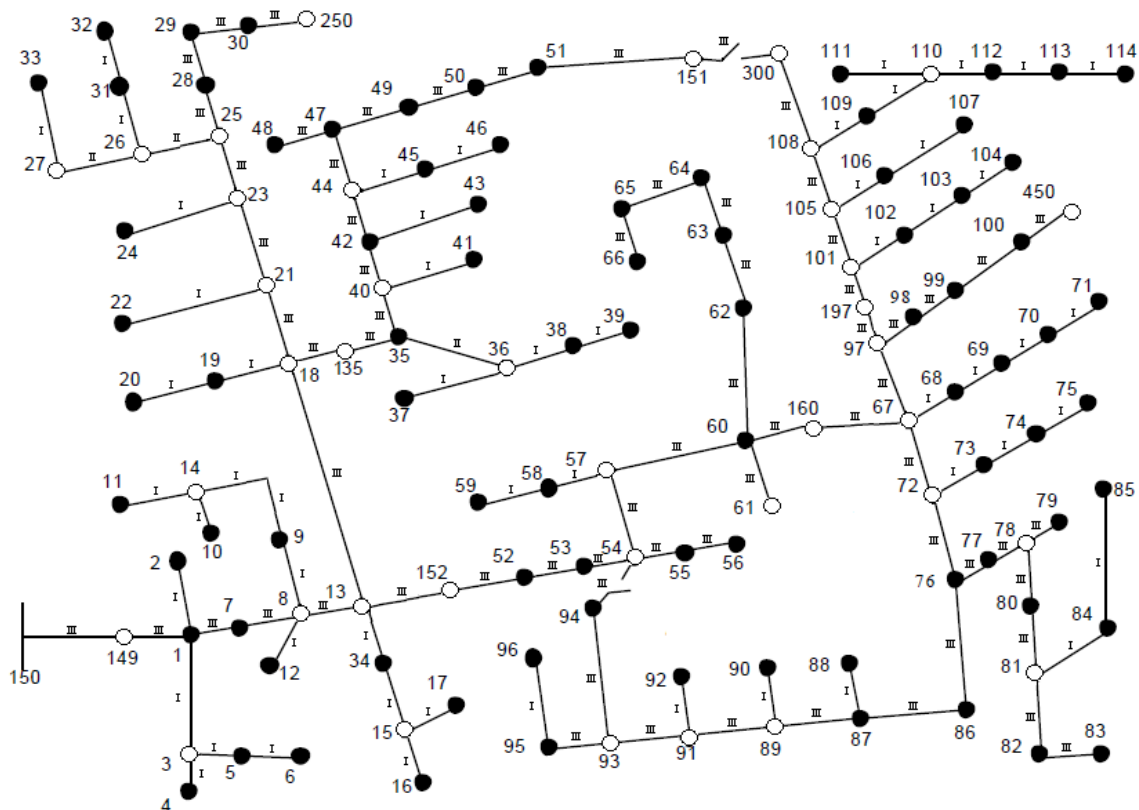


Figura 15 – Topologia da Rede IEEE 123 nós modificada [53]



Devido a imposição da topologia inicial ser radial, caso seja aberta qualquer aresta da rede (Figura 16), a rede se dividirá em duas partes, uma conectada ao alimentador (nó 150) e a outra constituirá um ramo em separado, sem energia. Dessa forma, todos os nós que foram desligados receberão o índice 2 (Figura 17), pois não estarão mais conectados a rede principal (entende-se por rede principal os nós que estão com energia). Vale ressaltar que é fundamental para o bom funcionamento do método proposto que a rede comece inicialmente na topologia radial e todas as cargas estejam alimentadas.

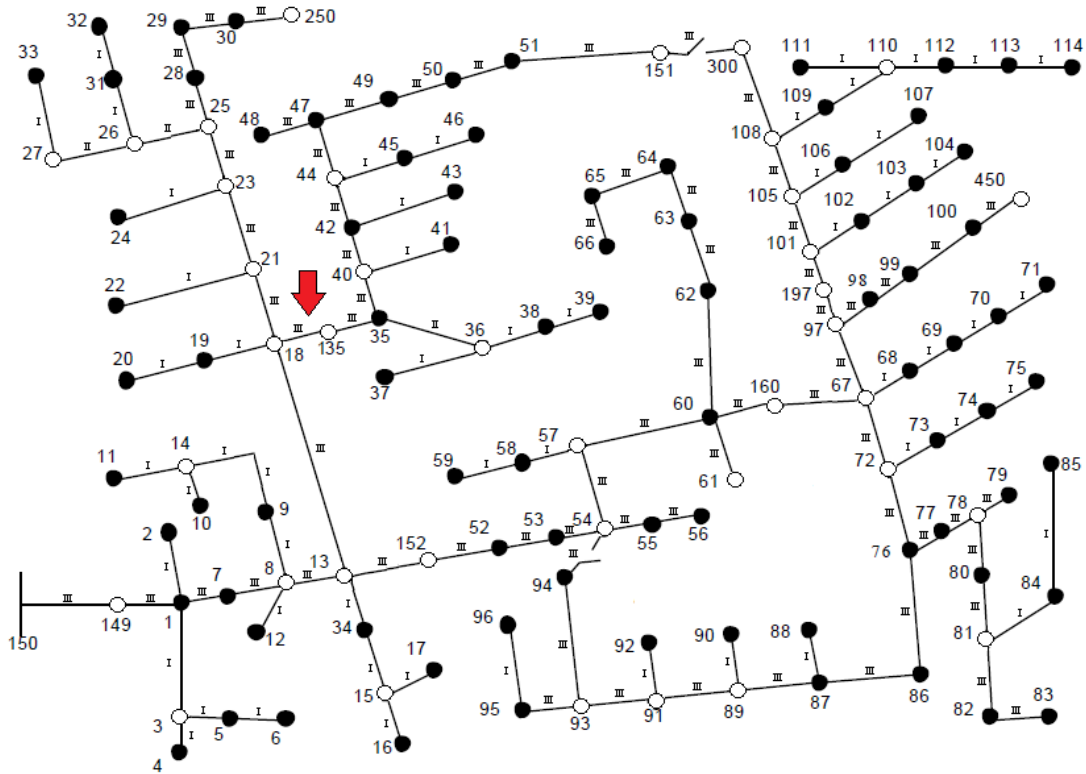


Figura 16 - Abertura da chave entre os nós 18 e 135

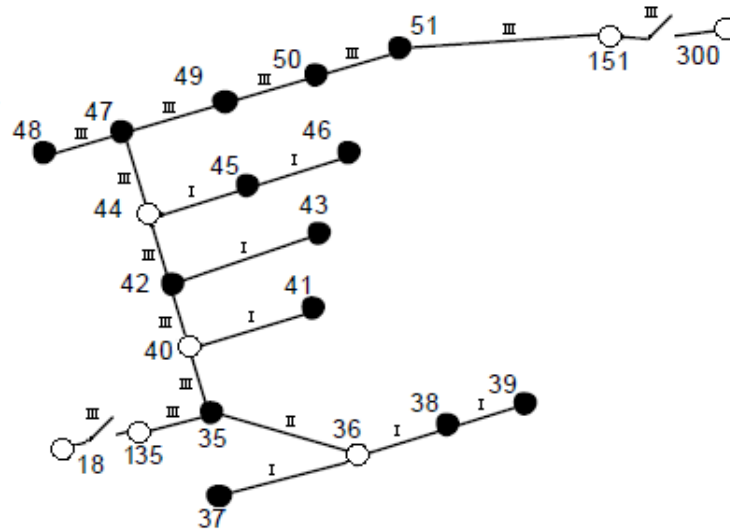


Figura 17 - Nós que receberão o índice 2 por terem sido desconectados

Ao realizar um movimento de abertura ou fechamento de chave é importante avaliar duas variáveis em especial, a *QualityTweaked* e a *QualityBest*. A primeira armazena o valor final da função objetivo após a realização do movimento. Ou seja, ao abrir uma chave, por exemplo, irá ser alterado a topologia e o custo da rede e, por consequência, o valor da função objetivo. Para isso será recalculado o fluxo de potência para a nova rede, com novos valores de tensão, corrente, FIC, quanto a concessionária está deixando de ganhar por não abastecer essas cargas retiradas e o valor da perda técnica. Esse novo valor do custo será chamado de *QualityTweaked* e vai constar na Lista Tabu (memória dinâmica) do algoritmo, avaliando se o movimento foi “bom” ou não. Entende-se por “bom” todo movimento de abertura e/ou fechamento de chave que irá minimizar o valor da função objetivo em relação à segunda variável citada, *QualityBest*, diante das condições impostas. Esta última variável irá servir de comparação para avaliar o movimento realizado. Na hipótese do movimento ter sido “melhor” do que o valor já existente nele, atualiza-se a variável *QualityBest*. Caso seja pior, este não será alterado e o valor “pior” ficará armazenado na memória dinâmica do algoritmo.

No caso do movimento realizado aumentar o valor da função custo, o algoritmo irá desfazer o movimento e procurar outro a ser feito, de preferência longe desse realizado, uma vez que “piorou” a solução naquela “área”, não sendo muito “inteligente” inicialmente gastar tempo e esforço lá. Entretanto, é notório o fato de que nem sempre esse raciocínio será verdadeiro, pois, dependendo da situação, é necessário passar por soluções “ruins” antes de chegar em uma solução “melhor”. Logo, quanto maior for a precisão exigida para encontrar a topologia ótima, mais iterações do algoritmo deverão ser considerados, isto irá impactar

diretamente no tempo de resolução computacional. Vale ressaltar que uma característica importante do algoritmo de Busca Tabu é a de forçar o algoritmo a fazer um movimento, mesmo que este piore o valor da função objetivo, evitando dessa forma que a solução fique presa a um ótimo local.

No intuito de manter a topologia radial da rede, para que uma aresta seja fechada é condição que uma outra aresta deva ter sido aberta antes e que os nós que conectam esta aresta a ser fechada pertençam a índices distintos, ou seja, um nó está com energia (abastecido pelo alimentador) enquanto o outro nó está sem energia. Dessa forma, a restrição da topologia se manter radial é atendida.

Foram desenvolvidos 2 algoritmos de Busca Tabu no processo de reconfiguração da rede de distribuição: o Tabu de Movimento Simples e o Tabu de Movimento Duplo.

1- Tabu de movimento Simples: Este algoritmo é utilizado quando a rede não consegue abastecer todas as cargas, seja pela capacidade do alimentador, pelo carregamento do cabo ou devido aos limites de tensão. Neste caso, ele apenas faz um movimento que é o de abrir a aresta e recalcular os dados novamente, até que as condições sejam satisfeitas. Depois de encontrado, o algoritmo salva o movimento e o valor do custo total no vetor *QualityBest* e continua a procurar (irá fazer isso dependendo do tamanho da Lista Tabu e do número de iterações previamente estabelecidos pelo operador). A Figura 18 ilustra um exemplo do funcionamento da busca Tabu de Movimento Simples no intuito de encontrar uma melhor solução:





Figura 18 - Fluxograma Tabu de Movimento Simples

Ao completar a primeira iteração, será realizado o movimento que mais minimizou a função objetivo como, por exemplo, a abertura das chaves 86 e 87 apresentadas na Figura 18. Dessa forma este valor irá atualizar o vetor *QualityBest* e o movimento irá constar na Lista Tabu, o qual não poderá ser realizado novamente enquanto estiver presente nela. Na segunda iteração, a topologia inicial será a topologia final da iteração 1 após a escolha do melhor movimento e, analogamente, esse ciclo continua até que seja atingido o número de iterações determinado.

2- Tabu de movimento Duplo: Este algoritmo é utilizado para quando a rede já tem uma configuração a qual consiga abastecer todos os nós envolvidos nessa topologia e pretende-se encontrar o melhor arranjo para a rede (Figura 19).

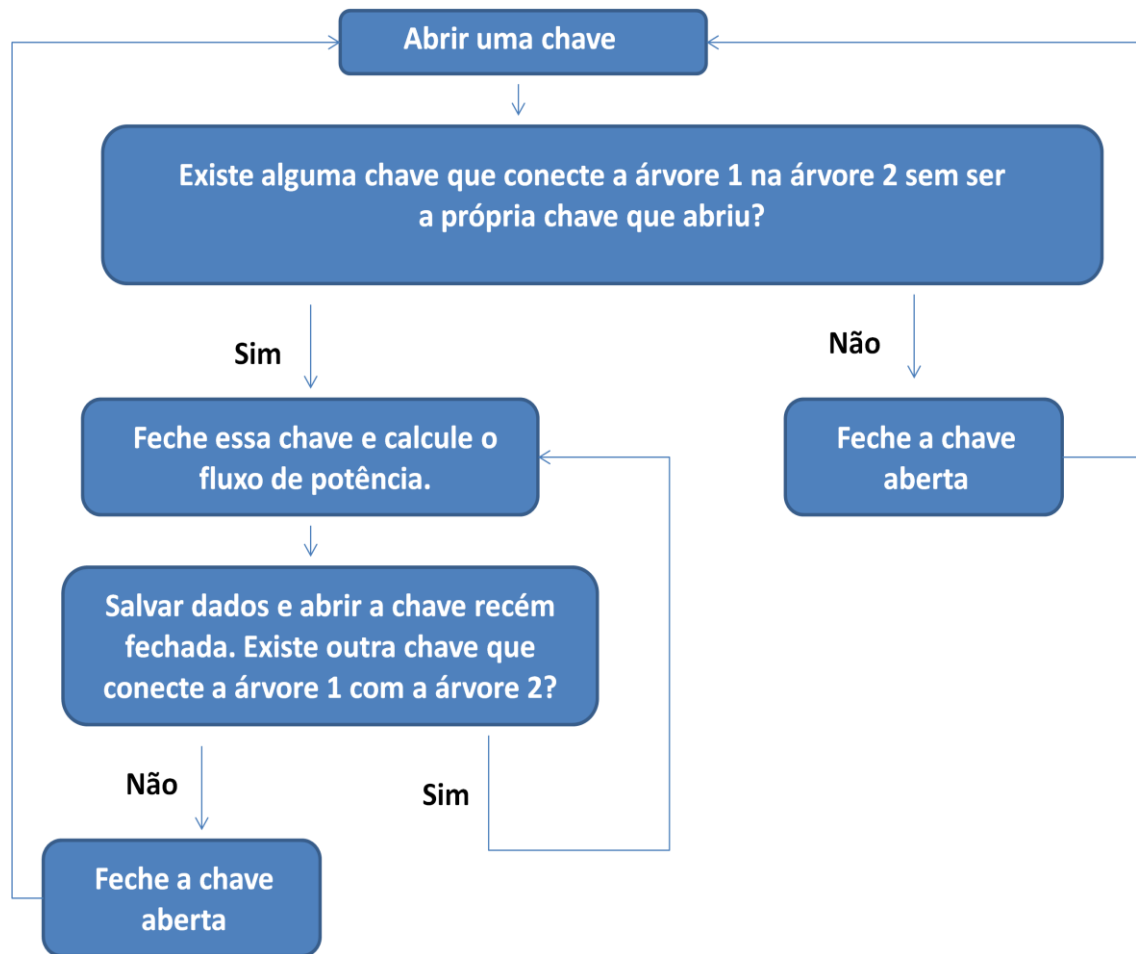


Figura 19 - Fluxograma Tabu Duplo

Dessa forma, o algoritmo abre uma aresta e fecha outra tentando encontrar a melhor topologia diante das que já atendem. A cada iteração um movimento obrigatoriamente será realizado constituindo a Lista Tabu, ainda que, ao final de determinada iteração, todos os movimentos propostos possuam um valor de função objetivo inferior ao da iteração anterior. Desse modo, se torna possível fugir de uma solução ótima local. Um exemplo de aplicação do método do Tabu Duplo é o de escolher qual das 3 topologias (Figura 20, Figura 21 e Figura 22) é a que apresenta o menor custo total? A topologia 1, a 2 ou a 3? Esta é uma análise a qual o tabu duplo irá executar.

