



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Curso de Engenharia Elétrica - Campus João Monlevade



RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUIDOS

Aluno: Breno Machado Dias
Orientador: Wilington Guerra Zvietcovich

João Monlevade
Agosto de 2018

Breno Machado Dias

RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUIDOS

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

João Monlevade
Agosto de 2018

D541r

Dias, Breno Machado.

Restauração de redes de distribuição de energia elétrica considerando geradores distribuídos [manuscrito] / Breno Machado Dias. - 2018.

88f.: il.: color, tabs.

Orientador: Prof. Dr. Wilingthon Guerra Zvietcovich.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Engenharia elétrica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Otimização Colônia de Formigas. I. Zvietcovich, Wilingthon Guerra. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.311



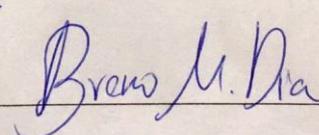
ANEXO II - ATA DE DEFESA

Aos 17 dias do mês de Julho de 2018, às 11 horas, no bloco B-103 deste instituto, foi realizada a defesa de monografia pelo (a) formando (a) **Breno Machado Dias**, sendo a comissão examinadora constituída pelos professores: Thaís de Fátima de Fátima Araújo, Felipe Eduardo Moreira Cota e Wilingthon Guerra Zvietcovich. O (a) candidato (a) apresentou a monografia intitulada: RESTAURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERANDO GERADORES DISTRIBUIDOS. A comissão examinadora deliberou, por unanimidade, pela APROVAÇÃO do(a) candidato(a), com a nota média 8,0, de acordo com a tabela 1. Na forma regulamentar foi lavrada a presente ata que é assinada pelos membros da comissão examinadora e pelo (a) formando(a).

Tabela 1 – Notas de avaliação da banca examinadora

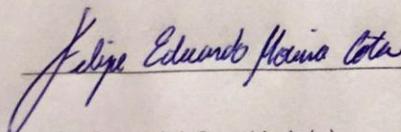
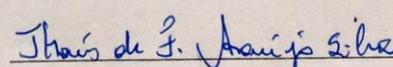
Banca Examinadora	Nota
Profa. Thaís de Fátima de Fátima Araújo	8,0
Prof. Felipe Eduardo Moreira Cota	8,0
Prof. Wilingthon Guerra Zvietcovich	8,0
Média	8,0

João Monlevade, 17 de Julho de 2018.

Professor(a) Orientador(a)

Aluno (a)

Professor(a) Convidado(a)

Professor(a) Convidado(a)

AGRADECIMENTOS

A toda minha família que sempre me apoiou e deu suporte para que eu conseguisse alcançar os meus objetivos durante a graduação. Em especial aos meus avós, meu pai Alessandro que me ajudou a conciliar os estudos com trabalho me tornando mais responsável durante a graduação, a minha mãe Cristiane que sempre me motivou a sempre persistir, aos meus irmãos Isabella, Patrick e Caio. A minha namorada Joyce que sempre esteve ao meu lado, tendo paciência com todo o tempo em que estava ausente por conta dos estudos.

Aos professores no quais durante todo o tempo de graduação me ajudaram de alguma forma a me tornar o que sou hoje. Em especial ao professor Wilingthon que desprendeu do seu tempo para me auxiliar por várias vezes.

A todos os meus amigos que durante todos esses anos me proporcionaram vários bons momentos, os quais me permitiam manter a cabeça em plenitude para seguir firme.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo aplicar a técnica de otimização Algoritmo de Colônia de Formigas ACO ao problema de restauração de redes elétricas. Atualmente com o aumento da dependência dos consumidores da energia elétrica, de um intervalo curto de tempo até um intervalo com longa duração com a falta da mesma pode se tornar um grande prejuízo, tanto para o consumidor quanto para a distribuidora. A restauração tem a finalidade de reduzir estes tempos de reparo e se baseia no princípio de após a ocorrência de uma falta (queda de poste, rompimento da linha, descargas atmosféricas, entre outros), o sistema é isolado causando interrupção de energia em vários consumidores, posteriormente é restabelecido para uma parte de consumidores afetados através do chaveamento de chaves, ou seja, conectados a outros alimentadores. Uma serie de restrições podem ser violadas (sobrecargas de subestações, sobre carregamento d linhas, queda de nível de tensão entre outros). Através da reconfiguração após o restabelecimento deste grupo de consumidores, é possível solucionar estes aspectos. Buscar o menor número de chaveamentos e menores perdas elétricas e respeitando as restrições operacionais (capacidade dos alimentadores, níveis de tensão) mantendo a radialidade da rede entre outros. A técnica ACO é baseada no comportamento de colônias de formigas reais na busca por fontes de alimento, e guiando-se pela sua experiência e a do grupo. Neste trabalho serão simuladas faltas em diferentes locais para o sistema 33 e 70 barras.

Palavras Chave: Restauração de Redes Elétricas, Colônia de Formigas, Otimização, Chaves, Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work aims to apply the optimization technique of Colony Algorithm of Ants ACO to the problem of restoration of electrical networks. Nowadays, with the increasing dependence of consumers on electric power, a few minutes with the lack of it can become a great loss for both the consumer and the distributor. The restoration has the purpose of reducing these times and is based on the principle of after a fault (post drop, line break, atmospheric discharges, among others), the system will be isolated causing the lack of supply to several consumers, the system will carry out switching in order to reduce the number of consumers affected by the fault, searching for the least number of switches and lower electrical losses and respecting the operational restrictions (feeder capacity, voltage levels) while maintaining the network's radiality. The ACO technique is based on the behavior of colonies of real ants in the search for food sources, and guided by their experience and that of the group. In this work will be simulated faults in different places for the system 33 and 70 bars

Key Words: Restoration of Electrical Networks, Ant Colony, Optimization, Switches.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL – Agencia nacional de energia elétrica

ACO - Algoritmo de Colônia de Formigas

BB-BC – Big Bang Big Crunch

CENELEC - European Committe for Eletrctronical Standartdization

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora

DS – Sistema de Distribuição

DSDR – Reconfiguração Dinâmica do Sistema de Distribuição

FEC – Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora

GD – Gerador Distribuído

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

MDGC – Reduções mínima dos geradores distribuídos

MSP – Método de Soma de Potências

NA – Normalmente Aberto

NF – Normalmente Fechado

PCH – Pequenas centrais hidrelétricas

QEE – Qualidade de energia elétrica

SE – Subestação

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Etapas do problema de restauração de redes. Fonte:(Mathias Neto, 2011)	11
Figura 2 - Rede antes da falta e da restauração. Fonte: Autor.....	11
Figura 3 - Rede subdividida em grupos. Fonte: Autor.....	12
Figura 4 - Rede após a reconfiguração. Fonte: Autor.....	13
Figura 5 - Diagrama unifilar do SEP. Fonte: Autor.....	14
Figura 6 - Barra simples de um e dois circuitos de suprimento. Fonte: Autor.....	16
Figura 7 - Barra dupla com dois circuitos de suprimento. Fonte: Autor.....	16
Figura 8 – Estimativa de crescimento da geração distribuída com placas solares. Fonte: ANEEL.....	19
Figura 9 - Modelo de um transformador com ajustes de taps. Fonte:Autor.....	20
Figura 10 - Modelo de linha curta. Fonte: Autor.....	23
Figura 11 - Diagrama fasorial por carga RL.....	23
Figura 12 - Modelo de capacitor shunt. Fonte: Autor.....	24
Figura 13 - Trecho da rede.....	30
Figura 14 - Ponte Binária.....	37
Figura 15 - Formigas escolhendo o caminho livremente.....	37
Figura 16 - Formigas sendo influenciadas pelo ferômonio a escolher um caminho.....	38
Figura 17 - Formigas convergem para a ponte mais curta.....	38
Figura 18 - Sistema 33 Barras com gerador distribuído na barra 14.....	47
Figura 19 - Sistema separado em bloco.....	47
Figura 20 - Reconfiguração do Sistema após a falta e isolamento do bloco.....	48
Figura 21 - 70 Barras com gerador distribuído na barra 9.....	53
Figura 22 - Sistema separado em blocos.....	54

Sumário

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	MOTIVAÇÃO.....	2
1.2	OBJETIVOS	2
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	3
2	RESTAURAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS.....	10
2.1.	INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	10
2.2.	ETAPAS DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DE REDES	10
2.3.	EXEMPLO DE RESTAURAÇÃO	11
3	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	14
3.1.	MODELOS DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	15
3.1.1.	SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	15
3.1.2.1.	HIDROELÉTRICAS	18
3.1.2.2.	ENERGIA EÓLICA	18
3.1.2.3.	ENERGIA SOLAR	19
3.1.3.	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	20
3.1.4.	LINHAS.....	22
3.1.5.	CAPACITORES SHUNT	23
3.1.6.	MODELAGEM DA REDE E DA CARGA	24
3.1.7.	CARGAS DE POTÊNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO.....	25
3.1.8.	CARGAS DE CORRENTE CONSTANTE COM A TENSÃO.....	26
3.1.9.	CARGAS DE IMPEDÂNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO.....	26
3.1.10.	CARGAS CONSTITUÍDAS POR COMPOSIÇÃO DOS MODELOS ANTERIORES.....	27
3.2.	A REPRESENTAÇÃO DA CARGA NO SISTEMA	27
4	FLUXO DE POTÊNCIA.....	28
4.1.	CÁLCULOS DA QUEDA DE TENSÃO EM TRECHOS DA REDE	28
4.2.	ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES RADIAIS	29
4.2.1.	FLUXO DE CARGA PARA REDES RADIAIS	29
4.2.2.	CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO GDs.....	33
5	ALGORITMO DE COLÔNIA DE FORMIGAS.....	37
5.1	TEORIA	37
5.1.1.	REGRA DE TRANSIÇÃO DE ESTADOS.....	38
5.1.2.	DISTRIBUIÇÃO DO FEROMÔNIO	39
5.2.3.	APLICAÇÃO DO ACO AO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO	40

6	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO	42
6.1.	FUNÇÃO OBJETIVO.....	42
6.2.	RESTRICÇÕES.....	43
6.3.	MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO	44
7	RESULTADOS	46
7.1.	SISTEMA 33 BARRAS	47
7.2.	SISTEMA 70 BARRAS	53
8.	CONCLUSÃO	57
	REFERÊNCIAS	58
	ANEXOS.....	61

1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento cada vez maior da sociedade associado ao aumento do consumo de energia elétrica tornou indispensável às empresas que integram o setor elétrico (geração, transmissão e distribuição) uma constante melhoria na qualidade de seus produtos e serviços.

Na sua grande maioria, os sistemas de distribuição são construídos de forma malhada e operados de forma radial, visando facilitar a operação do sistema, e principalmente à operação da proteção, além de diminuir o custo dos equipamentos. A topologia da rede pode ser alterada através da mudança de estado (abertura/fechamento) das chaves seccionadoras do sistema, localizadas em pontos estratégicos. As chaves seccionadoras podem ser utilizadas para isolamento de uma falta, para manutenção ou para reconfiguração.

A reconfiguração do sistema de distribuição é uma tarefa de operação que poderia ser feita em tempo real, capaz de aperfeiçoar a topologia de sistemas modernos (Smart Grid). Os objetivos da reconfiguração do sistema podem incluir os seguintes aspectos: reduzir a perda de energia, melhorar a margem de segurança da tensão, aumentar a confiabilidade, reduzir os custos de manutenção do sistema de distribuição, melhorar índices de Qualidade da Energia Elétrica QEE como o DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) e o FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora), dentre outros aspectos (LI;JAZEBI;LÉON,2016).

A reconfiguração das redes de distribuição representa uma medida de baixo custo e eficiente para melhorar a confiabilidade do sistema de energia elétrica. Inicialmente, a variável a ser otimizada era aquela que representava as perdas técnicas. Com passar dos anos (sistemas mais complexos), novas questões surgiram, como a confiabilidade de sistemas elétricos voltados à QEE que geram uma preocupação ainda maior em um ambiente desregulado (atual funcionamento do mercado elétrico no Brasil) onde se procura a operação ótima dos sistemas visando maior retorno econômico (SADATI;DIZGAH;SEDIGHZADEH,2016).

Pode se utilizar a reconfiguração para o planejamento e também para o controle em tempo real da operação do sistema, sendo que esse controle exige uma resposta rápida. Como exemplo, pode-se citar um caso de uma falta, e conseqüentemente, a restauração do sistema deve ser feita de forma a minimizar o número de consumidores afetados, diminuindo assim também o prejuízo financeiro causado pela falta.

1.1 MOTIVAÇÃO

Nos dias atuais, a energia elétrica se tornou um dos bens mais preciosos, sendo responsável por meios de transporte, comunicação, conforto, entre outros benefícios. Essa importância faz com que uma pequena falta de energia elétrica cause grandes prejuízos. Sendo assim, vários são os estudos para minimizar os efeitos de uma falta visando garantir a QEE, sob ótica da confiabilidade.

Na mesma velocidade em que os avanços vão ocorrendo, a preocupação com o meio ambiente está cada vez maior. Com isso o investimento em energias renováveis (Solar, Eólica, Hídrica, etc.) cresce muito e a introdução dos GDs no sistema de distribuição ocasionam mudanças em vários aspectos nos estudos de operação e expansão da rede de distribuição. Apesar de a inserção desses GDs no sistema de distribuição ser potencialmente vantajosa, vários são os esforços para minimizar os efeitos adversos da inserção dos mesmos na rede.

1.2 OBJETIVOS

Sendo objetivo principal deste trabalho é implementar o ACO para resolver o problema de restauração de redes elétricas. Previamente, construir um modelo matemático baseado na literatura que represente o problema de forma mais próxima à realidade. O modelo deve considerar as seguintes questões: número mínimo de chaveamentos, número mínimo de consumidores afetados pela falta, existência de geradores distribuídos, minimizar as perdas ativas, restrições técnicas (níveis de tensão, capacidade das subestações, capacidade dos cabos).

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura, uma vasta gama de trabalhos tratando de reconfiguração do sistema de distribuição está disponível. Sendo vários os fatores que motivam esses estudos e a incessante vontade de melhoria, como diminuição de custos, número de chaveamentos, inserção de geradores distribuídos no sistema de distribuição, dentre outros aspectos.

Um novo aspecto importante na operação de redes de distribuição é a inserção de fontes renováveis de energia que vem ocorrendo na maioria dos países, com uma taxa crescente. Isto acarreta mudanças em vários aspectos da operação da rede de distribuição, incluindo a reconfiguração do sistema. (LEI et. al.,2017; Mello et. al., 2015)

Devido à sua incerteza e variabilidade, a gerações distribuídas estão criando desafios para as operações do sistema de distribuição. A topologia inicial dos alimentadores pode não ser ideal após a conexão da geração de energia, bem como o fluxo de potência é modificado pela geração distribuída. Com isso, a integração efetiva das GDs nas redes de distribuição torna-se uma questão crítica de eficiência e estabilidade (Lei;Hou;Qiu;Yan,2017;Mello,2015).

Lei, Hou e Qiu (2017) tem como primeiro objetivo a obtenção das chaves críticas no sistema. De acordo com (Chen;Cho, 1993) e (Li;Jazebi;Léon,2016), considerando incertezas de cargas e GDs, o problema é formulado como um modelo robusto de otimização de dois estágios resolvido por um algoritmo de geração de coluna e restrição aninhada.

Em (Ghamsari et. al., 2015), o objetivo é analisar a reconfiguração considerando as horas do dia na presença de recursos energéticos renováveis. Para isso, um modelo matemático é concebido para minimizar as perdas diárias de rede através da aplicação de reconfigurações horárias. O modelo conta com um solucionador MOSEK. As variações da demanda elétrica, bem como as flutuações da geração de

energia renovável durante um dia são levadas em consideração.

Em (Sadati;Dizgha;Sedighzadeh,2016), se utiliza do algoritmo HBB-BC, onde o algoritmo Big Bang-Big Crunch (BB-BC) é modificado pela introdução de um operador de mutação para aprimorar sua capacidade de exploração. Para isso, as capacidades de otimização do algoritmo de Otimização de Nuvem de Partículas (PSO) são usadas para melhorar a capacidade de exploração do algoritmo BB-BC. A abordagem proposta considera a minimização de perda de energia, custos de interrupção e números de comutações.

Segundo (Vasuden;Balaran;Atla,2016) uma das novas mudanças nas configurações de distribuição é o crescimento repentino da GD. Com a crescente integração dos GDs nos níveis de média e baixa tensão, vários benefícios operacionais do sistema são esperados. A redução das perdas do sistema, a melhoria do perfil de tensão e o aprimoramento da confiabilidade são alguns dos benefícios comumente estudados.