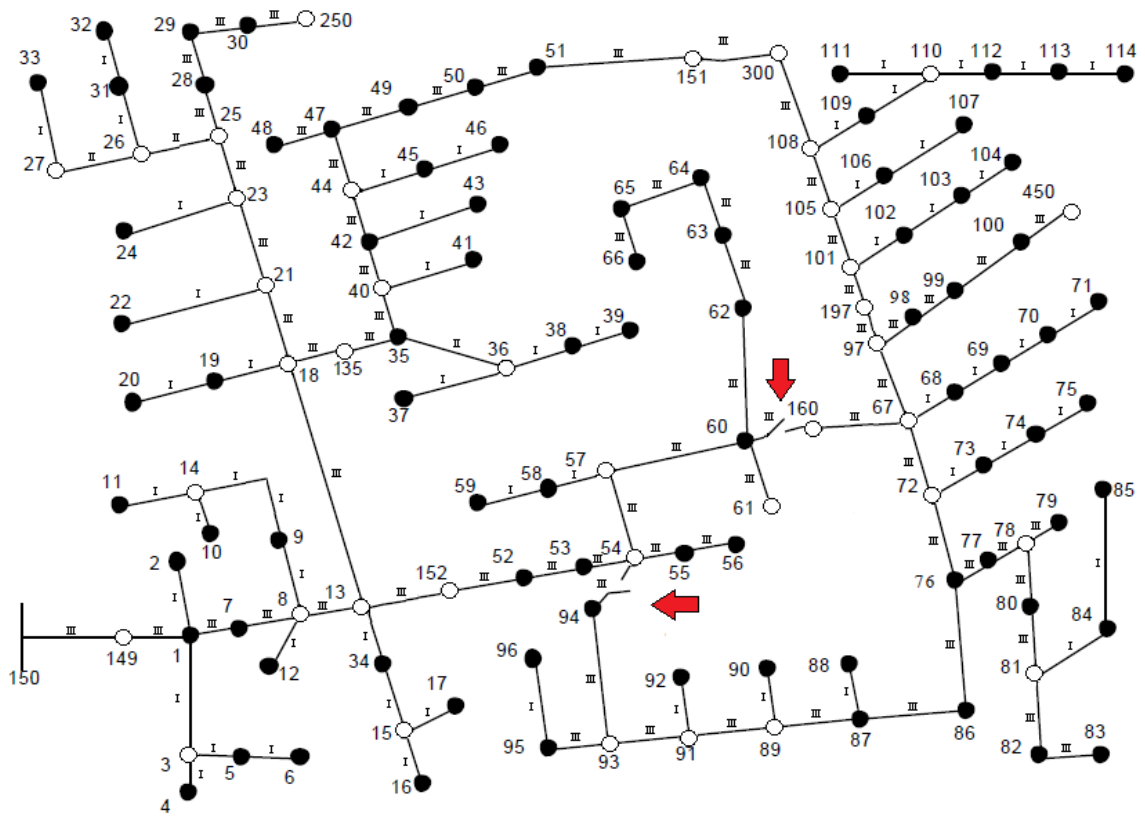


Figura 20 - Topologia 1

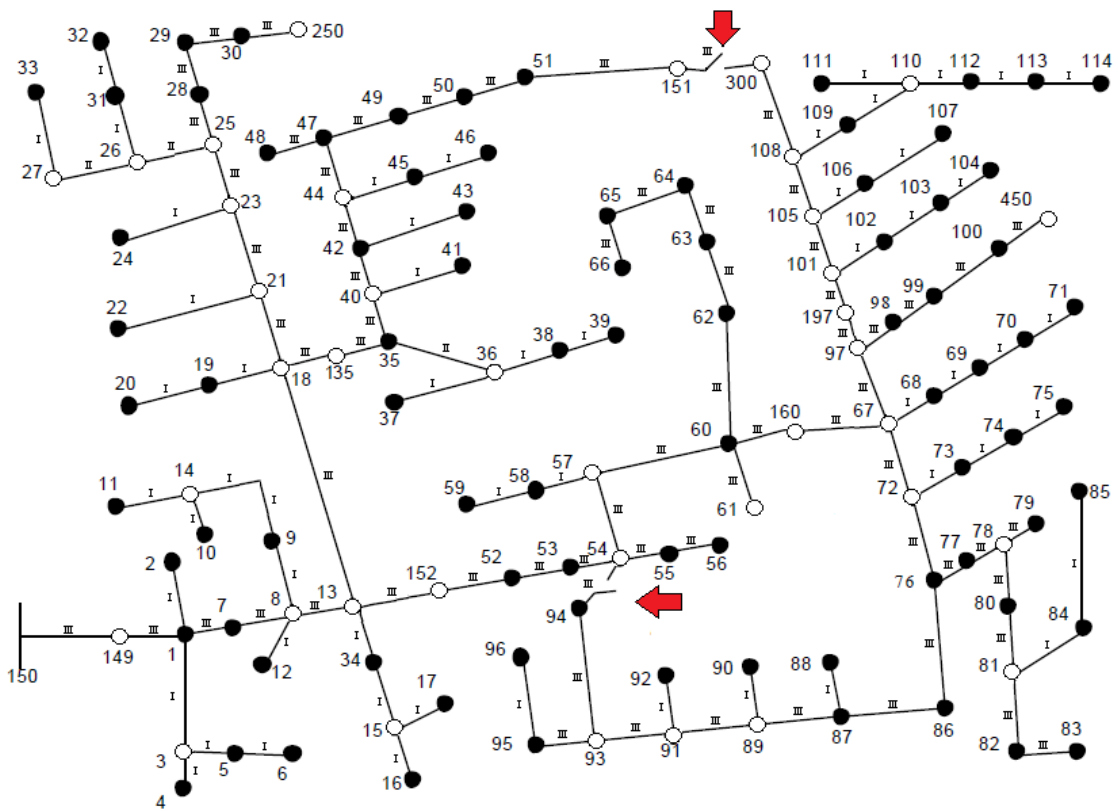


Figura 21 - Topologia 2



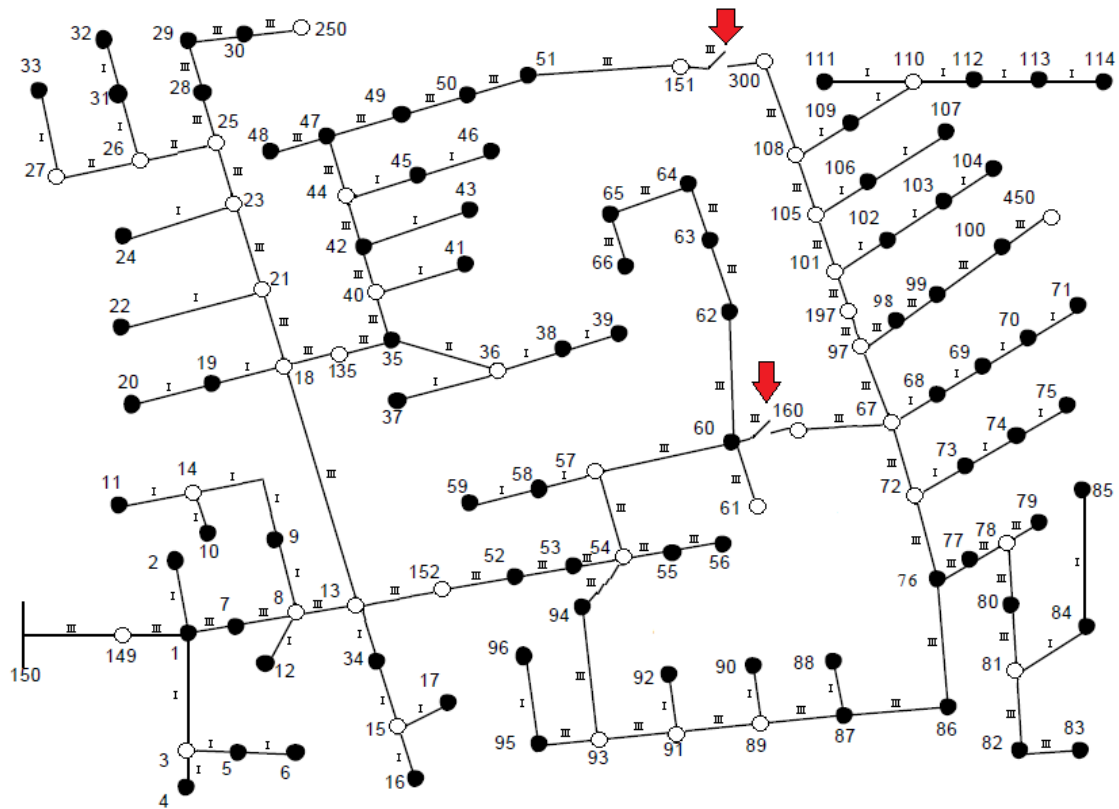


Figura 22 - Topologia 3

Capítulo 4: Resultados

Este capítulo irá expor os resultados das simulações feitas no software Matlab 2016b. O computador utilizado foi o Dell, Inspiron N5010, Intel® Core™ i5 CPU M480 2,67GHz 3,00GB e foram utilizadas para cada simulação 500 iterações e uma lista tabu de tamanho 115.

Para facilitar o entendimento, este capítulo será dividido em 2 blocos de simulação, no qual a função objetivo vai sendo formada passo a passo no intuito de apresentar a relevância de cada restrição e objetivo que compõem a mesma. No primeiro bloco, a rede utilizada será a do IEEE 123 nós modificada, conforme já foi apresentado na seção 3.2. No segundo bloco, por sua vez, irá normalizar as cargas deste mesmo sistema em questão, de modo que a rede opere em seu limiar de carga. Dessa forma, quando ocorrer um aumento na demanda, o sistema terá que rejeitar clientes e, logo, será possível avaliar o comportamento da rede perante o indicador FIC, foco principal desse trabalho.

Sendo assim, foram realizadas 5 tipos de simulação divididas em 2 blocos:

- Bloco 1: Neste bloco será validado o funcionamento dos elementos que compõem a função objetivo do método proposto.
 1. Cálculo dos elementos que compõem a função objetivo para a topologia inicial do estado geral da rede. Dessa forma a configuração inicial da rede será apresentada juntamente com os elementos que compõem a função objetivo inicial tal quais, por exemplo, as perdas técnicas e os valores de tensão e corrente do sistema;
 2. Reconfiguração da topologia inicial considerando os seguintes elementos na função objetivo: perdas técnicas, topologia radial, limites de tensão e abastecimento do máximo de clientes possível. Esta simulação irá comprovar a eficiência do método no que tange minimizar a função custo (perdas técnicas devem diminuir, valores de tensão devem melhorar, topologia deve continuar radial e deve abastecer o máximo de clientes possível), apresentando melhores resultados quando comparadas à topologia inicial calculada em 1;
 3. Reconfiguração da topologia inicial acrescentando à função objetivo anterior o carregamento dos cabos. Será percebido que no item 2 a rede inicial se encontrava em sobrecarga. Esta simulação irá comprovar a relevância da restrição de carregamento das linhas para o sistema quando inserida na função objetivo;



- Bloco 2: Neste bloco a função objetivo está quase completa, faltando apenas a demonstração do indicador FIC do sistema. Para isso, tais simulações a seguir contam com o mesmo modelo de rede utilizado anteriormente, entretanto as cargas serão reduzidas de modo que o alimentador opere em seu limiar e, após um aumento de carga, seja possível atualizar o indicador FIC de funcionamento na rede.
4. Reconfiguração da Topologia Inicial normalizando as cargas da rede de modo que o sistema opere em seu limiar de funcionamento. As cargas serão normalizadas de forma que o sistema não se encontre em sobrecarga e atenda a todas as restrições da função objetivo desejadas;
 5. Reconfiguração da Topologia Inicial normalizando as cargas da rede, mas com leves níveis de sobrecarga para demonstração da relevância do indicador FIC na rede. Esta simulação irá explorar o fato da rede necessitar rejeitar cargas para atender ao limite de carregamento dos cabos de sua rede, entretanto, ela não deverá desligar sempre o mesmo cliente, uma vez que terá um custo devido ao indicador FIC do sistema;

4.1 Bloco 1

4.1.1 Apresentação da Topologia Inicial

É importante para o algoritmo que a topologia da rede seja radial e esteja como todos os nós sendo atendidos inicialmente, mesmo que fora das restrições impostas na função objetivo, pois, estas, serão posteriormente adequadas e/ou penalizadas. Dessa forma, a Figura 23 mostra a topologia inicial da rede IEEE 123 nós modificada:



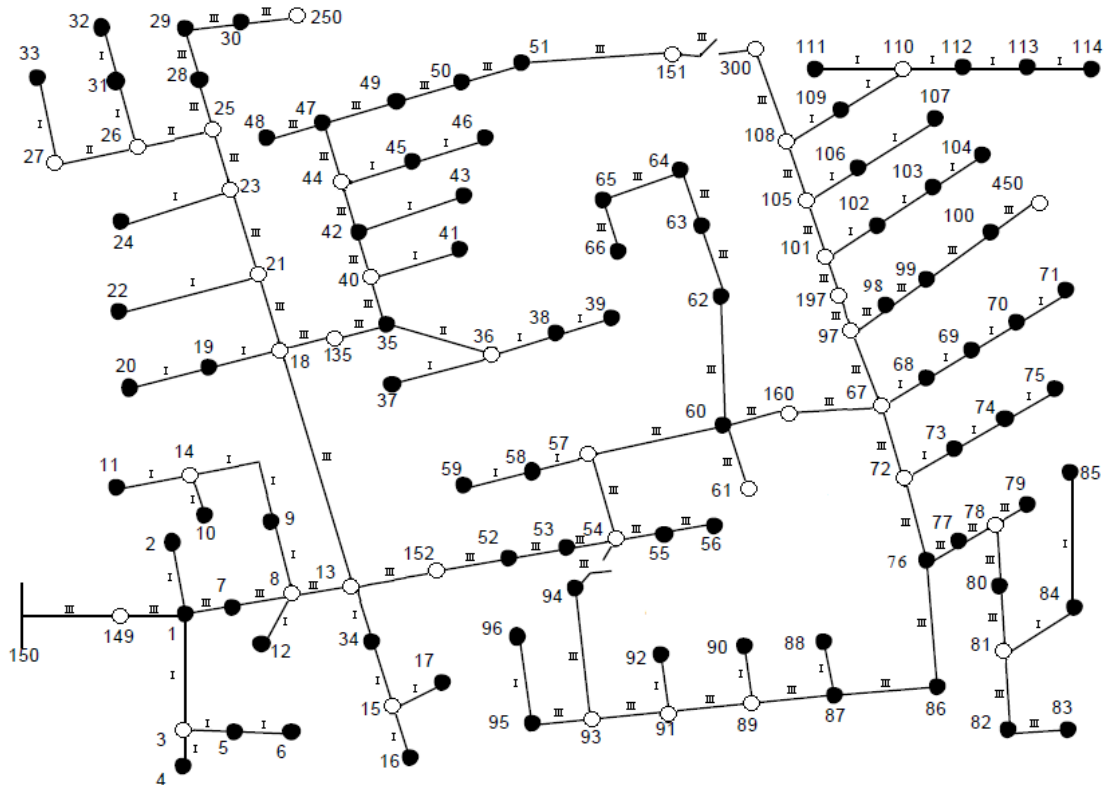


Figura 23 - Topologia Inicial da Rede

Observações sobre a rede:

- As linhas com o número romano III representam linhas trifásicas;
- As linhas com o número romano II representam linhas bifásicas;
- As linhas com o número romano I representam linhas monofásicas;
- O único alimentador da rede se encontra no nó 150;
- Todas as arestas são consideradas chaves em potencial, onde, de acordo com o resultado, pode ser proposto à concessionária, investir em acrescentar alguma chave para dar maior versatilidade ao algoritmo e, logicamente, reduzir custos;
- Existem bancos de capacitores nos nós 83, 88, 90 e 92;
- Dos 123 nós, 85 possuem cargas monofásica, bifásica ou trifásica.

Dados sobre a topologia inicial:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 104,60 kW;
- Apresentou corrente total que descumpra o limite de 453A de carregamento do cabo (não considerado nesse primeiro instante inicial);

Tabela 7 - Corrente total topologia inicial

Corrente total (A)		
Fase A	Fase B	Fase C
668,9	399,2	527,2

- Apresentou tensão por fase onde 2 nós (113 e 114) se encontram abaixo de 0,93 pu conforme apresentada na Tabela 8. No apêndice A, segue a Tabela A 10 com o detalhamento da tensão para todos os nós da rede.

Tabela 8 - Tensão por fase nos nós 113 e 114 da topologia inicial

Nó	Tensão de Fase (pu, °)		
	Fase A	Fase B	Fase C
113	0,9285 < -4,54	-	-
114	0,9281 < -4,55	-	-

Dessa forma, será aplicado o algoritmo para reconfigurar a rede de distribuição e tentar encontrar uma topologia mais eficiente que a apresentada inicialmente.

4.1.2 Reconfiguração da rede inicial

Para esta simulação a função objetivo considerada está representada pela equação 57.

$$cost = P.tec + Carg.na + Lim.V \quad (57)$$

Ou seja, estão sendo consideradas as perdas técnicas, o atendimento ao máximo de clientes possível e os limites de tensão, além de manter a topologia da rede radial.

Após a aplicação do Tabu Duplo, a solução encontrada pelo algoritmo é a topologia mostrada na Figura 24:



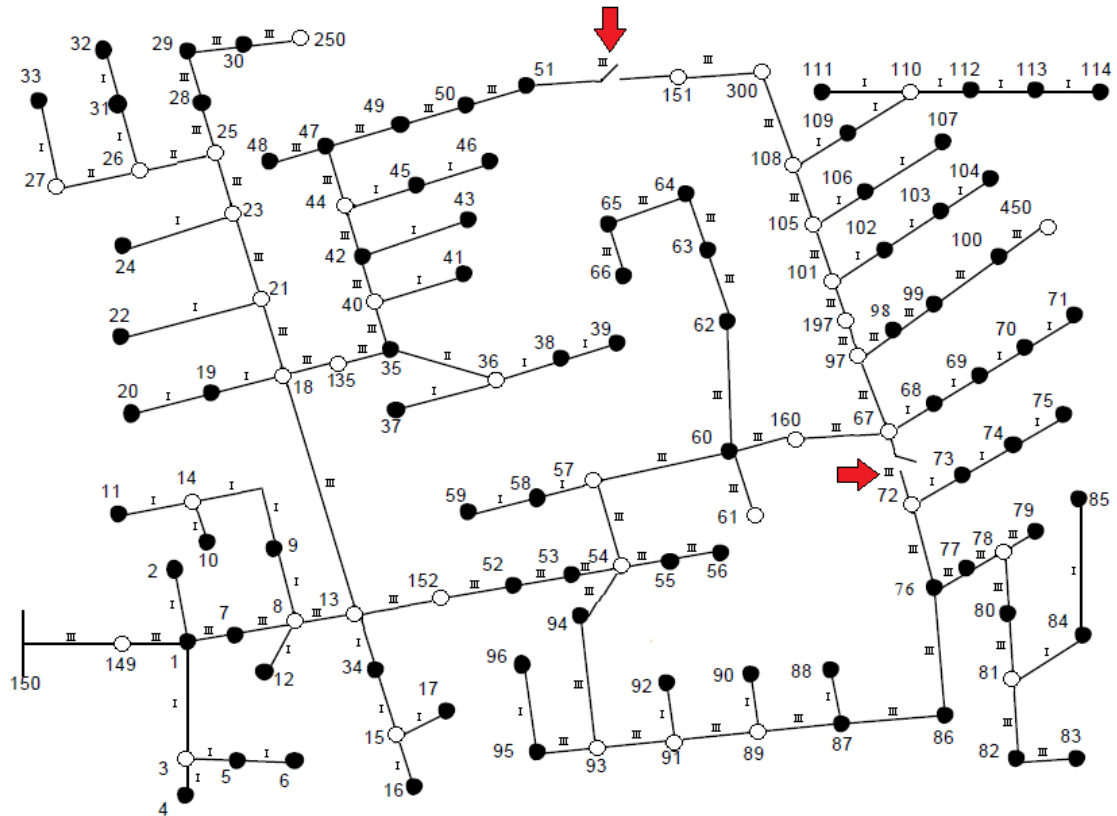


Figura 24 - Reconfiguração da Topologia inicial sem analisar ainda os limites de carregamento

Alterações propostas pelo algoritmo:

- Abertura da aresta que conecta os nós 51 e 151;
- Fechamento da chave que conecta os nós 151 e 300;
- Abertura da aresta que conecta os nós 67 e 72;
- Fechamento da chave que conecta os nós 54 e 94.

Observe que, neste caso, seria necessário instalar chaves nas arestas citadas de forma a obter a configuração desejada. Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 95,27 kW, ou seja, conseguiu reduzir as perdas em 9,33 kW (pouco menos de 10% das perdas totais da rede) com apenas 2 movimentos de abertura e fechamento de chaves;
- Reduziu a magnitude da corrente total, entretanto, ainda assim descumprir com o limite de 453A do carregamento do cabo;

Tabela 9 - Corrente total da reconfiguração da topologia inicial

Corrente total (A)		
Fase A	Fase B	Fase C
664,0	396,8	525,6

- Manteve a topologia da rede radial conforme desejado;
- Alimentou a todos os clientes da rede;

Elevou os níveis de tensão, levando a tensão de precária nos nós 113 e 114 para adequada como pode ser visto pela tabela abaixo. Todos consumidores, agora, apresentam tensão de fase acima de 0,93 pu e a concessionária não sofre a penalidade dos limites de tensão, conforme é mostrada na Tabela 10 (maiores detalhes sobre a tensão nos outros nós da rede se encontram na Tabela A 11 localizada no Apêndice A).

Tabela 10 - Tensão de fase da reconfiguração da rede inicial

Nó	Tensão de Fase (pu, °)		
	Fase A	Fase B	Fase C
113	0,9310 < -3,98	-	-
114	0,9305 < -3,99	-	-

Ao final desta simulação fica demonstrada a eficácia do método, uma vez que as perdas técnicas foram minimizadas, os níveis de tensão foram elevados conforme apresentado sendo que a topologia radial foi mantida e todos os clientes da rede abastecidos. Dessa forma, a simulação seguinte levará em consideração o carregamento dos cabos, de modo que a corrente não ultrapasse o limite permitido.

4.1.3 Reconfiguração da rede inicial analisando o carregamento dos cabos

Conforme já é de se esperar, a próxima topologia deverá rejeitar diversas cargas a fim de atender aos limites de carregamento dos cabos (*Lim.I*), restrição de suma importância para o sistema. Logo, a penalização por descumprir esta restrição será de R\$10.000,00, fazendo com que o método não permita que isso aconteça. Dessa forma, para esta simulação, o equacionamento da função objetivo fica representado pela equação 58.

$$cost = P. tec + Carg. na + Lim. V + Lim. I \quad (58)$$



Sendo assim, após o método de reconfiguração de rede ser aplicado, a topologia encontrada está mostrada na Figura 25:

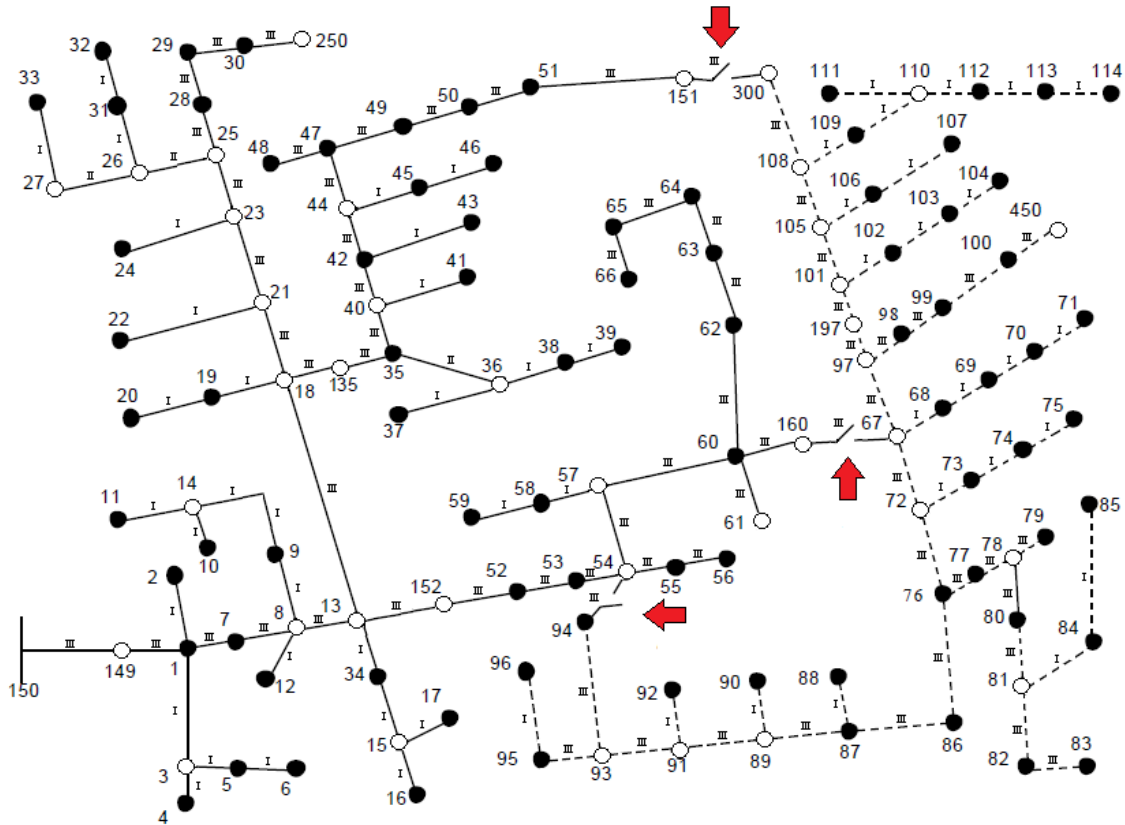


Figura 25 - Reconfiguração da Rede inicial obedecendo aos critérios de carregamento das linhas.

Alterações propostas pelo algoritmo:

- Abertura da aresta que conecta os nós 51 e 151;
- Abertura da aresta que conecta os nós 160 e 67;
- Abertura da chave que conecta os nós 54 e 94.

Novamente, observe que seria necessário instalar chaves nas arestas citadas de forma a obter a configuração desejada. Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 35,49 kW, bem inferiores conforme já era de se esperar, uma vez que grande parte das cargas foram rejeitadas;
- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 11):

Tabela 11 - Corrente total da reconfiguração da rede inicial com carregamento

	Corrente total (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
Antes	668,9	399,2	527,3
Depois	445,2	243,9	342,1



- Manteve a topologia da rede como radial;
- Apenas 72 nós puderam ser abastecidos na rede. Houve um grande número de rejeição de cargas (nós conectados por linhas tracejadas) de modo a cumprir a restrição do carregamento dos cabos. Isso implica em um alto valor da variável c (custo das cargas não atendidas, ou seja, quanto a concessionária está deixando de receber), definida na seção 3.3. O valor de c para este caso foi é apresentado na Tabela 12.

Tabela 12 - Cargas não atendidas

Cargas não atendidas (kW)		
Fase A	Fase B	Fase C
565,0	410,0	450,0

Tal valor prejudica a função objetivo custo, uma vez que a concessionária deixa de vender uma quantidade grande de energia;

- Função custo total = R\$1460,49
- Devido à redução de carga, os valores de tensão para os nós presentes na rede ficaram ainda melhores, conforme pode ser confirmado pela Tabela A 12, presente no Apendice A.

Sendo assim, esta simulação serviu para mostrar a importância que foi dada à restrição de carregamento da linha, uma vez que se esta não for respeitada tende a causar diversos problemas ao cliente e à concessionária, visto que os cabos tem grande chance de serem danificados devido à sobrecarga. Desse modo, o método irá tentar de várias maneiras não ultrapassar o limite imposto aos cabos, caso não seja possível, irá escolher quais cargas irá rejeitar.

4.2 Bloco 2

4.2.1 Reconfiguração da rede inicial normalizando as cargas

Nesta simulação, pretende-se analisar a topologia ideal para rede, na hipótese do alimentador conseguir alimentar todos os nós sem desrespeitar nenhuma das restrições. Dessa forma, como o sistema se encontra em sobrecarga, todas as cargas serão divididas pelo fator de 1,442 de modo que o alimentador trabalhe em seu limite operacional ainda conseguindo abastecer toda a rede, ou seja, sem rejeitar carga alguma. Este valor foi calculado por meio da



divisão entre o valor de corrente total da rede pelo valor do limite do cabo. Sendo assim, após a mudança da demanda das cargas, a Figura 26 mostra a topologia da rede encontrada.