O problema de restauração de redes aéreas de distribuição de energia elétrica consiste em se determinar uma estratégia de controle (incluindo uma série de ações de chaveamento) para isolar as áreas do sistema sob faltas permanentes e/ou serviços de manutenção e restaurar o serviço de fornecimento de energia elétrica para as demais áreas através do remanejamento de cargas para alimentadores vizinhos. Procurando sempre contemplar o fornecimento de energia elétrica, com qualidade, para o maior número de cargas possível e tendo que efetuar o menor número possível de ações de chaveamentos. A restauração é feita priorizando as cargas mais importantes. Este problema é de planejamento de curtíssimo prazo e deve ser resolvido praticamente de maneira *on-line*, a fim de atender à necessidade das empresas distribuidoras de energia de atingir os índices de continuidade de serviços impostos pela agência reguladora (Sedano et. al. ; 2005).

A seguir serão ilustrados alguns modelos matemáticos que auxiliaram no modelo proposto.

O primeiro modelo especificado tem como objetivo minimizar as perdas, os

custos de interrupção e número de chaveamentos, utilizando um algoritmo *Hybrid Big Bang-Big Crunch* (HBB-BC).

O algoritmo proposto é uma das ferramentas heurísticas mais recentes e poderosas, que uma alta precisão e fácil implementação, além de possuir uma taxa de convergência ótima.

Para montar a função objetivo do sistema uma das partes mais importantes é minimizar os custos da perda de potência ativa, que é mostrada através da seguinte equação:

$$F_{loss} = \sum_{i=1}^n R_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{|V_i|}; \quad (1)$$

Onde:

i = ramo.

n = número de ramos.

R_i = Resistência do ramo.

P_i = Potência ativa do ramo.

Q_i = Potência reativa do ramo.

V_i = Tensão do ramo.

Com a equação (1) se obtém a equação para o custo da perda de energia:

$$LC = K_e F_{loss}; \quad (2)$$

Onde:

K_e = Custo anual de geração de energia (\$/KWano).

O custo da perda de energia após a reconfiguração possui o valor mínimo, e para o pior caso, é assumido que o custo é equivalente ao custo da configuração inicial.

Para minimizar o custo das interrupções e o número de chaveamentos, a seguinte equação foi utilizada:

$$IC = \sum_{i=1}^n L_i \lambda_i C_i(d_i); \quad (3)$$

Onde:

n = Número de cargas.

L_i = Potência requerida (KW).

λ_i = Taxa de interrupção e manobra de chaveamento.

$C_i(d_i)$ = Função de danos dos consumidores (\$.KW).

d_i = Tempo de interrupção de energia.

O modelo apresenta as seguintes restrições:

- Rede sempre radial.

Uma das restrições mais importantes na reconfiguração do sistema de distribuição é manter a rede sempre radial.

- Limite de corrente nos ramos.

Para a proteção de cabos e alimentadores contra correntes excessivas, sua classificação deve ser considerada.

$$|I_i| \leq I_i^{Max}; \quad i = 1, 2, \dots, N_{br}; \quad (4)$$

Onde:

I_i^{Max} = Corrente máxima em cada ramo;

N_{br} = Número de ramos;

- Limite de tensão nas barras.

$$V_{min} \leq |V_i| \leq V_{max}; \quad \forall i, i \in N_{bus}; \quad (5)$$

Onde:

V_i = Tensão em cada barra;

V_{min} e V_{max} = São as tensões mínimas e máximas respectivamente;

N_{bus} = Número de barras da rede de distribuição;

O segundo modelo tem como objetivo reduzir a influencia dos GDs nas redes, identificando as chaves críticas do sistema, para evitar problemas de qualidade e confiabilidade. A reconfiguração proposta é uma reconfiguração dinâmica e não

estática, além do modelo ser proposto com variáveis inteiras e contínuas.

O modelo possui solução em dois estágios, em conjunto com um pacote de otimização do MatLab contando com dados históricos e uma otimização estocástica e robusta.

O objetivo do modelo de otimização proposto é minimizar a soma dos cortes de GD no DS durante um período de tempo. Correspondendo à estratégia DSDR intra-dia, consideramos as 24 horas de um dia neste trabalho. A função objetivo é considerada como um índice aqui, definida como reduções mínimas do GD (MDGC), para avaliar os interruptores críticos selecionados e o conjunto de opções DSDR intra-dia habilitadas por eles:

$$MDGC = \min \sum_{t \in T} \sum_{i \in N} P_{i,t}^{\sim g} - P_{i,t}^g; \quad (6)$$

Onde:

$P_{i,t}^{\sim g}$ = Potência gerada pelo controle da GD.

$P_{i,t}^g$ = Potência que o gerador precisa.

N = Número de nós.

T = Número de períodos.

Algumas restrições relacionadas com as chaves críticas:

- Número de chaves críticas selecionadas:

Um número fixo de chaves é selecionado para participar da reconfiguração, sendo o número de chaves a ser selecionado é limitado pela equação [7].

$$\sum_{t \in T} Z_l \leq \Pi_{RCS}; \quad (7)$$

Onde:

RCS = Remote-Controlled Switches (Chaves controladas remotamente)

Z_l = Binário. 1 para quando a chave na linha l é selecionada como crítica.

- Dependente do tipo de comutação:

$$\alpha_{l,t} \leq \alpha_l^0 + Z_l \quad l \in L, t \in T; \quad (8)$$

$$\alpha_{l,t} \geq \alpha_l^0 - Z_l \quad l \in L, t \in T; \quad (9)$$

Z_l = se a chave foi selecionada como chave crítica recebe 1 e caso contrário recebe 0.

Quando $Z_l = 0$ e $\alpha_l(1) = 1$ condição inicial se cumpre em 8 e 9 é redundante, chave $\alpha_l(1)$ permanecera fechado durante todo tempo T.

Já quando, $Z_l = 0$ e $\alpha_l(0) = 0$ a chave $\alpha_l(0)$ permanecera aberta durante todo tempo T.

O terceiro modelo tem como objetivo minimizar o número de chaves seccionadoras e melhorar a confiabilidade do sistema. Para isso, são consideradas as seguintes funções objetivo:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_1} S_i; \quad (10)$$

$$\text{Min} \sum_{k=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_1} Pl_i^k; \quad (11)$$

A equação (10) tem como objetivo diminuir o número de chaves da rede, e a equação (11) tem como objetivo minimizar as perdas do sistema.

Foram consideradas as seguintes restrições:

$$V_j^{min} \leq V_j \leq V_j^{max} \quad \forall j \in N_n; \quad (12)$$

$$L_i \leq L_i^{max} \quad \forall i \in N_l; \quad (13)$$

Onde:

N_l = É o número de ramos.

N_n = É o número de nós.

N_s = É o número de cenários para cada sistema testado.

S_i = É a presença da chave na linha 'i'.

$$S_i = \begin{cases} 0, & \text{Linha sem chave} \\ 1, & \text{Linha com chave} \end{cases};$$

Pl_i^k = Perda na linha 'i' de acordo com o cenário 'k'.

V_j = Tensão no nó 'j'.

V_j^{min} = Limite de tensão mínima no nó 'j'.

V_j^{max} = Limite de tensão máximo no nó 'j'.

L_j = Carga na linha 'i'.

L_j^{max} = Carga máxima na linha 'i'.

Para a construção do modelo proposto, foram utilizados alguns conceitos dos modelos mencionados, além das restrições dos mesmos. O modelo proposto se encontra na seção 6 deste trabalho.

2 RESTAURAÇÃO DE REDES ELÉTRICAS

2.1. INTERRUPTÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

As denominadas interrupções no fornecimento de energia elétrica são caracterizadas pela redução da tensão terminal em circuitos a níveis próximos de zero. O valor exato do nível mínimo de tensão em relação à tensão contratada varia entre as entidades reguladoras. Sendo que o *European Committee for Electrotechnical Standardization* (CENELEC) consideram uma interrupção valores de tensão abaixo de 1% da tensão contratada. Já a ANEEL e o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), adotam o valor de 10% abaixo da tensão contratada como sendo uma interrupção. Níveis de tensão superiores aos considerados como interrupção são comumente chamados de afundamentos de tensão.

As interrupções são divididas em seu tempo de duração, podendo ser consideradas interrupções longas ou curtas. As interrupções curtas são aquelas na qual o tempo de interrupção não ultrapassa três minutos. Interrupções com tempo acima de três minutos são consideradas longas.

Interrupções de longa duração não são restabelecidas rapidamente, geralmente demandam algum tipo de intervenção para que o sistema volte a operar. Algumas das causas para as interrupções são:

- Ocorrência de falta, sobrecarga ou variação da frequência do sistema.
- Disparos acidentais decorrentes de avarias, má qualidade ou desgaste natural em partes mecânicas ou elétricas dos dispositivos de proteção.
- Ações por parte do operador do sistema, sendo falha ou retiradas planejadas de um equipamento.

2.2. ETAPAS DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO DE REDES

A partir do momento em que ocorre a interrupção, o dispositivo de proteção a montante do defeito atua, deixando toda a carga a partir daquele ponto sem o fornecimento de energia elétrica. Deve-se então dar início ao procedimento de restauração.

O primeiro passo é a identificação da região afetada pela falha. Esta etapa pode se dar através da utilização de softwares conectados ao sistema SCADA, por meio de reclamações em ligações dos consumidores e até mesmo por meio do

monitoramento da demanda das subestações.

A segunda etapa é a localização da seção exata da falta e isolamento da região. A etapa pode ser realizada através de softwares dedicados ao sistema SCADA, ou até mesmo através da identificação visual, onde uma equipe percorre o local afetado em busca de uma possível causa, como por exemplo, no caso de uma árvore caída na fiação.

A terceira e última etapa do problema consiste em identificar o local afetado, desenvolver uma ou mais propostas de reestabelecimento para o maior número possível de consumidores afetados pela falta.

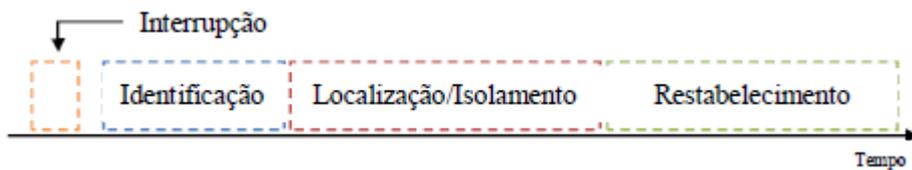


Figura 1 - Etapas do problema de restauração de redes. Fonte:(Mathias Neto, 2011)

2.3. EXEMPLO DE RESTAURAÇÃO

Considerando a rede da Figura 2, podemos observar as chaves de seccionamento e chaves de interconexões, com o objetivo de ilustrar o procedimento da restauração após a ocorrência de uma falta.

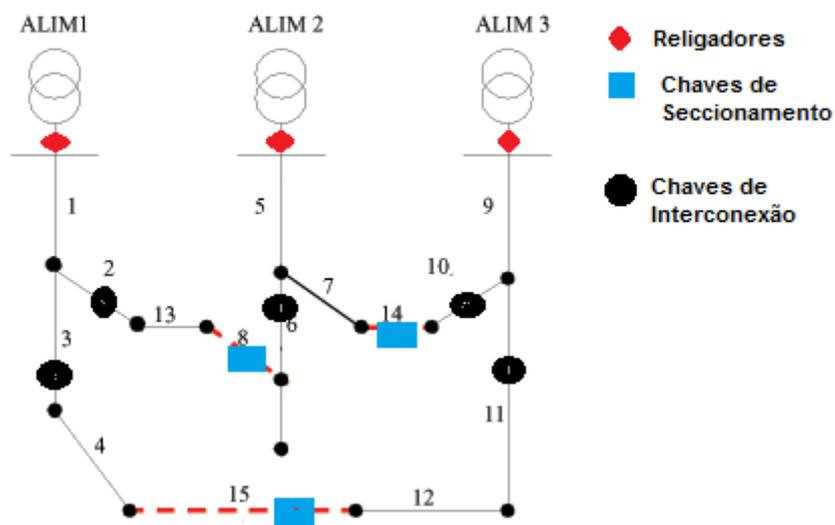


Figura 2 - Rede antes da falta e da restauração. Fonte: Autor.

A rede pode ser subdivida em grupos como na Figura 3, os grupos são os grupos de consumidores que se encontram entre duas chaves do sistema, quando ocorre uma falta em algum ponto desse grupo, todos os consumidores ficam sem o fornecimento de energia.

Para construir a situação, podemos supor um rompimento da linha 1. Ocasionalmente a abertura do religador do alimentador 1, o que provocaria a falta de fornecimento nos blocos 2 e 3. Devido a falta de energia elétrica, os consumidores dessa região entrariam em contato com a distribuidora, ajudando na localização da região da falta. A distribuidora envia seus funcionários ao local para o isolamento da região, e então restaura rede, abrindo as chaves dos ramos 2 e 3 e fechando as chaves dos ramos 8 e 12, transferindo as cargas para os alimentadores 2 e 3. Para a realização da restauração, deve ser feito previamente uma análise dos efeitos das transferências de carga para os alimentadores 2 e 3. Verificando se todas as restrições serão obedecidas. A nova configuração da rede pode ser visualizada na Figura 4.

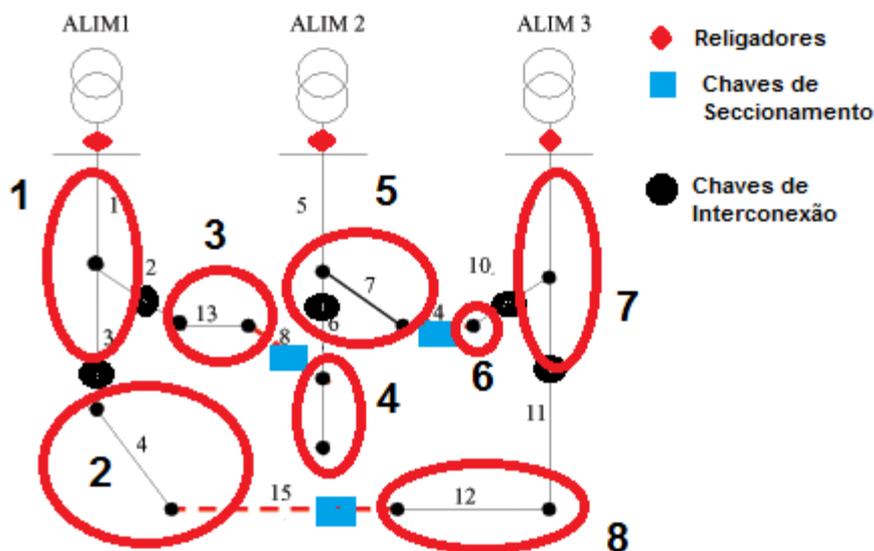


Figura 3 - Rede subdividida em grupos. Fonte: Autor.

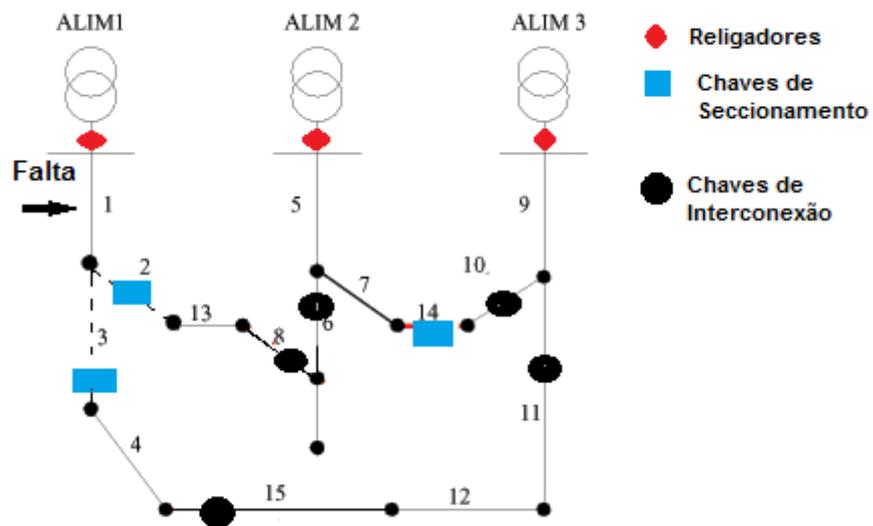


Figura 4 - Rede após a reconfiguração. Fonte: Autor.

3 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os sistemas elétricos de potência podem ser subdivididos nos seguintes blocos:

- Geração, que é responsável por converter alguma forma de energia em energia elétrica;
- Transmissão, que é responsável pelo transporte da energia elétrica dos centros de produção ao de consumo;
- Distribuição, que distribui a energia elétrica recebida do sistema de transmissão aos grandes, médios e pequenos consumidores.