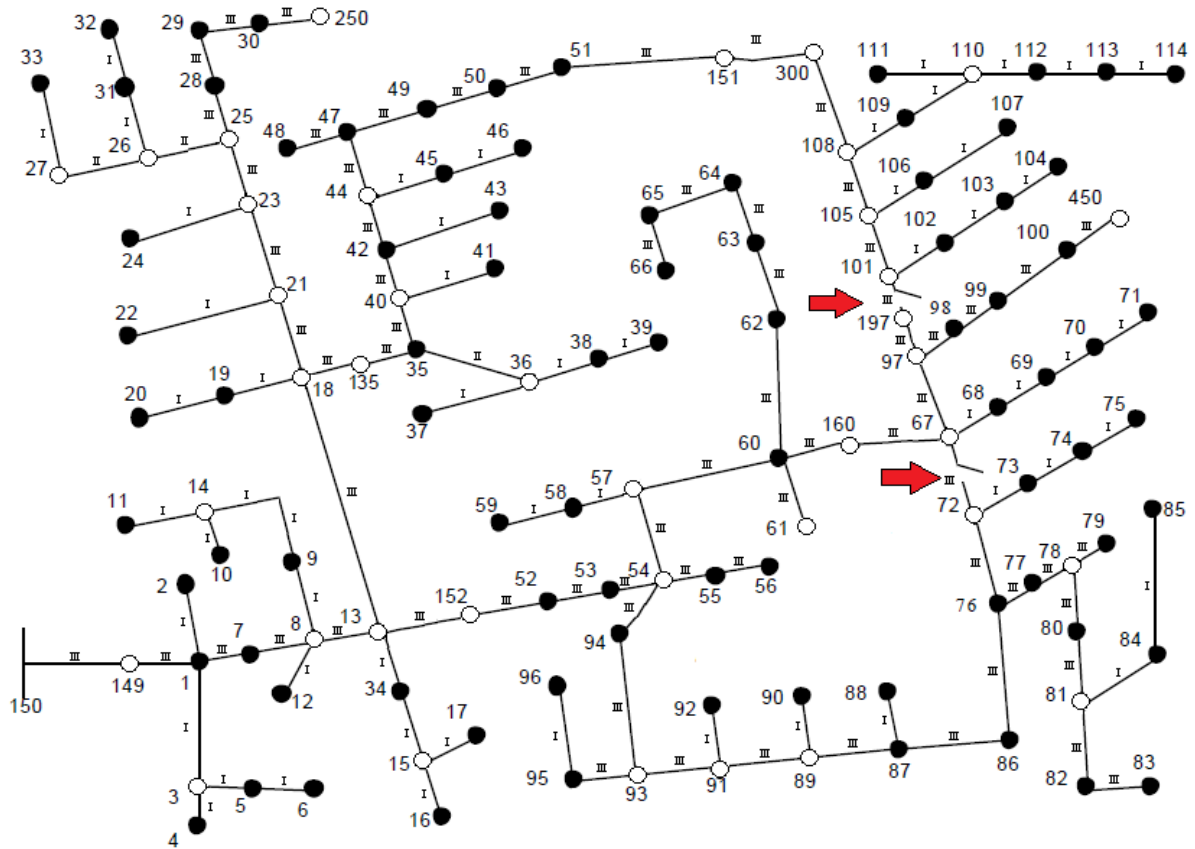


Figura 26 - Reconfiguração da rede inicial normalizando as cargas pelo fator 1.442

Alterações feitas pela rede em relação a topologia inicial:

- Fechamento da chave que conecta os nós 151 e 300;
- Abertura da aresta que conecta os nós 101 e 97;
- Fechamento da chave que conecta os nós 54 e 94;
- Abertura da aresta que conecta os nós 67 e 72.

Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 44,83 kW. Para efeito de comparação agora que as cargas foram modificadas, foi realizada uma simulação normalizando previamente todas as cargas pelo valor de 1,442 para estudar os valores que a topologia inicial apresentaria. Devido à normalização prévia das cargas, todos os consumidores foram abastecidos, bem como respeitados os limites de tensão e corrente conforme desejado. Entretanto, o sistema apresentou perdas técnicas no valor

de 48,44 kW, superiores às calculadas após a reconfiguração da rede, validando a eficácia do método em reduzir as perdas técnicas;

- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 13). Note que a Fase A está operando próxima ao seu limite (453 A):

Tabela 13 - Corrente total do caso com fator 1,442

Corrente total (A)		
Fase A	Fase B	Fase C
450,7	274,4	358,8

- Manteve a topologia da rede como radial;
- Atendeu a todos os nós da rede ($c = 0$);
- As tensões foram mantidas acima de 0,93 pu.
- Função custo total = R\$ 44,83. A partir do momento que todas as cargas são atendidas sem descumprir com as restrições, o valor da função objetivo é minimizado;

É válido observar que na seção 4.2, na qual a rede foi reconfigurada sem considerar a restrição do carregamento da linha, a rede, assim como nesta seção, foi totalmente abastecida e, apesar disso, as topologias não foram iguais. Isso pode ocorrer devido à sazonalidade dos clientes que, por exemplo, no verão podem consumir mais energia do que no inverno. Então, de acordo com a magnitude da corrente, a função objetivo será alterada e, dependendo da situação, quando o alimentador estiver com um carregamento elevado, pode ser que não seja eficiente economicamente utilizar a mesma topologia de quando a rede está com baixa demanda apesar do número de clientes atendidos ser o mesmo. Embora uma restrição tenha sido descartada na seção 4.2, o algoritmo demonstrou que a topologia não se baseia somente na quantidade de cargas atendidas, mas, também leva em consideração, a magnitude da demanda das cargas.

4.2.2 Reconfiguração da rede inicial, normalizando as cargas com sobrecarga no sistema

Nesta seção, as cargas da rede serão divididas por dois valores (1,42 e 1,44) em duas simulações distintas, de modo a causar em ambas uma sobrecarga no sistema, uma vez que o valor 1,442 deixou o sistema no limite de operação como visto anteriormente. Dessa maneira, o algoritmo deverá rejeitar cargas. A primeira sobrecarga será maior do que a segunda, de maneira que o sistema possa religar algumas cargas que, no primeiro momento, foram



desligadas na segunda simulação. Dessa maneira será possível mostrar a sensibilidade do método em somente rejeitar o necessário. Posteriormente, será imposto ao sistema que as cargas que foram rejeitadas primeiramente, só poderão ser rejeitadas novamente mediante multa, causada pelo indicador FIC do sistema, o qual só permite que o sistema desligue a mesma carga 1 vez por mês sem pagar multa. Logo, o sistema terá que procurar outros clientes como solução de desligamento para atender ao carregamento da rede. Esta operação será realizada 3 vezes.

Em suma, serão realizadas três tipos de simulações nesta seção:

1. Normalização pelo valor 1,42;
2. Normalização pelo valor 1,44;
3. As cargas que foram desligadas no caso 2, caso sejam rejeitadas novamente a função objetivo receberá uma punição (FIC) no valor de R\$ 1000,00.

Nesta última simulação foi colocada uma penalidade do FIC no valor de R\$ 1000,00 para justamente forçar o algoritmo a não rejeitar novamente as mesmas cargas. Entretanto, na prática esse valor pode não ser tão elevado e compensar para a concessionária rejeitar as mesmas cargas e pagar a multa dependendo da situação.

4.2.2.1 Sobrecarga no sistema ao normalizar as cargas da rede pelo valor 1,42

Quando as cargas do sistema são normalizadas pelo valor 1,442 a rede atende a todos os nós como visto anteriormente e fica no limite da sobrecarga. Ao normalizar por um valor inferior a este, a rede terá que rejeitar carga devido a alta penalização imposta por não atender aos limites de carregamento dos cabos. Esta seção irá simular o que aconteceria caso outra rede vizinha a esta não fosse mais capaz de abastecer todas as cargas que costumava alimentar, seja por falha em seu alimentador, seja por aumento da demanda ou por uma falta ocorrida na rede. Dessa forma, a rede do trabalho em questão entraria em sobrecarga tentando atender as cargas desligadas da rede vizinha. Devido à natureza da rede de distribuição analisada, a fase A tende a ser a mais sobrecargada. Dessa forma, a topologia mostrada abaixo foi a escolhida ao normalizar as cargas pelo valor 1,42:



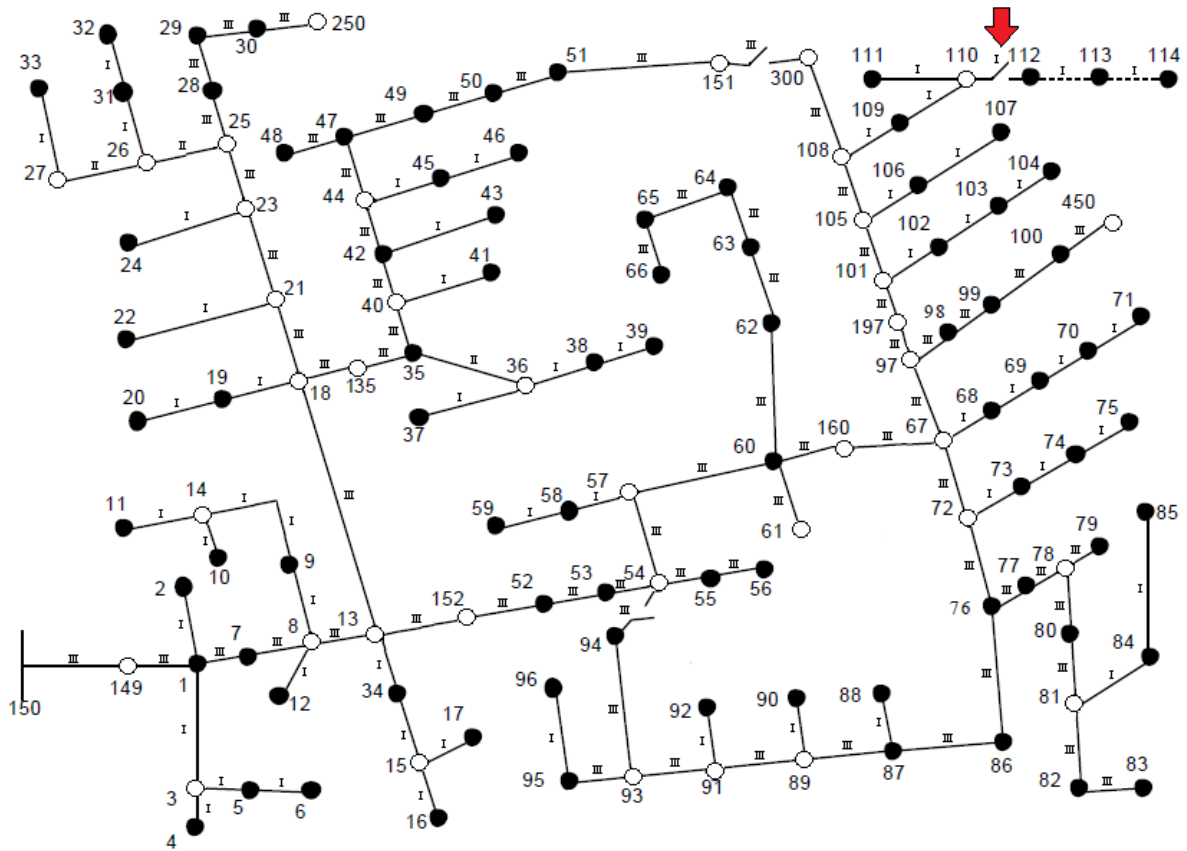


Figura 27 - Topologia da rede quando as cargas foram normalizadas pelo fator 1,42

Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 46,05 kW;
- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 14), note que a Fase A está quase atingindo seu limite (453 A):

Tabela 14 - Corrente total do caso com fator 1.42

	Corrente total (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
Antes	460,1	279,8	365,3
Depois	440,2	280,7	365,2

- Manteve a topologia da rede como radial;
- Rejeitou as cargas dos nós 112, 113 e 114 para atender à restrição de carregamento. Vale ressaltar que como a sobrecarga é na fase A, o algoritmo optou por rejeitar cargas monofásicas da fase A (Tabela 15), de modo a preservar as cargas atendidas pelas outras fases;

Tabela 15 - Cargas não atendidas do caso com fator 1,42

Cargas não atendidas (kW)		
Fase A	Fase B	Fase C
56,34	0	0

- Função custo total = R\$ 102,39. Conforme esperado, uma vez que o sistema teve que rejeitar cargas, a função custo aumentou;
- As tensões foram mantidas acima de 0,93 pu.

4.2.2.2 Sobrecarga no sistema ao normalizar pelo valor 1,44

De maneira análoga à anterior, dessa vez o sistema será normalizado por um valor maior ao utilizado na seção passada, ou seja, a sobrecarga será menor. Na Figura 28 está a nova topologia determinada pelo algoritmo:

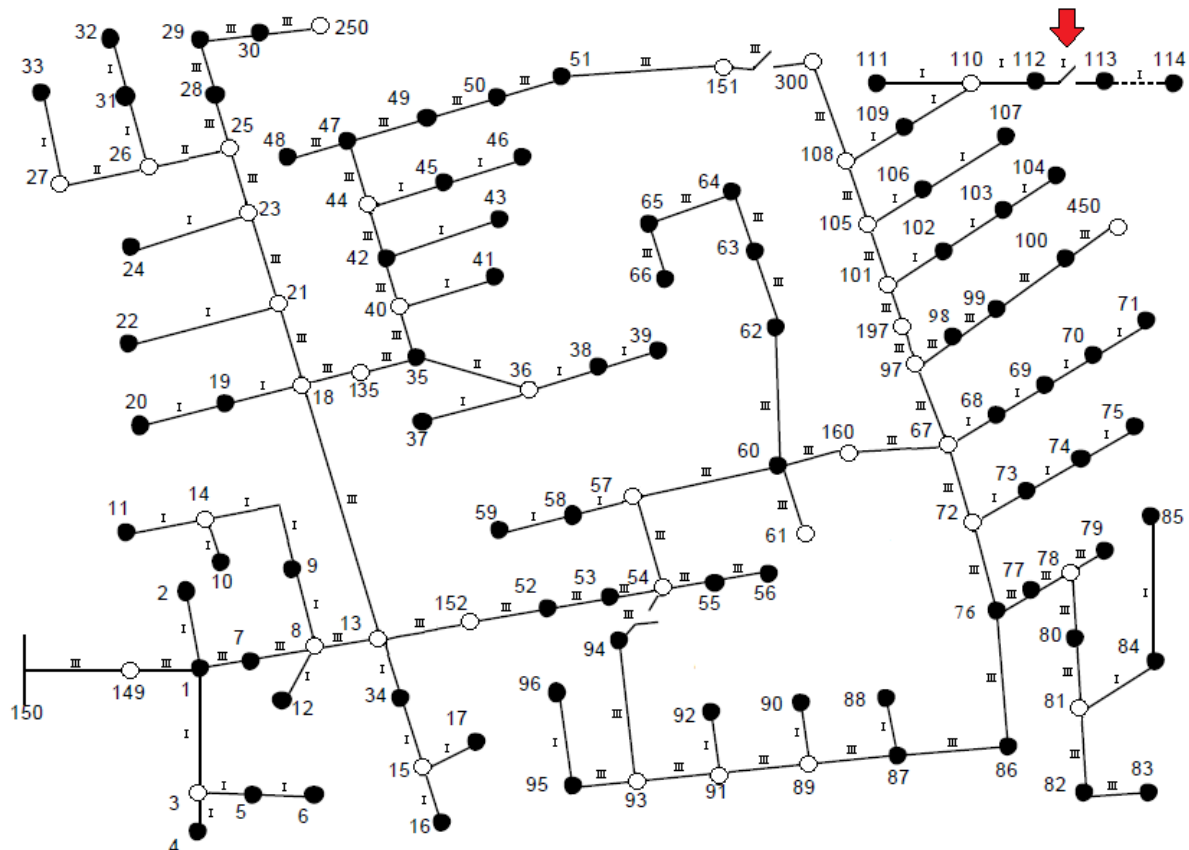


Figura 28 - Topologia da rede quando as cargas foram normalizadas pelo fator 1.44

Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 45,58 kW. Vale ressaltar que apesar do sistema estar abastecendo uma carga a mais que a simulação anterior, sua perda técnica diminuiu. Isso se deve ao fato da sobrecarga ter sido menor no sistema, permitindo que nos outros trechos a magnitude das correntes seja minimizada, o que impacta diretamente no valor das perdas de potência ativa;
- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 16), note que a Fase A está quase atingindo seu limite (453 A):

Tabela 16 - Corrente total do caso com fator 1,44

	Corrente total (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
Antes	458,4	275,8	359,9
Depois	441,3	276,5	359,9

- Manteve a topologia da rede como radial;
- Rejeitou as cargas dos nós 113 e 114 para atender à restrição de carregamento (Tabela 17). Como a sobrecarga foi menor, foi possível atender à carga 112;

Tabela 17 - Cargas não atendidas do caso com fator 1,442

Cargas não atendidas (kW)		
Fase A	Fase B	Fase C
41,67	0	0

- Função custo total = R\$87,25. Conforme esperado, uma vez que o sistema conseguiu atender a mais cargas, a função custo foi minimizada em relação ao anterior;
- As tensões foram mantidas acima de 0,93 pu.