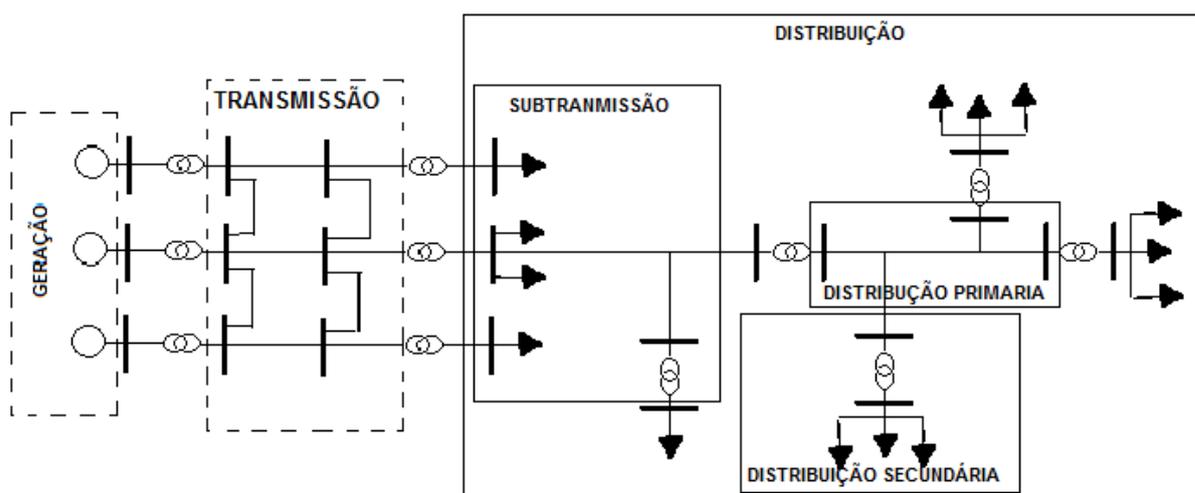


Figura 5 - Diagrama unifilar do SEP. Fonte: Autor.

Neste trabalho o foco será nos sistemas de distribuição, que tem a função de captar a energia em grosso das subestações de subtransmissão e transferi-lá às SEs de distribuição e aos consumidores, através de linhas trifásicas operando em tensões, usualmente, de 138 kV ou 69kV ou, mais raramente, em 34,5kV, com capacidade de transporte de algumas dezenas de MW por circuito, usualmente de 20MW a 150MW. (KAGAN, 2005)

3.1. MODELOS DOS COMPONENTES DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Nesta seção serão discutidos os componentes e seus modelos matemáticos de uma rede de distribuição para um melhor entendimento da análise do fluxo de potência.

3.1.1. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

São supridas pela rede de subtransmissão, responsáveis pela transformação da tensão de subtransmissão para a de distribuição primária.

Em subestações que suprem regiões de baixa densidade de carga, transformador da SE com potência nominal na ordem de 10MVA, é bastante frequente a utilização do arranjo “barra simples”, que pode ter uma linha como suprimento. Ou duas linhas para aumentar a confiabilidade. A confiabilidade quando a SE é suprida por apenas um alimentador é muito baixa, onde com qualquer defeito na subtransmissão, a perda total de suprimento. Para aumentar essa confiabilidade, adota-se a SE de dupla alimentação radial, isto é, a linha de subtransmissão é construída em circuito duplo. Operando com a SE com uma das duas chaves de entrada aberta, havendo a interrupção da linha em serviço, abre-se sua chave de entrada, NF, e fecha-se a chave NA do circuito reserva como pode ser observado na Figura 6 (KAGAN, 2005).

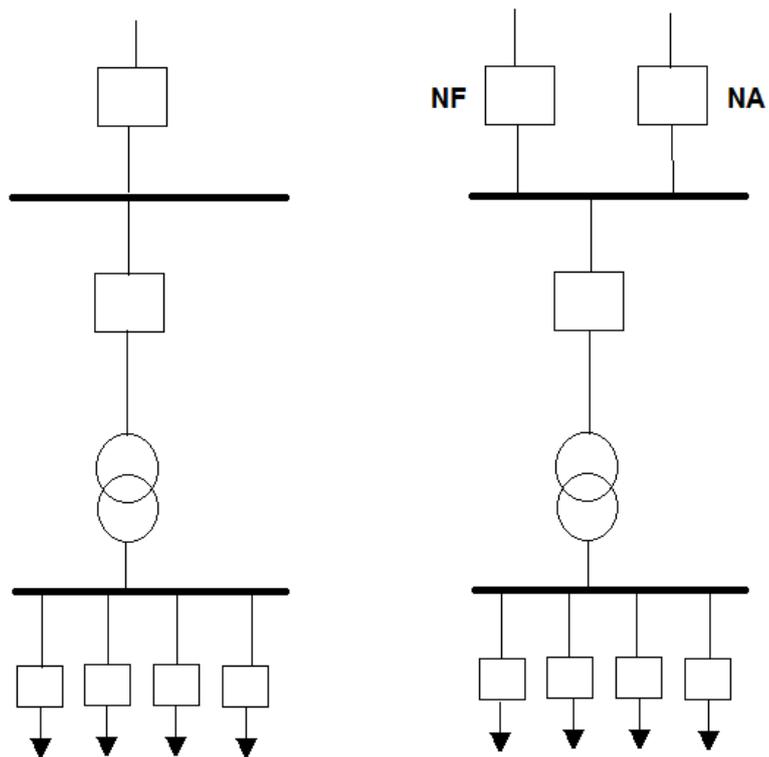


Figura 6 - Barra simples de um e dois circuitos de suprimento. Fonte: Autor.

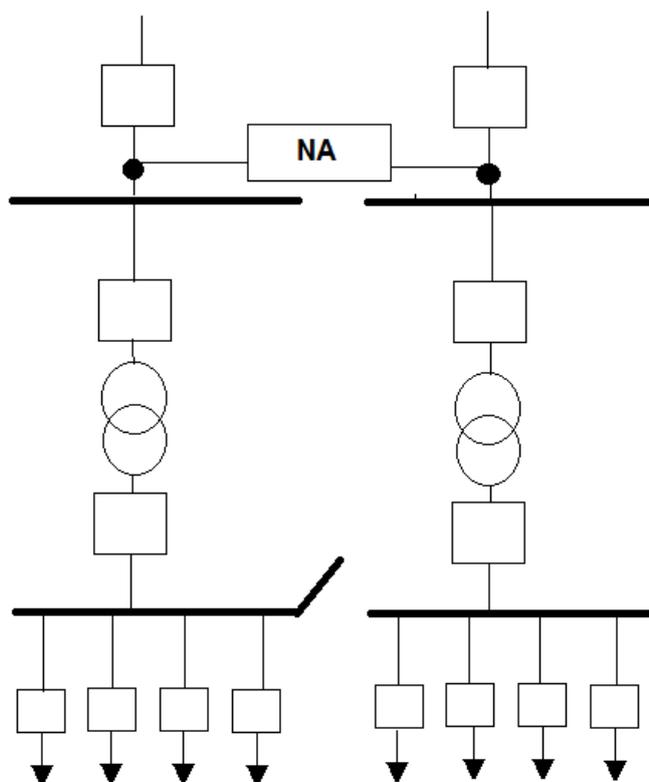


Figura 7 - Barra dupla com dois circuitos de suprimento. Fonte: Autor.

3.1.2. GERAÇÃO DISTRIBUIDA

Como já dito, a busca por fontes energéticas renováveis vem crescendo a cada dia. Com o aumento da exploração desses recursos para a geração de eletricidade se diminuí as opções para novas implantações de fontes de energia elétrica tradicionais. Uma alternativa para essa situação são os GDs que se localizam próximos aos pontos de consumo.

O Brasil possui um grande potencial para energia renovável, devido à geografia e ao clima do país. O país possui na região litorânea um grande potencial para investimento na energia eólica. Como está localizado perto da linha do equador, o clima é favorável para a energia solar. Também tem um potencial hídrico gigante. Mais o país através principalmente da cogeração tem investido também na biomassa. A inserção de GDs no sistema de distribuição já vem acontecendo e se tornará ainda maior no futuro.

As principais fontes de energia, que podem ser utilizadas como GDs são:

- Biomassa;
- Energia Solar;
- PCHs;
- Energia Eólica;
- Maremotrizes;
- Células Combustíveis;
- Biocombustíveis;
- Outras.

3.1.2.1. HIDROELÉTRICAS

Se tratando de GDs estamos considerando apenas as PCHs (pequenas centrais hidrelétricas) que possuem capacidade entre 1MW e 3MW (ANEEL, 2008), e centrais hidrelétricas com capacidades menores.

A produção de energia através de hidroelétricas utiliza do aproveitamento do potencial hidráulico de um rio. Sendo as usinas construídas em rios que possuem um volume de água elevado e desníveis em seu curso.

No cenário mundial as hidroelétricas representam cerca de 20% de toda a produção, sendo o Brasil o país onde é mais utilizado das mesmas, com cerca de 63,5% da energia elétrica proveniente das hidroelétricas.

A eficiência energética é um dos fatores favoráveis, em torno de 83%, tendo o investimento inicial e os custos de manutenção são altos, porém em contrapartida o combustível (água) não gera custos.

3.1.2.2. ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é a energia cinética que existe no vento (massas de ar em movimento) e tem sua origem no aquecimento causado pela energia eletromagnética do sol (energia solar).

A energia cinética do vento normalmente é convertida em energia mecânica por moinhos e cataventos, ou em energia elétrica por turbinas eólicas (ou aerogeradores).

A aplicação da energia eólica em trabalhos mecânicos por moinhos e cataventos, como a moagem de grãos e o bombeamento de água, remonta à origem da utilização dessa fonte de energia pela humanidade, a qual só passou a ser considerada uma alternativa para a geração de energia elétrica a partir da crise do petróleo, na década de 70.

O funcionamento da turbina se dá com o aquecimento das camadas de ar que criam uma variação de gradientes de pressão nas massas de ar, produzindo a energia cinética dos ventos. Essa energia é transformada em energia mecânica através do movimento de rotação das turbinas, que se transforma em energia elétrica por meio de um gerador.

A energia proveniente dos ventos é uma energia limpa e inesgotável, além de não haver custos relacionados à sua matéria prima, diferentemente dos combustíveis fósseis. Apesar de todos os fatores positivos, a energia eólica possui também alguns contras, sendo intermitente (não há como garantir o vento), além de um impacto ambiental negativo sobre a população de aves, e também a população humana devido ao alto ruído das turbinas.

3.1.2.3. ENERGIA SOLAR

Uma das fontes de energia que mais cresce em todo o mundo. No Brasil, a ANEEL fez uma estimativa do crescimento da geração distribuída nos anos de 2015 e 2017, como pode se observar na Figura 8.

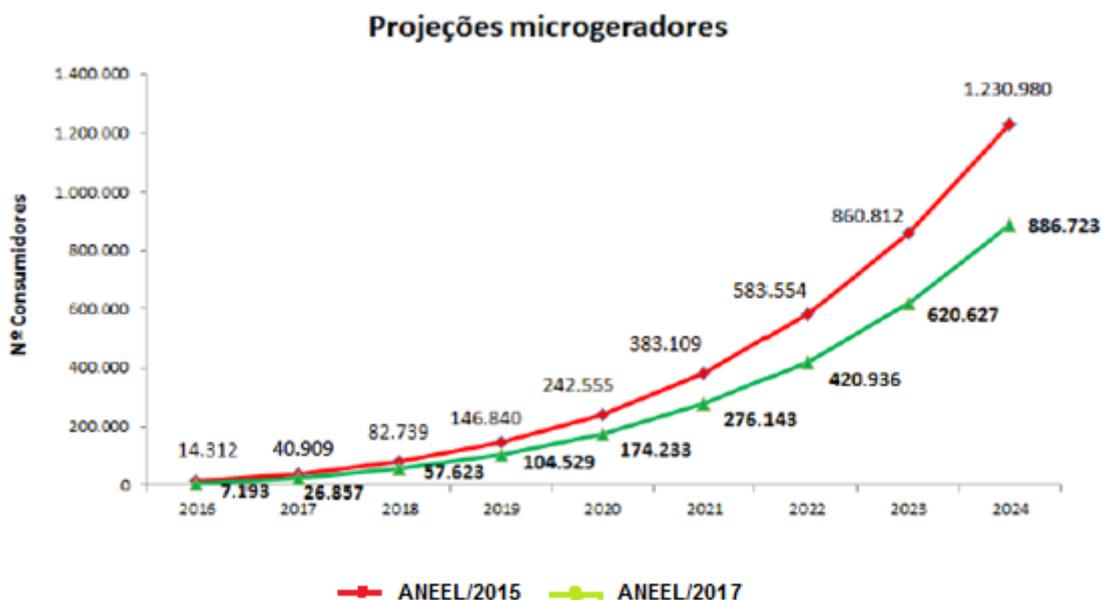


Figura 8 – Estimativa de crescimento da geração distribuída com placas solares. Fonte: ANEEL

Como se pode observar o gráfico aponta uma redução na projeção de novos microgeradores solares. As justificativas dadas pela ANEEL são que a bandeira em 2015 era a vermelha e a atual crise financeira que vive o país, onde os consumidores têm receio de investir em um investimento com o payback maior do que 5 anos. Mesmo com essa redução, o crescimento esperado é muito alto.

A energia fotovoltaica (solar) é uma das mais limpas, além de demandar uma manutenção mínima. O painel solar é formado por um conjunto de células fotovoltaicas, que são constituídas de materiais semicondutores que são capazes de absorver a energia solar. Um exemplo é o silício. No momento em que as partículas de luz solar (fótons), colidem junto aos átomos desses materiais, provocam o deslocamento dos elétrons, gerando a eletricidade.

3.1.3. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores de distribuição são utilizados com o objetivo de reduzir a tensão primária (padronizada em 13.8kV) para a distribuição secundária (padronizada em 380/220V e 220/127V). O lado primário normalmente é equipado de equipamentos de proteção contra descargas atmosféricas e sobrecorrente, já o lado secundário não possui equipamentos de proteção.

A potência dos transformadores no mercado é padronizada, sendo os valores de 10, 15, 30, 45, 75, 112,5 E 150kVA (Kagan, 2005)

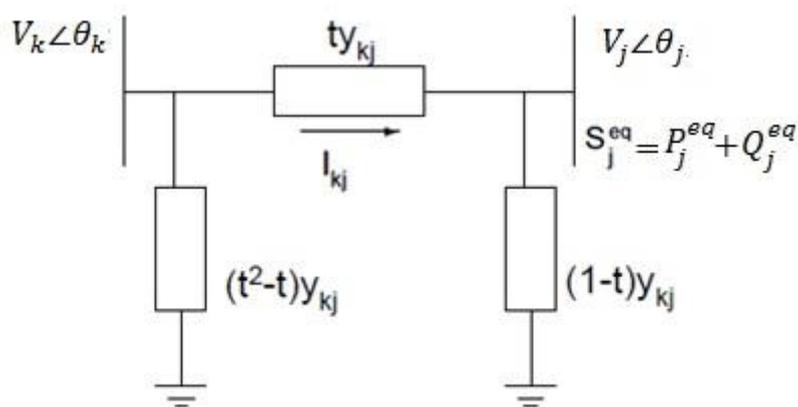


Figura 9 - Modelo de um transformador com ajustes de taps. Fonte: Autor.

Na Figura 9 podemos observar o modelo de um transformador com ajuste de taps para o controle de tensão. A corrente através das barras k e j são:

$$I_{kj} = y_{kj}t^2V_k - y_{kj}tV_j = (g_{kj} + jb_{kj})t^2V_k - (g_{kj} + jb_{kj})tV_j \quad (14)$$

$$I_{jk} = -y_{kj}tV_j + y_{kj}tV_k = -(g_{kj} + jb_{kj})tV_j + (g_{kj} + jb_{kj})V_k \quad (15)$$

Onde:

I_{kj}, I_{jk} = Correntes entre as barras k e j;

y_{kj} = Impedância da linha;

g_{kj}, g_{jk} = Resistência e reatância da linha;

t = Variável do TAP;

V_k, V_j = Tensões nas barras j e k.