4.2.2.3 Normalização das cargas pelo valor 1,44 e considerando FIC prévio nas cargas 113 e 114

Esta simulação é semelhante à anterior, entretanto, as cargas que o sistema optou por rejeitar caso sejam desligadas novamente, será cobrado a penalização devido ao indicador FIC. Dessa forma a função objetivo é completa conforme apresentada pela equação 59.

$$cost = P. tec + Carg. na + Lim. V + Lim. I + FIC \quad (59)$$



Logo, o algoritmo terá que avaliar se é vantajoso rejeitar outras cargas ou rejeitar as mesmas cargas pagando a multa. A topologia gerada está presente na Figura 29.

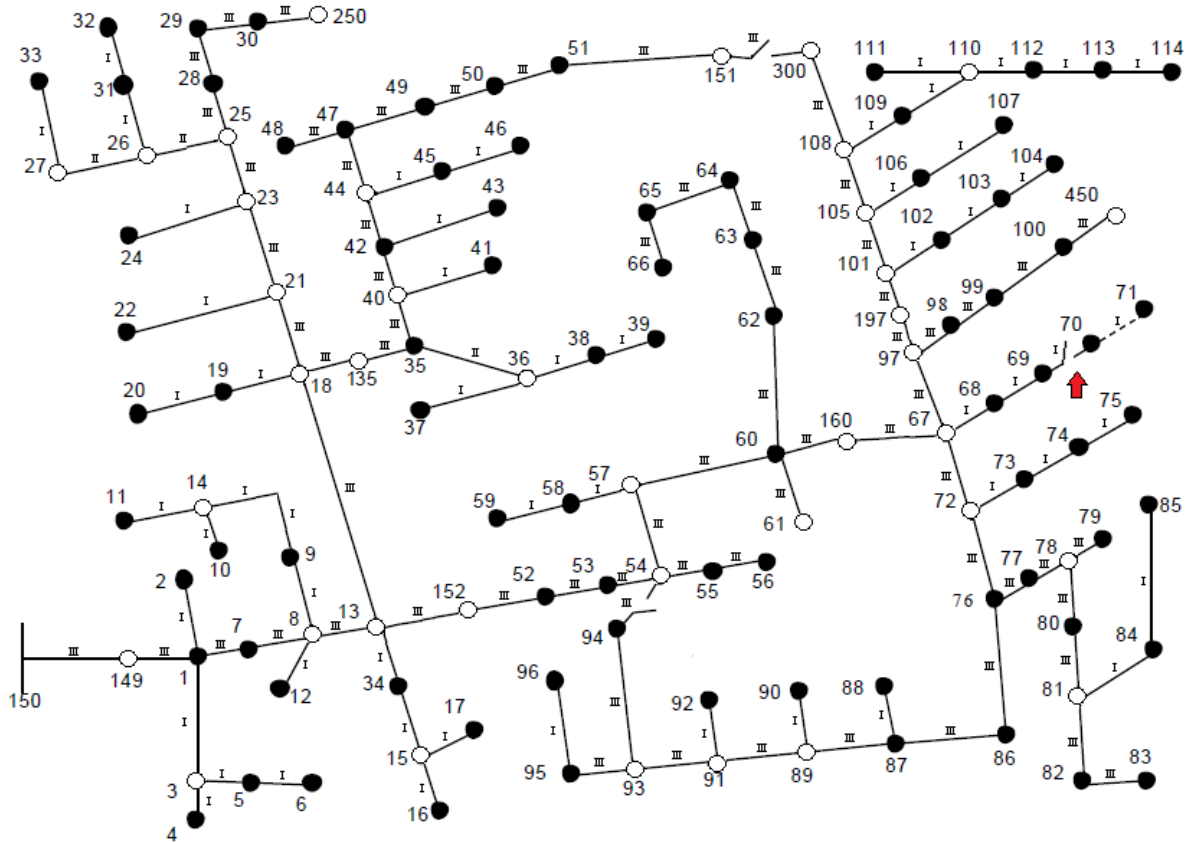


Figura 29 - FIC nas cargas 113 e 114

Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 45,88 kW;
- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 18), note que a Fase A está quase atingindo seu limite (453 A):

Tabela 18 - Corrente total do caso com FIC 113 e 114

	Corrente total (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
Antes	458,4	275,8	359,9
Depois	441,5	276,5	359,9

- Manteve a topologia da rede como radial;

- Rejeitou, dessa vez, as cargas dos nós 70 e 71 para atender à restrição de carregamento e não pagar a multa devido ao indicador FIC por desligar novamente as cargas 113 e 114 (Tabela 19);

Tabela 19 - Cargas não atendidas para o caso com FIC

Cargas não atendidas (kW)		
Fase A	Fase B	Fase C
41,67	0	0

Vale ressaltar que a soma das cargas monofásicas 113 e 114 são equivalentes às cargas 70 e 71, sendo os nós localizados no final das linhas e possuindo a mesma topologia de impedância. Entretanto, os nós 113 e 114 foram retirados primeiro por estarem mais longe do alimentador, carregando suas correntes durante todo o trecho e implicando em perdas técnicas maiores ao longo do percurso, como pode ser comprovado pelo aumento dos valores das perdas ativas calculados pelo algoritmo.

- As tensões foram mantidas acima de 0,93 pu.
- Função custo total = R\$87,55. Conforme esperado, ao impor uma nova restrição, a função objetivo teve seu valor de custo total aumentado;

4.2.2.4 Normalização das cargas pelo valor 1,44 e considerando FIC prévio nas cargas 70, 71, 113 e 114

De forma análoga a anterior, mas impondo multa no caso de desligarem novamente as cargas 70 e 71, além das 113 e 114 já declaradas anteriormente, foi aplicado o método para reconfiguração da rede de distribuição. A Figura 30 apresenta a topologia proposta pelo método.

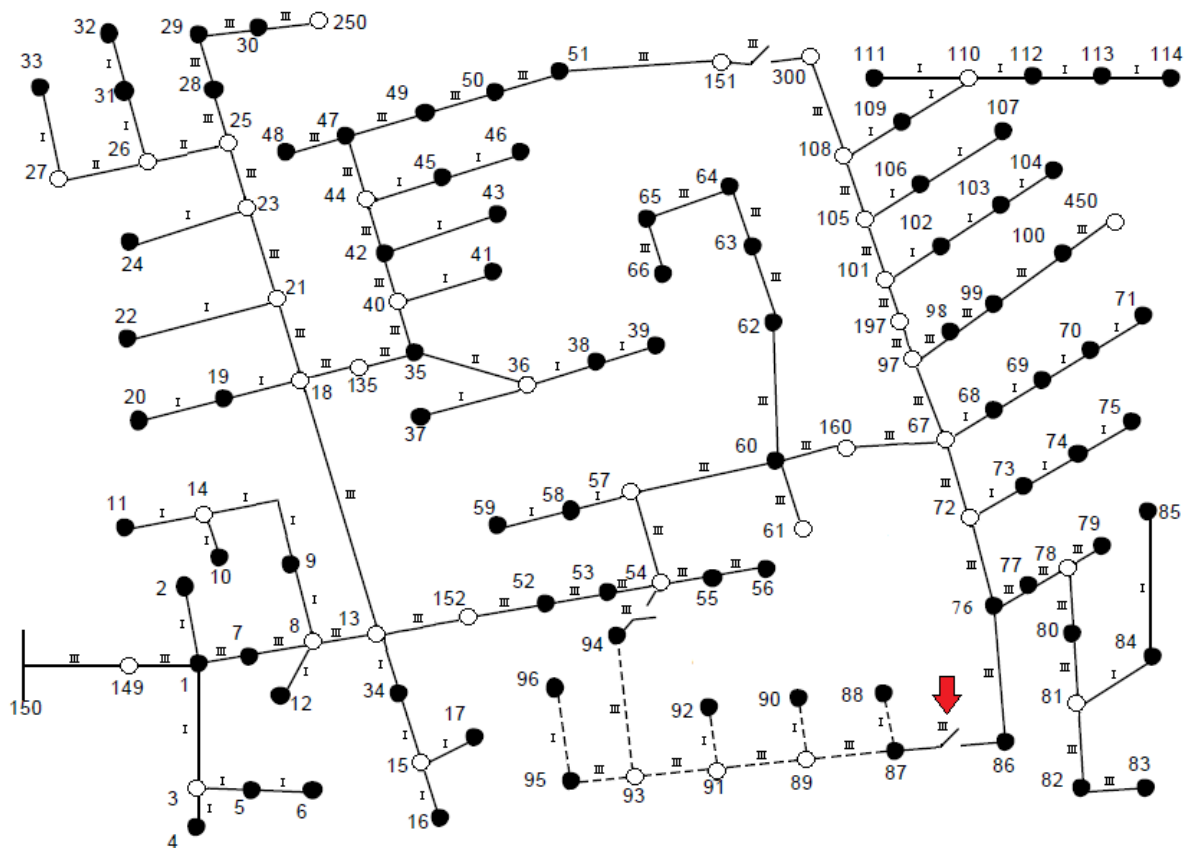


Figura 30 – FIC nas cargas 70, 71, 113 e 114

Dados sobre a nova topologia:

- Apresentou perdas técnicas no valor de 42,48 kW, ou seja, minimizou as perdas por potência ativa em relação às simulações anteriores, entretanto, como pode ser notado pela topologia da Figura 30, sete cargas foram desligadas para tal;
- Atendeu aos limites de carregamento dos cabos (Tabela 20), note que a Fase A está quase atingindo seu limite (453 A):

Tabela 20 - Corrente total do caso com FIC 70, 71, 113 e 114

	Corrente total (A)		
	Fase A	Fase B	Fase C
Antes	458,4	275,8	359,9
Depois	440,1	240,5	352,6

- Manteve a topologia da rede como radial;
- Rejeitou, dessa vez, as cargas dos nós 87, 88, 90, 92, 94, 95 e 96 para atender à restrição de carregamento e não pagar a multa devido ao indicador FIC por desligar novamente as cargas 70, 71, 113 e 114;

Tabela 21 – Cargas não atendidas do caso com FIC 70, 71, 113 e 114

Cargas não atendidas (kW)		
Fase A	Fase B	Fase C
55,56	83,33	27,78

Note que, dessa vez, não foi possível apenas desligar cargas da fase A, que é a única fase que está sobrecarregada (Tabela 21). As cargas das fases B e C, por estarem em série, também foram rejeitadas, o que irá trazer um impacto substancial na função objetivo.

- Função custo total = R\$ 209,15. Conforme esperado, ao impor uma nova restrição, a função objetivo teve seu valor de custo total aumentado expressivamente;
- As tensões foram mantidas acima de 0,93 pu.

Na simulação em questão, houve um aumento de mais de R\$ 120 de uma solução para a outra. Caso a multa fosse inferior aos R\$ 1000,00 estipulados, o algoritmo optaria pelo pagamento do indicador FIC.



Capítulo 5: Conclusões

Com este trabalho foi possível chegar a resultados animadores quanto ao processo de reconfiguração de redes de distribuição, assunto este presente no dia a dia das concessionárias e que interessa tanto o lado do consumidor, quanto o lado da própria concessionária. Perdas técnicas, carregamento da linha, topologia radial, atendimento ao máximo de consumidores possível e limites de tensão são elementos presentes com certa regularidade na publicação dos autores da área. Este trabalho, por sua vez, além de trabalhar com todos estes elementos juntos na função objetivo, ainda adicionou o indicador FIC, ainda não muito presente na literatura.

O método proposto foi capaz de analisar as restrições impostas e propor uma topologia radial eficiente para a situação. O indicador FIC foi considerado e a rede não penalizou o mesmo grupo de clientes ainda que fosse mantido o próprio valor de sobrecarga no sistema. O fato de desligar sempre o mesmo bloco de cargas quando a rede está sobrecarregada tem um limite e, caso este não seja respeitado, a concessionária deverá ser penalizada. Dessa forma, acrescentando esta restrição aos demais elementos tornou o sistema ainda mais sensível em sua escolha da topologia da rede, ainda que cargas pertencentes a outra fase que não estivesse sobrecarregada necessitassem ser desligadas, conforme foi visto na última simulação.

Em última instância, foi visto no capítulo 2 que existem diversos outros tipos de algoritmos (Genético, Evolutivo...) e variações do próprio algoritmo de Busca Tabu para solucionar este problema de reconfiguração da rede de distribuição. O algoritmo de Busca Tabu escolhido apresentou bons resultados para respostas discretas como esperado e foi essencial para a otimização da rede.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

- Aplicar o processo de reconfiguração para uma rede ainda maior que a IEEE 123 nós, de forma a fornecer mais opções para o algoritmo, determinando assim sua precisão em encontrar a solução;
- Acrescentar outros indicadores ao sistema como, por exemplo, o DIC ou o número de manobras de chaves;
- Tornar o método de Busca Tabu (Simple e Duplo) mais eficiente, podendo implementar alguma das variações do algoritmo de Busca Tabu dentro da própria literatura;



- Utilizar uma rede com mais de um alimentador, o que mudaria a construção da resolução do algoritmo que teria que usar o particionamento de grafos, mas que também poderia ser utilizado para otimizar a função objetivo.