Utilizando o modelo da Figura 9 e os parâmetros A, B, C e D (parâmetros de descrição da linha) da equação biquadrática:

$$A|V_j|^4 + B|V_j|^2 + C = 0; \quad (16)$$

É possível efetuar o cálculo da tensão de barra, e a fase da tensão na barra j, utilizando as seguintes equações:

$$A = D = |y_{kj}|^2 = g_{kj}^2 + b_{kj}^2 \quad (17)$$

$$B = 2(P_j^{eq}g_{kj} - Q_j^{eq}b_{kj}) - y_{kj}^2|tV_k|^2 \quad (18)$$

$$C = (P_j^{eq})^2 + (Q_j^{eq})^2 \quad (19)$$

$$\theta_j = \theta_k + \varphi_{kj} + \arctan\left(\frac{Q_j^{eq} - b_{kj}|V_j|^2}{P_j^{eq} - g_{kj}|V_j|^2}\right) \quad (20)$$

Onde:

P_j^{eq}, Q_j^{eq} = Potência ativa e reativa equivalente da barra;

g_{kj}, b_{kj} = Resistência e Reatância da linha;

θ_j, θ_k = Fases das tensões de barra;

Para calcular as perdas, se calcula o fluxo de potência em ambos os sentidos e usando as seguintes expressões:

$$S_{kj} = V_k I_{kj}^* = P_{kj} + jQ_{kj} \quad (21)$$

$$PL_{kj} = P_{kj} + P_{jk} \quad (22)$$

$$QL_{kj} = Q_{kj} + Q_{jk} \quad (23)$$

Onde:

S_{kj} = Potência Aparente;

I_{kj}^* = Conjugado das correntes entre as barras k e j;

P_{kj}, P_{jk} = Potência ativa entre as barras k e j;

Q_{kj}, Q_{jk} = Potência reativa entre as barras k e j;

PL_{kj}, QL_{jk} = Perdas de potência ativa e reativa no transformador.

3.1.4. LINHAS

As linhas servem para levar a energia até os consumidores finais, sejam eles industriais, comerciais ou residenciais. Os consumidores podem estar conectados ao sistema primário ou secundário. O alumínio é utilizado nos fios das linhas atualmente, devido ao custo em relação ao cobre. Na Figura 10 está ilustrado o modelo de linha curta.

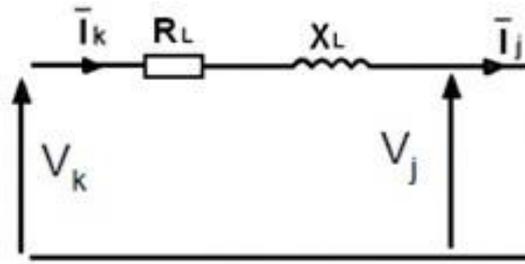


Figura 10 - Modelo de linha curta. Fonte: Autor.

Na Figura 11 é ilustrado o diagrama fasorial considerando que a linha fornece energia a uma carga resistiva – indutiva ($R + jX$).

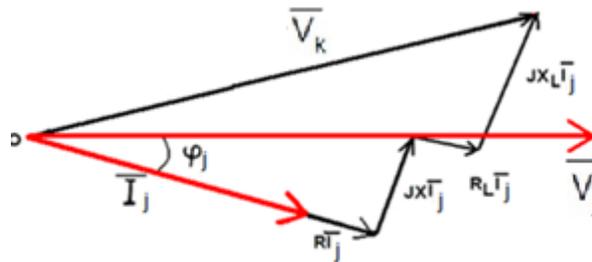


Figura 11 - Diagrama fasorial por carga RL.

Assumindo conhecer o fasor da tensão V_j e a corrente I , para determinar se as variáveis de entrada V_k e φ_k , partindo do diagrama fasorial, temos que:

$$V_k = \sqrt{(V_j \cos \varphi_j + R_L I)^2 + (V_j \sin \varphi_j + X_L I)^2} \quad (24)$$

$$\varphi_k = \arctg \left(\frac{V_j \sin \varphi_j + X_L I}{V_j \cos \varphi_j + R_L I} \right) \quad (25)$$

$$\Delta V = V_k - V_j = (R_L \cos \varphi_j + X_L \sin \varphi_j) I \quad (26)$$

3.1.5. CAPACITORES SHUNT

Os bancos de capacitores servem principalmente para corrigir o fator de potência do sistema, compensando a energia reativa das cargas. O que gera uma melhora no perfil de tensão. Um parâmetro importante é a mudança de fase φ entre

a tensão e a corrente. Através de capacitores é possível mudar o ângulo φ . Os capacitores shunt são representados através de uma susceptância b ligada á referência, como na Figura 12. Sendo a potência ativa injetada na barra pelo capacitor:

$$Q = b|V|^2 \quad (27)$$

Onde:

b = Susceptância;

V = Tensão da barra;

Q =Potência reativa.

Segundo (Kagan, 2005) para o cálculo da potência equivalente da barra, deve se incluir a potência injetada.

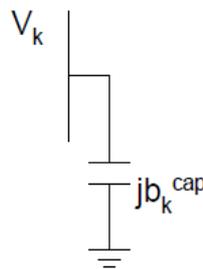


Figura 12 - Modelo de capacitor shunt. Fonte: Autor.

3.1.6. MODELAGEM DA REDE E DA CARGA

- Representação de trechos da rede: O equacionamento das linhas de transmissão é feito através das equações diferenciais da tensão e da corrente ao longo da linha, isto é, para uma porção elementar, da linha.
- Representação de transformadores: Sempre que a relação entre as tensões de base no primário e secundário de um transformador coincida com a relação de suas tensões nominais e que as potências

de base do primário e do secundário sejam iguais, o transformador é representado por sua impedância equivalente.

- Representação da carga em função da tensão de fornecimento: A forma construtiva é o princípio físico de funcionamento em regime permanente senoidal perante variações do nível de tensão de fornecimento. Ou seja, a potência elétrica absorvida por uma carga depende de sua natureza e pode variar em função da tensão a ela aplicada. Existem vários modelos para representação do comportamento da carga em função da tensão aplicada, entre elas:

3.1.7. CARGAS DE POTÊNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO.

O valor das potências ativas e reativas são invariantes com o valor da tensão que supre as cargas, ou seja, potências iguais aos seus valores nominais independentemente da tensão de fornecimento:

$$I_L = \left(\frac{S}{V_n}\right)^* = \frac{|S|}{|V_n|} \angle(\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha \quad (28)$$

Onde:

δ = Angulo da tensão de fase;

θ = Angulo do fator de potência.

α = Angulo resultante;

I_L = Corrente de linha;

S = Potência aparente;

V_n = Tensão nominal.

Ou seja, a corrente absorvida é inversamente proporcional à tensão.

3.1.8. CARGAS DE CORRENTE CONSTANTE COM A TENSÃO.

Neste modelo, considera-se que o módulo das tensões de fase muda a cada instante. Já a corrente é constante. Conseqüentemente o fator de potência da carga é mantido constante. O forno a arco e a lâmpada fluorescente são exemplos desse comportamento. A magnitude da corrente é calculada como:

$$I_L = |I_L| \angle (\delta - \theta) \quad (29)$$

Onde:

δ = Angulo da tensão de fase;

θ = Angulo do fator de potência.

I_L = Corrente de linha;

3.1.9. CARGAS DE IMPEDÂNCIA CONSTANTE COM A TENSÃO.

Neste modelo, considera-se que as tensões de fase mudam a cada instante. Como exemplo, pode-se, citar os capacitores e os equipamentos com aquecimento resistivo, como chuveiros. A impedância é constante e calculada através da seguinte expressão:

$$\frac{1}{Y} = Z = \frac{|V_n|^2}{S^*} = \frac{|V_n|^2}{|S|} \angle \theta = |Z| \angle \theta \quad (30)$$

As correntes de carga são dadas por:

$$I_L = \frac{V_n}{Z} = \frac{|V_n|}{|Z|} \angle (\delta - \theta) = |I_L| \angle \alpha \quad (31)$$

Onde:

Z = Impedância.

δ = Angulo da tensão de fase;
 θ = Angulo do fator de potência.
 α = Angulo resultante;
 I_L = Corrente de linha;
 S = Potência aparente;
 V_n = Tensão nominal.

3.1.10. CARGAS CONSTITUÍDAS POR COMPOSIÇÃO DOS MODELOS ANTERIORES.

Uma carga pode ser modelada atribuindo uma porcentagem de cada um dos três modelos descritos anteriormente. A corrente de linha total atribuída a carga é calculada pela soma dos três componentes:

$$I_L = aI_L^P + bI_L^Z + cI_L^I \quad (32)$$

Onde:

$$0 \leq a, b, c \leq 1 \quad a + b + c = 1$$

3.2. A REPRESENTAÇÃO DA CARGA NO SISTEMA

- Carga concentrada e carga uniformemente distribuída: é usual concentrar-se a carga em barras da rede ou, ainda, considerar-se a carga distribuída ao longo do trecho considerado.
- Carga representada por sua demanda máxima: A determinação da demanda máxima de um consumidor é feita a partir da energia consumida num determinado intervalo de tempo e de uma estimativa do fator de carga, avaliado em função de seu consumo ou do tipo de atividade desenvolvida.

- Carga representada por curvas de carga típicas: Baseia-se no fato que curvas típicas de carga podem representar os hábitos de consumo de determinadas classes de consumidores, classificados por faixas de consumo ou por ramos de atividade.