Referências Bibliográficas

- [1] R. Rajaram, K. Sathish Kumar, and N. Rajasekar, “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*, vol. 1, pp. 116–122, 2015.
- [2] G. P. Borges, F. Romero, H. T. Leonardo, F. Neto, J. C. Neto, A. Meffe, U. Antunes, and S. Paulo, “Use of Genetic Algorithm for Evaluation and Control of Technical Problems due Load Shedding in Power Systems,” pp. 769–774, 2015.
- [3] J. C. Lopez, M. Lavorato, and M. J. Rider, “Optimal reconfiguration of electrical distribution systems considering reliability indices improvement,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 837–845, 2016.
- [4] T. T. Nguyen, A. V. Truong, and T. A. Phung, “A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 801–815, 2016.
- [5] S. H. Alemohammad, E. Mashhour, and M. Saniei, “A market-based method for reconfiguration of distribution network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 125, pp. 15–22, 2015.
- [6] Chidanandappa R., T. Ananthapadmanabha, and R. H.C., “Genetic Algorithm Based Network Reconfiguration in Distribution Systems with Multiple DGs for Time Varying Loads,” *Procedia Technol.*, vol. 21, pp. 460–467, 2015.
- [7] A. Mohamed Imran, M. Kowsalya, and D. P. Kothari, “A novel integration technique for optimal network reconfiguration and distributed generation placement in power distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 461–472, 2014.
- [8] H. R. Esmailian and R. Fadaeinedjad, “Distribution system efficiency improvement using network reconfiguration and capacitor allocation,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 457–468, 2015.
- [9] D.-L. Duan, X.-D. Ling, X.-Y. Wu, and B. Zhong, “Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on an enhanced genetic algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 64, pp. 88–95, 2015.



- [10] J. Liu, X. Wang, and J. Xiao, "Distribution Network Reconfiguration Based on Differential Evolution Algorithm," *2011 Third Pacific-Asia Conf. Circuits, Commun. Syst.*, no. 3, pp. 1–4, 2011.
- [11] R. Syahputra, I. Robandi, and M. Ashari, "Reconfiguration of distribution network with DG using fuzzy multi-objective method," *ICIMTR 2012 - 2012 Int. Conf. Innov. Manag. Technol. Res.*, pp. 316–321, 2012.
- [12] C. Y. Chung, "A parallel evolutionary programming based optimal power flow algorithm and its implementation," no. August, pp. 26–29, 2004.
- [13] J. Li and J. Zhao, "Combining Differential Evolution Algorithm with biogeography-based optimization algorithm for reconfiguration of distribution network," *2012 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2012*, pp. 1–6, 2012.
- [14] J. J. Wang, L. Lu, J. Y. Liu, and Z. Sheng, "Reconfiguration of distribution network with dispersed generators based on improved forward-backward sweep method," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, no. 1, 2010.
- [15] P. Kayal, S. Chanda, and C. K. Chanda, "An ANN based network reconfiguration approach for voltage stability improvement of distribution network," *2011 Int. Conf. Power Energy Syst.*, pp. 1–7, 2011.
- [16] S. Sehgal, A. Swarnkar, N. Gupta, and K. R. Niazi, "Reconfiguration of distribution network for loss reduction at different load schemes," *2012 IEEE Students' Conf. Electr. Electron. Comput. Sci. Innov. Humanit. SCEECS 2012*, pp. 31–34, 2012.
- [17] W. Gang, L. Li, and T. Zhang, "An Improved Ant Colony Search Algorithm for Reconfiguration of Distribution Network with distributed generation," *Ieee Pes Isgt Asia*, pp. 5–8, 2012.
- [18] H. Zhang, S. Ma, and G. Xu, "Network Reconfiguration of Distribution System with Distributed Generation Using State Graph," *2012 Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf.*, pp. 1–4, 2012.
- [19] S. Ma, H. Zhang, and G. Xu, "Distribution Network Reconfiguration with Wind," pp. 1–4, 2012.
- [20] R. S. Ferreira, C. L. T. Borges, and M. V. F. Pereira, "Distribution network reconfiguration under modeling of AC optimal power flow equations: A mixed-integer programming approach," *2013 IEEE PES Conf. Innov. Smart Grid Technol. (ISGT Lat.*



- Am.*, pp. 1–8, 2013.
- [21] A. P. C. Mello, D. P. Bernardon, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, V. J. Garcia, and M. Sperandio, “Reconfiguration of distribution network considering distributed generation and multivariables criteria,” *Proc. Univ. Power Eng. Conf.*, 2013.
- [22] J. Yang, “Reconfiguration of distribution network into islanded microgrids considering development of distributed energy resources,” *2nd IET Renew. Power Gener. Conf. (RPG 2013)*, pp. 2.13–2.13, 2013.
- [23] S. R. Tuladhar, J. G. Singh, and W. Ongsakul, “A Multi-objective Network Reconfiguration of Distribution Network with Solar and Wind Distributed Generation using NSPSO,” no. March, pp. 19–21, 2014.
- [24] C. Gu, J. Ji, and L. Liu, “Research of immune algorithms for reconfiguration of distribution network with distributed generations,” *26th Chinese Control Decis. Conf. (2014 CCDC)*, pp. 2156–2160, 2014.
- [25] H. Xing, H. Cheng, S. Hong, Y. Zhang, and P. Zeng, “Minimize active power loss with distribution network reconfiguration considering intermittent renewable energy source uncertainties,” *POWERCON 2014 - 2014 Int. Conf. Power Syst. Technol. Toward Green, Effic. Smart Power Syst. Proc.*, no. Powercon, pp. 127–133, 2014.
- [26] A. Bayat, A. Bagheri, and R. Noroozian, “Optimal siting and sizing of distributed generation accompanied by reconfiguration of distribution networks for maximum loss reduction by using a new UVDA-based heuristic method,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 77, pp. 360–371, 2016.
- [27] H. Fathabadi, “Power distribution network reconfiguration for power loss minimization using novel dynamic fuzzy c-means (dFCM) clustering based ANN approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 96–107, 2016.
- [28] H. Arasteh, M. S. Sepasian, and V. Vahidinasab, “An aggregated model for coordinated planning and reconfiguration of electric distribution networks,” *Energy*, vol. 94, pp. 786–798, 2016.
- [29] P. Chittur Ramaswamy, J. Tant, J. R. Pillai, and G. Deconinck, “Novel methodology for optimal reconfiguration of distribution networks with distributed energy resources,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 165–176, 2015.
- [30] D. Sudha Rani, N. Subrahmanyam, and M. Sydulu, “Multi-Objective Invasive Weed



- Optimization – An application to optimal network reconfiguration in radial distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, pp. 932–942, 2015.
- [31] E. Mahboubi-Moghaddam, M. R. Narimani, M. H. Khooban, A. Azizivahed, and M. Javid Sharifi, “Multi-Objective Distribution feeder reconfiguration to improve transient stability, and minimize power loss and operation cost using an enhanced evolutionary algorithm at the presence of distributed generations,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 76, pp. 35–43, 2016.
- [32] T. T. Nguyen and A. V. Truong, “Distribution network reconfiguration for power loss minimization and voltage profile improvement using cuckoo search algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 233–242, 2015.
- [33] S. Ghasemi and J. Moshtagh, “A novsses cost and cost benefit from voltage profile improvemeel codification and modified heuristic approaches for optimal reconfiguration of distribution networks considering lont,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 25, pp. 360–368, 2014.
- [34] L. Li and C. Xuefeng, “Distribution Network Reconfiguration Based on Niche Binary Particle Swarm Optimization Algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 17, pp. 178–182, 2012.
- [35] D. P. Bernardon, A. P. C. Mello, L. L. Pfitscher, L. N. Canha, A. R. Abaide, and A. A. B. Ferreira, “Real-time reconfiguration of distribution network with distributed generation,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 107, pp. 59–67, 2014.
- [36] C. H. N. D. R. Barbosa, M. H. S. Mendes, and J. A. De Vasconcelos, “Robust feeder reconfiguration in radial distribution networks,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 619–630, 2014.
- [37] N. Gupta, A. Swarnkar, and K. R. Niazi, “Distribution network reconfiguration for power quality and reliability improvement using Genetic Algorithms,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 54, pp. 664–671, 2014.
- [38] L. W. de Oliveira, E. J. de Oliveira, F. V. Gomes, I. C. Silva, A. L. M. Marcato, and P. V. C. Resende, “Artificial Immune Systems applied to the reconfiguration of electrical power distribution networks for energy loss minimization,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 56, pp. 64–74, 2014.
- [39] L. L. Pfitscher, D. P. Bernardon, L. N. Canha, V. F. Montagner, V. J. Garcia, and A. R.



- Abaide, “Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network in real time,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 97, pp. 84–92, 2013.
- [40] W. Guan, Y. Tan, H. Zhang, and J. Song, “Distribution system feeder reconfiguration considering different model of DG sources,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 210–221, 2015.
- [41] A. E. Milani and M. R. Haghifam, “A new probabilistic approach for distribution network reconfiguration: Applicability to real networks,” *Math. Comput. Model.*, vol. 57, no. 1–2, pp. 169–179, 2013.
- [42] H. Ahmadi and J. R. Mart??, “Minimum-loss network reconfiguration: A minimum spanning tree problem,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 1, pp. 1–9, 2015.
- [43] S. Jazebi and B. Vahidi, “Reconfiguration of distribution networks to mitigate utilities power quality disturbances,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 91, pp. 9–17, 2012.
- [44] S. Naveen, K. Sathish Kumar, and K. Rajalakshmi, “Distribution system reconfiguration for loss minimization using modified bacterial foraging optimization algorithm,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 69, pp. 90–97, 2015.
- [45] J. Chen, F. Zhang, and Y. Zhang, “Distribution network reconfiguration based on simulated annealing immune algorithm,” *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 271–277, 2011.
- [46] S. Jazebi, S. H. Hosseinian, and B. Vahidi, “DSTATCOM allocation in distribution networks considering reconfiguration using differential evolution algorithm,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, no. 7, pp. 2777–2783, 2011.
- [47] A. Swarnkar, N. Gupta, and K. R. Niazi, “A novel codification for meta-heuristic techniques used in distribution network reconfiguration,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 7, pp. 1619–1626, 2011.
- [48] W. H. Kersting, *Distribution System Modelling and Analysing*. 2002.
- [49] “Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” 2010.
- [50] C. A. C. Coello, G. B. Lamont, and D. A. Van Veldhuizen, *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems Second Edition*. .
- [51] M. Solimanpur and A. Elmi, “Int . J . Production Economics A tabu search approach



for cell scheduling problem with makespan criterion,” vol. 141, pp. 639–645, 2013.

[52] “IEEE 13 Node Test Feeder.” .

[53] “IEEE 123 Node Test Feeder Letterhead.” .

[54] “IEEE 33 Node Test Feeder.” .



Apêndice A: Tabelas

Tabela A 1 - Tensões da Rede IEEE 13 nós

IEEE 13 barras modificado (sem regulador)						
Total de Perdas Técnicas: 50,7545 kW						
Tensão de Fase						
Nó	Van (pu)	Van(°)	Vbn (pu)	Van(°)	Vcn (pu)	Van(°)
611	-	-	-	-	0,9742	116,00
632	1,0210	-2,49	1,0420	-121,72	1,0174	117,83
633	1,0181	-2,56	1,0401	-121,76	1,0148	117,82
634	0,9939	-3,09	1,0224	-122,13	0,9959	117,78
645	-	-	1,0328	-121,90	1,0154	117,86
646	-	-	1,0311	-121,98	1,0134	117,90
652	0,9830	-5,21	-	-	-	-
670	1,0085	-3,86	1,0460	-122,00	0,9978	116,96
671	0,9905	-5,26	1,0527	-122,27	0,9782	116,25
675	0,9842	-5,52	1,0551	-122,43	0,9761	116,26
680	0,9905	-5,26	1,0527	-122,27	0,9782	116,25
684	0,9884	-5,29	-	-	0,9762	116,15
692	0,9905	-5,26	1,0527	-122,27	0,9782	116,25

Tabela A 2 - Gabarito da Rede IEEE 13 nós [52]

IEEE 13 barras gabarito (com regulador)						
Total de Perdas Técnicas: 111,0630 kW						
Tensão de Fase						
Nó	Van (pu)	Van(°)	Vbn (pu)	Van(°)	Vcn (pu)	Van(°)
650	1,0000	0,00	1,0000	-120,00	1,0000	120,00
RG60	1,0625	0,00	1,0500	-120,00	1,0687	120,00
632	1,0210	-2,49	1,0420	-121,72	1,0174	117,83
633	1,0180	-2,56	1,0401	-121,77	1,0148	117,82
XFXFM1	0,9941	-3,23	1,0218	-122,22	0,9960	117,35
634	0,9940	-3,23	1,0218	-122,22	0,9960	117,34
645	-	-	1,0329	-121,90	1,0155	117,86
646	-	-	1,0311	-121,98	1,0134	117,90
671	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
680	0,9900	-5,30	1,0529	-122,34	0,9778	116,02
684	0,9881	-5,32	-	-	0,9758	115,92
611	-	-	-	-	0,9738	115,78
652	0,9825	-5,25	-	-	-	-
692	0,9900	-5,31	1,0529	-122,34	0,9777	116,02
675	0,9835	-5,56	1,0553	-122,52	0,9758	116,03



Tabela A 3 - Configuração das linhas áreas da rede IEEE 123 barras alterada [53]

Linhas Aéreas						
Configuração	Ligação	Fase	Condutor Fase	Condutor Neutro	Espaçamento	Capacidade máxima (A)
			ACSR	ACSR	ID	
1	Trifásico	A B C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
2	Trifásico	C A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
3	Trifásico	B C A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
4	Trifásico	C B A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
5	Trifásico	B A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
6	Trifásico	A C B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500	453
7	Bifásico	A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	505	453
8	Bifásico	A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	505	453
9	Monofásico	A N	1/0	1/0	510	214
10	Monofásico	B N	1/0	1/0	510	214
11	Monofásico	C N	1/0	1/0	510	214

Tabela A 4 - Configuração das linhas subterrâneas da rede IEEE 123 barras [53]

Linhas Subterrâneas					
Configuração	Ligação	Fase	Cabo	Espaçamento	Capacidade máxima (A)
12	Trifásico	A B C	1/0 AA, CN	515	202

Tabela A 5 - Dados da linha da rede IEEE 123 barras [53]

Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Configuração
1	2	175	10
1	3	250	11
1	7	300	1
3	4	200	11
3	5	325	11
5	6	250	11
7	8	200	1
8	12	225	10
8	9	225	9
8	13	300	1
9	14	425	9
13	34	150	11
13	18	825	2
14	11	250	9
14	10	250	9
15	16	375	11
15	17	350	11
18	19	250	9



Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Configuração
18	21	300	2
19	20	325	9
21	22	525	10
21	23	250	2
23	24	550	11
23	25	275	2
25	26	350	7
25	28	200	2
26	27	275	7
26	31	225	11
27	33	500	9
28	29	300	2
29	30	350	2
30	250	200	2
31	32	300	11
34	15	100	11
35	36	650	8
35	40	250	1
36	37	300	9
36	38	250	10
38	39	325	10
40	41	325	11
40	42	250	1
42	43	500	10
42	44	200	1
44	45	200	9
44	47	250	1
45	46	300	9
47	48	150	4
47	49	250	4
49	50	250	4
50	51	250	4
51	151	500	4
52	53	200	1
53	54	125	1
54	55	275	1
54	57	350	3
55	56	275	1
57	58	250	10
57	60	750	3
58	59	250	10
60	61	550	5
60	62	250	12
62	63	175	12
63	64	350	12
64	65	425	12
65	66	325	12
67	68	200	9
67	72	275	3
67	97	250	3
68	69	275	9



Nó A	Nó B	Comprimento (pés)	Configuração
69	70	325	9
70	71	275	9
72	73	275	11
72	76	200	3
73	74	350	11
74	75	400	11
76	77	400	6
76	86	700	3
77	78	100	6
78	79	225	6
78	80	475	6
80	81	475	6
81	82	250	6
81	84	675	11
82	83	250	6
84	85	475	11
86	87	450	6
87	88	175	9
87	89	275	6
89	90	225	10
89	91	225	6
91	92	300	11
91	93	225	6
93	94	275	9
93	95	300	6
95	96	200	10
97	98	275	3
98	99	550	3
99	100	300	3
100	450	800	3
101	102	225	11
101	105	275	3
102	103	325	11
103	104	700	11
105	106	225	10
105	108	325	3
106	107	575	10
108	109	450	9
108	300	1000	3
109	110	300	9
110	111	575	9
110	112	125	9
112	113	525	9
113	114	325	9
135	35	375	4
149	1	400	1
152	52	400	1
160	67	350	6
197	101	250	3



Tabela A 6 - Dados dos transformadores da rede IEEE 123 barras [53]

Transformador	kVA	Alta Tensão - kV	Baixa Tensão - kV	R - %	X - %
Subestação	5.000	115 - D	4.16 Gr-W	1	8
XFM - 1	150	4.16 - D	.480 - D	1,27	2,72

Tabela A 7 - Dados dos capacitores da rede IEEE 123 barras [53]

Nó	Fase A (kVAr)	Fase B (kVAr)	Fase C (kVAr)
83	200	200	200
88	50	-	-
90	-	50	-
92	-	-	50
Total	250	250	250

Tabela A 8 - Dados das cargas da rede IEEE 123 barras [53]

Nó	Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
4	Y-PR	0	0	0	0	40	20
5	Y-I	0	0	0	0	20	10
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20
7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
20	Y-I	40	20	0	0	0	0
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
28	Y-I	40	20	0	0	0	0
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
33	Y-I	40	20	0	0	0	0
34	Y-Z	0	0	0	0	40	20
35	D-PQ	40	20	0	0	0	0
37	Y-Z	40	20	0	0	0	0
38	Y-I	0	0	20	10	0	0
39	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
41	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
42	Y-PQ	20	10	0	0	0	0



Nó	Carga Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
43	Y-Z	0	0	40	20	0	0
45	Y-I	20	10	0	0	0	0
46	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
47	Y-I	35	25	35	25	35	25
48	Y-Z	70	50	70	50	70	50
49	Y-PQ	35	25	70	50	35	20
50	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
51	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
52	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
53	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
55	Y-Z	20	10	0	0	0	0
56	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
58	Y-I	0	0	20	10	0	0
59	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
60	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
62	Y-Z	0	0	0	0	40	20
63	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
64	Y-I	0	0	75	35	0	0
65	D-Z	35	25	35	25	70	50
66	Y-PQ	0	0	0	0	75	35
68	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
69	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
70	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
71	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
73	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
74	Y-Z	0	0	0	0	40	20
75	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
76	D-I	105	80	70	50	70	50
77	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
79	Y-Z	40	20	0	0	0	0
80	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
82	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
83	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
84	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
85	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
86	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
90	Y-I	0	0	40	20	0	0
92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
100	Y-Z	0	0	0	0	40	20
102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0



Nó	Carga Modelo	Fase A		Fase B		Fase C	
		kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
112	Y-I	20	10	0	0	0	0
113	Y-Z	40	20	0	0	0	0
114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
Total		1420	775	915	515	1155	630

Tabela A 9 - Dados das topologias das impedâncias da rede IEEE 123 barras [53]

Configuração 1:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.4576	1.0780	0.1560	0.5017	0.1535	0.3849
		0.4666	1.0482	0.1580	0.4236
				0.4615	1.0651

B em micro Siemens/milha

5.6765	-1.8319	-0.6982
	5.9809	-1.1645
		53.971

Configuração 2:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.4666	1.0482	0.1580	0.4236	0.1560	0.5017
		0.4615	1.0651	0.1535	0.3849
				0.4576	1.0780

B em micro Siemens/milha

5.9809	-1.1645	-1.8319
	5.3971	-0.6982
		56.765

Configuração 3:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.4615	1.0651	0.1535	0.3849	0.1580	0.4236
		0.4576	1.0780	0.1560	0.5017
				0.4666	1.0482

B em micro Siemens/milha

5.3971	-0.6982	-1.1645
	5.6765	-1.8319
		59.809

Configuração 4:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.4615	1.0651	0.1580	0.4236	0.1535	0.3849
		0.4666	1.0482	0.1560	0.5017



				0.4576	1.0780
B em micro Siemens/milha					
	5.3971	-1.1645		-0.6982	
		5.9809		-1.8319	
				56.765	

Configuração 5:

Z (R +jX) em ohms/milha					
0.4666	1.0482	0.1560	0.5017	0.1580	0.4236
		0.4576	1.0780	0.1535	0.3849
				0.4615	1.0651
B em micro Siemens/milha					
	5.9809	-1.8319		-1.1645	
		5.6765		-0.6982	
				53.971	

Configuração 6:

Z (R +jX) em ohms/milha					
0.4576	1.0780	0.1535	0.3849	0.1560	0.5017
		0.4615	1.0651	0.1580	0.4236
				0.4666	1.0482
B em micro Siemens/milha					
	5.6765	-0.6982		-1.8319	
		5.3971		-1.1645	
				59.809	

Configuração 7:

Z (R +jX) em ohms/milha					
0.4576	1.0780	0.0000	0.0000	0.1535	0.3849
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.4615	1.0651
B em micro Siemens/milha					
	5.1154	0.0000		-1.0549	
		0.0000		0.0000	
				51.704	

Configuração 8:

Z (R +jX) em ohms/milha					
0.4576	1.0780	0.1535	0.3849	0.0000	0.0000
		0.4615	1.0651	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
B em micro Siemens/milha					
	5.1154	-1.0549		0.0000	
		5.1704		0.0000	
				0.0000	



Configuração 9:

Z (R +jX) em ohms/milha

1.3292	1.3475	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B em micro Siemens/milha

4.5193	0.0000	0.0000			
	0.0000	0.0000			
			0.0000		

Configuração 10:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.3292	1.3475	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000

B em micro Siemens/milha

0.0000	0.0000	0.0000			
		4.5193	0.0000		
				0.0000	

Configuração 11:

Z (R +jX) em ohms/milha

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3292	1.3475

B em micro Siemens/milha

0.0000	0.0000	0.0000			
		0.0000	0.0000		
				45.193	

Configuração 12:

Z (R +jX) em ohms/milha

1.5209	0.7521	0.5198	0.2775	0.4924	0.2157
		1.5329	0.7162	0.5198	0.2775
				1.5209	0.7521



B em micro Siemens/milha

67.2242 0.0000 0.0000
 67.2242 0.0000
 672.242

- Simulação 1

Tabela A 10 - Tensão de fase da topologia inicial

Tensão de Fase			Tensão de Fase				
Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)	Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)		
N1	0.9959 < -0.7010	1.0088 < -120.3323	1.0001 < 119.6434	N63	0.9450 < -3.8285	0.9959 < -122.0272	0.9612 < 117.8865
N2	.	1.0085 < -120.3367	.	N64	0.9450 < -3.8343	0.9942 < -121.9771	0.9584 < 117.8689
N3	.	.	0.9985 < 119.6112	N65	0.9447 < -3.8789	0.9941 < -121.9162	0.9546 < 117.8817
N4	.	.	0.9980 < 119.6009	N66	0.9449 < -3.9049	0.9944 < -121.8882	0.9530 < 117.8796
N5	.	.	0.9972 < 119.5860	N67	0.9431 < -4.1067	0.9972 < -122.2759	0.9625 < 117.7728
N6	.	.	0.9965 < 119.5731	N68	0.9414 < -4.1414	.	.
N7	0.9853 < -1.2185	1.0079 < -120.5974	0.9937 < 119.4102	N69	0.9394 < -4.1813	.	.
N8	0.9785 < -1.5630	1.0073 < -120.7733	0.9894 < 119.2496	N70	0.9381 < -4.2098	.	.
N9	0.9770 < -1.5933	.	.	N71	0.9373 < -4.2258	.	.
N10	0.9749 < -1.6344	.	.	N72	0.9428 < -4.2190	0.9966 < -122.3864	0.9621 < 117.6614
N11	0.9746 < -1.6412	.	.	N73	.	.	0.9598 < 117.6155
N12	.	1.0070 < -120.7790	.	N74	.	.	0.9579 < 117.5764
N13	0.9693 < -2.0442	1.0060 < -121.0199	0.9830 < 118.9810	N75	.	.	0.9568 < 117.5539
N14	0.9753 < -1.6276	.	.	N76	0.9422 < -4.2942	0.9963 < -122.4935	0.9626 < 117.6202
N15	.	.	0.9816 < 118.9531	N77	0.9431 < -4.3650	0.9975 < -122.5765	0.9633 < 117.5440
N16	.	.	0.9806 < 118.9330	N78	0.9434 < -4.3862	0.9979 < -122.5909	0.9635 < 117.5261
N17	.	.	0.9811 < 118.9437	N79	0.9431 < -4.4024	0.9980 < -122.5938	0.9634 < 117.5367
N18	0.9589 < -2.5403	1.0032 < -121.2821	0.9751 < 118.9533	N80	0.9452 < -4.4530	0.9995 < -122.6532	0.9641 < 117.4189
N19	0.9575 < -2.5682	.	.	N81	0.9471 < -4.5365	1.0018 < -122.6855	0.9645 < 117.3173
N20	0.9566 < -2.5865	.	.	N82	0.9478 < -4.5766	1.0031 < -122.7168	0.9652 < 117.2887
N21	0.9583 < -2.5979	1.0033 < -121.2806	0.9739 < 118.9305	N83	0.9488 < -4.5988	1.0042 < -122.7449	0.9659 < 117.2484
N22	.	1.0019 < -121.3075	.	N84	.	.	0.9617 < 117.2612
N23	0.9579 < -2.6555	1.0037 < -121.2638	0.9727 < 118.9144	N85	.	.	0.9604 < 117.2348
N24	.	.	0.9712 < 118.8844	N86	0.9411 < -4.3311	0.9945 < -122.6657	0.9640 < 117.5903
N25	0.9572 < -2.7162	1.0041 < -121.2549	0.9718 < 118.9151	N87	0.9404 < -4.3608	0.9937 < -122.7605	0.9645 < 117.5727
N26	0.9569 < -2.7444	.	0.9713 < 118.9048	N88	0.9403 < -4.3928	.	.
N27	0.9565 < -2.7636	.	0.9713 < 118.9149	N89	0.9400 < -4.3572	0.9935 < -122.8075	0.9648 < 117.5608
N28	0.9568 < -2.7450	1.0044 < -121.2529	0.9715 < 118.9200	N90	.	0.9934 < -122.8474	.
N29	0.9566 < -2.7681	1.0045 < -121.2462	0.9710 < 118.9135	N91	0.9397 < -4.3565	0.9932 < -122.8220	0.9650 < 117.5441
N30	0.9569 < -2.7716	1.0045 < -121.2340	0.9705 < 118.8897	N92	.	.	0.9648 < 117.4901
N31	.	.	0.9707 < 118.8925	N93	0.9394 < -4.3646	0.9930 < -122.8392	0.9651 < 117.5521



Tensão de Fase			Tensão de Fase		
Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)	Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)
N32	.	0.9703 < 118.8843	N94	0.9390 < -4.3846	0.9651 < 117.5625
N33	0.9551 < -2.7918	.	N95	0.9394 < -4.3537	0.9653 < 117.5485
N34	.	0.9820 < 118.9611	N96	.	0.9923 < -122.8635
N35	0.9555 < -2.6505	1.0012 < -121.3728	N97	0.9420 < -4.1690	0.9967 < -122.3000
N36	0.9545 < -2.6729	1.0007 < -121.4215	N98	0.9417 < -4.1816	0.9965 < -122.3091
N37	0.9537 < -2.6898	.	N99	0.9420 < -4.1678	0.9956 < -122.3201
N38	.	1.0000 < -121.4344	N100	0.9422 < -4.1710	0.9956 < -122.3068
N39	.	0.9996 < -121.4427	N101	0.9411 < -4.2201	0.9965 < -122.3159
N40	0.9539 < -2.6925	1.0001 < -121.4201	N102	.	0.9596 < 117.7112
N41	.	0.9724 < 118.8497	N103	.	0.9578 < 117.6749
N42	0.9522 < -2.7333	0.9990 < -121.4723	N104	.	0.9559 < 117.6356
N43	.	0.9977 < -121.4980	N105	0.9396 < -4.2689	0.9963 < -122.3640
N44	0.9511 < -2.7679	0.9983 < -121.5006	N106	.	0.9951 < -122.3873
N45	0.9505 < -2.7792	.	N107	.	0.9936 < -122.4172
N46	0.9501 < -2.7878	.	N108	0.9380 < -4.3503	0.9970 < -122.3789
N47	0.9500 < -2.7935	0.9973 < -121.5329	N109	0.9336 < -4.4427	.
N48	0.9497 < -2.8028	0.9970 < -121.5394	N110	0.9315 < -4.4870	.
N49	0.9497 < -2.8020	0.9967 < -121.5416	N111	0.9306 < -4.5041	.
N50	0.9497 < -2.8135	0.9967 < -121.5322	N112	0.9307 < -4.5018	.
N51	0.9495 < -2.8222	0.9968 < -121.5338	N113	0.9285 < -4.5487	.
N52	0.9625 < -2.4503	1.0053 < -121.2752	N114	0.9281 < -4.5583	.
N53	0.9594 < -2.6416	1.0048 < -121.4006	N135	.	1.0032 < -121.2821
N54	0.9576 < -2.7531	1.0043 < -121.4776	N149	1.0100 < 0.0000	1.0100 < -120.0000
N55	0.9574 < -2.7566	1.0043 < -121.4876	N150	.	1.0100 < -120.0000
N56	0.9574 < -2.7506	1.0041 < -121.4960	N151	0.9495 < -2.8222	0.9968 < -121.5338
N57	0.9539 < -3.0784	1.0019 < -121.6835	N152	.	1.0060 < -121.0199
N58	.	1.0012 < -121.6963	N160	.	0.9977 < -122.0797
N59	.	1.0009 < -121.7027	N197	.	0.9967 < -122.3000
N60	0.9460 < -3.8110	0.9977 < -122.0797	N250	0.9569 < -2.7716	1.0045 < -121.2340
N61	0.9460 < -3.8110	0.9977 < -122.0797	N300	0.9380 < -4.3503	0.9970 < -122.3789
N62	0.9455 < -3.8258	0.9967 < -122.0442	N450	0.9422 < -4.1710	0.9956 < -122.3068



- Simulação 2

Tabela A 11 - Tensão de fase da reconfiguração inicial sem analisar o carregamento dos cabos

Tensão de Fase			Tensão de Fase				
	Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)		Van (pu, °)	VBn(pu, °)	VCn (pu, °)
N1	0.9961 < -0.7046	1.0088 < -120.3293	1.0001 < 119.6411	N63	0.9473 < -3.4018	0.9988 < -121.5741	0.9630 < 118.3145
N2	.	1.0086 < -120.3338	.	N64	0.9473 < -3.4075	0.9971 < -121.5243	0.9602 < 118.2970
N3	.	.	0.9985 < 119.6089	N65	0.9470 < -3.4519	0.9970 < -121.4636	0.9565 < 118.3098
N4	.	.	0.9980 < 119.5986	N66	0.9473 < -3.4778	0.9973 < -121.4358	0.9549 < 118.3077
N5	.	.	0.9972 < 119.5837	N67	0.9455 < -3.5468	1.0006 < -121.6790	0.9654 < 118.3495
N6	.	.	0.9966 < 119.5708	N68	0.9438 < -3.5813	.	.
N7	0.9857 < -1.2247	1.0081 < -120.5922	0.9937 < 119.4062	N69	0.9419 < -3.6211	.	.
N8	0.9790 < -1.5708	1.0075 < -120.7665	0.9894 < 119.2444	N70	0.9405 < -3.6493	.	.
N9	0.9775 < -1.6010	.	.	N71	0.9397 < -3.6653	.	.
N10	0.9754 < -1.6421	.	.	N72	0.9613 < -3.5224	1.0045 < -121.9350	0.9677 < 117.6318
N11	0.9751 < -1.6489	.	.	N73	.	.	0.9655 < 117.5865
N12	.	1.0072 < -120.7722	.	N74	.	.	0.9636 < 117.5478
N13	0.9700 < -2.0544	1.0062 < -121.0109	0.9830 < 118.9741	N75	.	.	0.9625 < 117.5256
N14	0.9758 < -1.6354	.	.	N76	0.9609 < -3.5157	1.0047 < -121.9614	0.9685 < 117.6712
N15	.	.	0.9816 < 118.9461	N77	0.9619 < -3.5854	1.0058 < -122.0423	0.9693 < 117.5935
N16	.	.	0.9806 < 118.9261	N78	0.9622 < -3.6063	1.0062 < -122.0564	0.9694 < 117.5752
N17	.	.	0.9812 < 118.9368	N79	0.9619 < -3.6218	1.0063 < -122.0591	0.9693 < 117.5855
N18	0.9596 < -2.5497	1.0034 < -121.2729	0.9752 < 118.9461	N80	0.9641 < -3.6727	1.0079 < -122.1169	0.9700 < 117.4666
N19	0.9582 < -2.5776	.	.	N81	0.9660 < -3.7554	1.0102 < -122.1480	0.9704 < 117.3635
N20	0.9573 < -2.5958	.	.	N82	0.9668 < -3.7948	1.0114 < -122.1785	0.9711 < 117.3337
N21	0.9590 < -2.6072	1.0035 < -121.2715	0.9740 < 118.9233	N83	0.9678 < -3.8171	1.0126 < -122.2060	0.9719 < 117.2926
N22	.	1.0021 < -121.2983	.	N84	.	.	0.9677 < 117.3081
N23	0.9586 < -2.6648	1.0039 < -121.2547	0.9728 < 118.9071	N85	.	.	0.9664 < 117.2820
N24	.	.	0.9713 < 118.8772	N86	0.9602 < -3.2703	1.0043 < -121.8559	0.9710 < 117.9246
N25	0.9579 < -2.7254	1.0044 < -121.2458	0.9719 < 118.9078	N87	0.9596 < -3.1310	1.0041 < -121.7686	0.9727 < 118.0987
N26	0.9576 < -2.7536	.	0.9714 < 118.8975	N88	0.9595 < -3.1626	.	.
N27	0.9572 < -2.7728	.	0.9713 < 118.9077	N89	0.9591 < -3.0244	1.0042 < -121.7049	0.9739 < 118.2042
N28	0.9575 < -2.7542	1.0046 < -121.2438	0.9715 < 118.9127	N90	.	1.0041 < -121.7445	.
N29	0.9573 < -2.7772	1.0048 < -121.2371	0.9711 < 118.9062	N91	0.9589 < -2.9393	1.0042 < -121.6290	0.9747 < 118.2832
N30	0.9576 < -2.7808	1.0047 < -121.2248	0.9706 < 118.8825	N92	.	.	0.9745 < 118.2295
N31	.	.	0.9708 < 118.8852	N93	0.9585 < -2.8628	1.0043 < -121.5557	0.9754 < 118.3864
N32	.	.	0.9704 < 118.8770	N94	0.9587 < -2.7694	.	.
N33	0.9558 < -2.8008	.	.	N95	0.9585 < -2.8522	1.0039 < -121.5744	0.9756 < 118.3830
N34	.	.	0.9820 < 118.9541	N96	.	1.0037 < -121.5795	.
N35	0.9562 < -2.6597	1.0014 < -121.3636	0.9740 < 118.8975	N97	0.9444 < -3.6088	1.0001 < -121.7029	0.9646 < 118.3300
N36	0.9552 < -2.6821	1.0009 < -121.4123	.	N98	0.9441 < -3.6213	0.9998 < -121.7119	0.9644 < 118.3201
N37	0.9544 < -2.6990	.	.	N99	0.9444 < -3.6076	0.9990 < -121.7229	0.9641 < 118.2778



N38	.	1.0003 < -121.4251	.	N100	0.9446 < -3.6108	0.9989 < -121.7096	0.9637 < 118.2580
N39	.	0.9998 < -121.4335	.	N101	0.9435 < -3.6597	0.9998 < -121.7187	0.9640 < 118.3195
N40	0.9546 < -2.7016	1.0003 < -121.4109	0.9729 < 118.8513	N102	.	.	0.9625 < 118.2883
N41	.	.	0.9724 < 118.8425	N103	.	.	0.9607 < 118.2522
N42	0.9529 < -2.7424	0.9992 < -121.4630	0.9719 < 118.8133	N104	.	.	0.9588 < 118.2132
N43	.	0.9979 < -121.4888	.	N105	0.9421 < -3.7082	0.9997 < -121.7665	0.9643 < 118.3534
N44	0.9518 < -2.7769	0.9985 < -121.4913	0.9711 < 118.7815	N106	.	0.9985 < -121.7897	.
N45	0.9512 < -2.7882	.	.	N107	.	0.9970 < -121.8194	.
N46	0.9508 < -2.7968	.	.	N108	0.9405 < -3.7892	1.0004 < -121.7814	0.9642 < 118.4007
N47	0.9507 < -2.8025	0.9975 < -121.5237	0.9700 < 118.7324	N109	0.9360 < -3.8811	.	.
N48	0.9504 < -2.8118	0.9972 < -121.5301	0.9698 < 118.7223	N110	0.9339 < -3.9252	.	.
N49	0.9504 < -2.8110	0.9969 < -121.5323	0.9697 < 118.7062	N111	0.9331 < -3.9421	.	.
N50	0.9504 < -2.8224	0.9969 < -121.5229	0.9693 < 118.6939	N112	0.9332 < -3.9399	.	.
N51	0.9502 < -2.8311	0.9970 < -121.5245	0.9693 < 118.6985	N113	0.9310 < -3.9865	.	.
N52	0.9634 < -2.4639	1.0056 < -121.2631	0.9790 < 118.7341	N114	0.9305 < -3.9961	.	.
N53	0.9604 < -2.6569	1.0051 < -121.3870	0.9771 < 118.6061	N135	.	1.0034 < -121.2729	.
N54	0.9587 < -2.7694	1.0047 < -121.4629	0.9759 < 118.5213	N149	1.0100 < 0.0000	1.0100 < -120.0000	1.0100 < 120.0000
N55	0.9585 < -2.7730	1.0046 < -121.4730	0.9759 < 118.5247	N150	.	1.0100 < -120.0000	.
N56	0.9585 < -2.7670	1.0045 < -121.4813	0.9760 < 118.5232	N151	0.9405 < -3.7892	.	.
N57	0.9554 < -2.9551	1.0031 < -121.5300	0.9732 < 118.4545	N152	.	1.0062 < -121.0109	.
N58	.	1.0024 < -121.5427	.	N160	.	1.0005 < -121.6263	.
N59	.	1.0021 < -121.5491	.	N197	.	1.0001 < -121.7029	.
N60	0.9483 < -3.3843	1.0005 < -121.6263	0.9669 < 118.3182	N250	0.9576 < -2.7808	1.0047 < -121.2248	0.9706 < 118.8825
N61	0.9483 < -3.3843	1.0005 < -121.6263	0.9669 < 118.3182	N300	0.9405 < -3.7892	1.0004 < -121.7814	0.9642 < 118.4007
N62	0.9478 < -3.3990	0.9996 < -121.5910	0.9644 < 118.3161	N450	0.9446 < -3.6108	0.9989 < -121.7096	0.9637 < 118.2580

- Simulação 3

Tabela A 12 - Tensão de fase da reconfiguração da topologia inicial com carregamento

Tensão de Fase			Tensão de Fase				
Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)	Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)		
N1	1.0011 < -0.3948	1.0085 < -120.1309	1.0025 < 119.8042	N37	0.9695 < -1.7118	.	.
N2	.	1.0083 < -120.1353	.	N38	.	0.9991 < -120.8257	.
N3	.	.	1.0008 < 119.7722	N39	.	0.9987 < -120.8341	.
N4	.	.	1.0003 < 119.7619	N40	0.9697 < -1.7142	0.9991 < -120.8113	0.9797 < 119.3467
N5	.	.	0.9995 < 119.7471	N41	.	.	0.9793 < 119.3380
N6	.	.	0.9989 < 119.7343	N42	0.9681 < -1.7530	0.9980 < -120.8631	0.9788 < 119.3087
N7	0.9945 < -0.6744	1.0075 < -120.2447	0.9977 < 119.6941	N43	.	0.9967 < -120.8889	.
N8	0.9902 < -0.8564	1.0067 < -120.3196	0.9946 < 119.6166	N44	0.9669 < -1.7860	0.9973 < -120.8911	0.9780 < 119.2769
N9	0.9887 < -0.8859	.	.	N45	0.9664 < -1.7970	.	.
N10	0.9867 < -0.9260	.	.	N46	0.9660 < -1.8053	.	.
N11	0.9863 < -0.9326	.	.	N47	0.9658 < -1.8103	0.9963 < -120.9233	0.9769 < 119.2279



Tensão de Fase			Tensão de Fase			
Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)	Van (pu, °)	VBn (pu, °)	VCn (pu, °)	
N12	.	1.0064 < -120.3253	N48	0.9656 < -1.8193	0.9960 < -120.9297	0.9767 < 119.2179
N13	0.9848 < -1.0892	1.0052 < -120.4149	N49	0.9656 < -1.8184	0.9957 < -120.9320	0.9766 < 119.2020
N14	0.9870 < -0.9195	.	N50	0.9655 < -1.8296	0.9957 < -120.9226	0.9762 < 119.1898
N15	.	0.9885 < 119.4474	N51	0.9654 < -1.8380	0.9958 < -120.9241	0.9762 < 119.1944
N16	.	0.9875 < 119.4276	N52	0.9828 < -1.1655	1.0042 < -120.4691	0.9881 < 119.4091
N17	.	0.9880 < 119.4382	N53	0.9821 < -1.1905	1.0035 < -120.4940	0.9872 < 119.3691
N18	0.9746 < -1.5685	1.0023 < -120.6743	N54	0.9819 < -1.1979	1.0030 < -120.5082	0.9867 < 119.3396
N19	0.9732 < -1.5955	.	N55	0.9816 < -1.2011	1.0029 < -120.5181	0.9868 < 119.3429
N20	0.9723 < -1.6132	.	N56	0.9816 < -1.1952	1.0028 < -120.5265	0.9868 < 119.3414
N21	0.9740 < -1.6244	1.0023 < -120.6726	N57	0.9816 < -1.2254	1.0014 < -120.5289	0.9853 < 119.2584
N22	.	1.0010 < -120.6995	N58	.	1.0008 < -120.5417	.
N23	0.9736 < -1.6806	1.0027 < -120.6556	N59	.	1.0004 < -120.5481	.
N24	.	0.9782 < 119.3732	N60	0.9810 < -1.3106	0.9990 < -120.5254	0.9817 < 119.0915
N25	0.9729 < -1.7396	1.0032 < -120.6465	N61	0.9810 < -1.3106	0.9990 < -120.5254	0.9817 < 119.0915
N26	0.9726 < -1.7671	.	N62	0.9805 < -1.3251	0.9980 < -120.4900	0.9792 < 119.0891
N27	0.9723 < -1.7857	0.9783 < 119.3927	N63	0.9801 < -1.3279	0.9973 < -120.4730	0.9779 < 119.0873
N28	0.9725 < -1.7676	0.9782 < 119.4026	N64	0.9801 < -1.3338	0.9956 < -120.4235	0.9751 < 119.0697
N29	0.9723 < -1.7901	1.0034 < -120.6444	N65	0.9798 < -1.3768	0.9955 < -120.3633	0.9714 < 119.0819
N30	0.9726 < -1.7937	1.0036 < -120.6376	N66	0.9800 < -1.4018	0.9957 < -120.3359	0.9698 < 119.0799
N31	.	0.9775 < 119.3777	N135	.	1.0023 < -120.6743	.
N32	.	0.9777 < 119.3806	N149	1.0100 < 0.0000	1.0100 < -120.0000	1.0100 < 120.0000
N33	0.9709 < -1.8129	0.9773 < 119.3725	N151	0.9654 < -1.8380	0.9958 < -120.9241	0.9762 < 119.1944
N34	.	0.9889 < 119.4553	N152	.	1.0052 < -120.4149	.
N35	0.9713 < -1.6742	1.0002 < -120.7643	N160	.	0.9990 < -120.5254	.
N36	0.9703 < -1.6955	0.9808 < 119.3928	N250	0.9726 < -1.7937	1.0035 < -120.6254	0.9775 < 119.3777
		0.9998 < -120.8129				

Produção Científica

Durante a realização deste trabalho, um artigo foi aprovado em congresso científico:

- Artigo: Reconfiguração Ótima de Redes de Distribuição – Metodologia e Desafios
- Situação: Artigo apresentado e premiado pelo *III Congreso de Las Americas de Distribución Eléctrica* (CLADE 2016) no dia 05 de outubro de 2016, em Córdoba / Argentina para publicação na revista CIER.