4 FLUXO DE POTÊNCIA

O estudo do fluxo de potência permite estimar o estado de operação da rede elétrica e tem por finalidade (Kagan, 2005):

- Determinar as tensões nas barras de rede, permitindo a verificação do atendimento aos níveis de tensão tecnicamente corretos.
- Determinar as correntes, e as potências, que fluem pelos trechos da rede, permitindo a verificação da obediência aos seus limites de carregamento.
- Calcular as perdas, em termos de potência e de energia, permitindo, da comparação com a demanda e energia das cargas, definir se a necessidade de realização de novos estudos visando se alcançar uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico.
- Calcular os desequilíbrios de corrente e tensão para aquelas redes assimétricas (com cargas desequilibradas), avaliando-se, a partir desses valores, a necessidade de realização de estudos para a condução dos desequilíbrios a valores tecnicamente aceitáveis.
- Introduzir cargas não lineares na rede elétrica e avaliar a distorção harmônica originada da injeção de harmônicas em barras específicas.

4.1. CÁLCULOS DA QUEDA DE TENSÃO EM TRECHOS DA REDE

- A rede trifásica é simétrica, suprida por trifásico com sequência de fase direta e com carga trifásica equilibrada ligada entre os terminais de fase e o neutro. Isto é, o trecho de rede é representável por seu circuito equivalente monofásico sem mútuas.

- A rede trifásica é simétrica, porém, a carga do trecho de rede, suprida entre os terminais de fase e o neutro é trifásica desequilibrada, ou, ainda, bifásica ou monofásica.
- A rede é trifásica assimétrica e a carga do trecho, suprida entre os terminais de fase e o neutro, é trifásica equilibrada ou desequilibrada ou, ainda, bifásica ou monofásica.

4.2. ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES RADIAIS

Uma vez fixada a topologia da rede devem ser fornecidos os dados elétricos referentes a cada um dos elementos. Tais dados podem ser subdivididos em dados de barras e dados de trechos.

As barras podem ser classificadas como:

- Barras de tensão controlada.
- Barras de cargas.
- Barras de passagem.

Por outro lado, os trechos da rede, que são identificados por suas barras extremas, têm como característica básica o seu comprimento, a seção dos cabos e sua configuração geométrica no poste.

4.2.1. FLUXO DE CARGA PARA REDES RADIAIS

O cálculo do Fluxo de Carga em redes elétricas consiste em determinar o estado de operação da uma rede elétrica; ou seja, determinar a magnitude e ângulo das tensões nas barras, os fluxos de potência nas linhas e as perdas elétricas. São vários os métodos para o cálculo destas grandezas, sendo o método de Newton Raphson o mais usual. Apesar desse método ter uma grande aplicação em redes de transmissão, apresentam deficiência quando aplicado em redes de distribuição, por conta do sistema radial das redes de distribuição. O problema é a dificuldade de convergência. Os valores da matriz Jacobiana do método são em sua maioria zeros, o que leva a um esforço computacional elevado.

Para o cálculo do fluxo em redes radiais, podemos utilizar o método de soma de potências MSP, que assume que as cargas são modeladas como potência constante. Ou seja, todas as barras que possuem cargas são consideradas barras tipo PQ (Palma et al. 2010).

Antes de iniciar o processo de cálculo iterativo, é necessário inicializar as tensões em todas as barras, com valores iguais à barra de referência (subestação), para em seguida iniciar o processo iterativo, que consiste em duas etapas. A primeira etapa chamada inversa consiste no acúmulo das potências partindo das barras extremas em direção à raiz (subestação) e estimando o fluxo de potência nos trechos; A segunda etapa chamada direta consiste na correção das tensões nas barras, partindo da subestação em direção das barras terminais.

- **Etapa 1: Cálculo da carga equivalente - Operação Backward**

Este processo inicia nas barras finais e termina na barra de referência. Consiste em acumular as cargas nas barras (soma de cargas à jusante) e calcular os fluxos de potência nos trechos, assim como as perdas ativas dos trechos.

Na Figura 12 são mostradas duas barras de um sistema de distribuição radial.

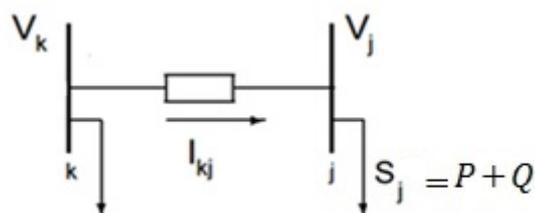


Figura 13 - Trecho da rede.

As expressões matemáticas utilizadas para o cálculo de perdas nos trechos são detalhadas a seguir:

$$I_{kj} = \frac{P - jQ}{V_{jr} - jV_{ji}} \rightarrow I_{kj}^2 = \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (33)$$

Onde:

I_{kj} = Corrente no trecho kj;

P, Q = Potência ativa e reativa equivalente da barra j;

V_{jr}, V_{ji} = Parte real e imaginária da tensão na barra j;

V_j = Tensão na barra j.

Pode se obter as perdas ativas e reativas, expressas das seguintes expressões:

$$P_{kjp} = I_{kj}^2 r_{kj} = r_{kj} \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (34)$$

$$Q_{kjp} = I_{kj}^2 x_{kj} = x_{kj} \frac{P^2 + Q^2}{V_j^2} \quad (35)$$

Onde:

P_{kjp}, Q_{kjp} = Perdas de potência ativa e reativa no trecho kj;

r_{kj}, x_{kj} = Resistência e reatância do trecho kj.

A Operação Forward determina os valores estimados das tensões das barras e as perdas em todos os circuitos do sistema elétrico a partir da subestação.

- **Etapa 2: Atualização da tensão de barra**

Este processo inicia na barra de referência (subestação) e termina nas barras finais. Consiste em atualizar os valores das tensões em todas as barras exceto nas barras onde tem GDs. Para o trecho ilustrado na Figura 13 é calculada a corrente no trecho kj através da seguinte expressão:

$$I_{kj} = \frac{V_k - V_j}{r_{kj} + jx_{kj}} \quad (36)$$

Sendo também:

$$I_{kj}^* = \frac{P-jQ}{V_{jr}-jV_{ji}} \quad (37)$$

Em seguida, é calculada a tensão na barra m, através da seguinte equação quadrática:

$$V_j^4 + (r_{kj}P + x_{kj}Q) - V_k^2]V_j^2 + (P^2 + Q^2)(r_{kj}^2 + x_{kj}^2) = 0 \quad (38)$$

Onde:

I_{kj}^* = Conjugado da corrente no trecho kj;

V_k = Tensão na barra k.

A solução da Equação 38 é simples de calcular, pois ela é reduzível a uma de segundo ordem aplicando a mudança de variável $y = V_m^2$, e considerando somente a solução positiva.

O algoritmo passo a passo deste método é detalhado a seguir (Brandini (2000)):

1. Inicializar os valores de tensão nas barras como sendo igual ao da barra de referencia (subestação), $V_k = V_{ref} + j0$ para todas as barras do sistema, o valor de tolerância ε . Considerar a somatória das perdas ativas e reativas aproximadas $P_{per1} = 0$;

2. Operação Backward:

A partir das barras finais calcular as cargas equivalentes de todas as barras, somando as cargas à jusante e adicionando as perdas. As perdas são calculadas através das Equações 33 e 34;

Se $|P_{per2} - P_{per1}| < \varepsilon$, significa que o processo convergiu, caso contrario o processo continua.

Onde:

P_{per2}, P_{per1} = Perdas de Potencia ativa antes (1) e depois (2) a Operação Backward;

3. Operação Forward:

Iniciando da barra de referência subestação, é calculada as tensões em todas as barras utilizando a Equação 38;

4. Utilizando os novos valores de tensão e as Equações 34 e 35 são encontrados os novos valores de perdas ativas e reativas. Calcular as perdas totais como somatória das perdas, P_{per2} .

4.2.2. CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONSIDERANDO GDs

Através do MSP, foi desenvolvido um método para solucionar o problema do fluxo de potência com a presença de GDs na rede elétrica. O método faz um ajuste da tensão na barras com GDs através da injeção de potência reativa na mesma barra. Esta injeção de potência reativa é gerada pelo próprio GD.

Na prática, este é um problema de otimização, que tem como objetivo minimizar a diferença entre a tensão especificada (barra PV) e a tensão calculada através do método.

Este ajuste é iterativo e utiliza de variáveis de controle, necessários para a identificação das condições de operação da rede elétrica. Mantendo as variáveis de controle u inalteradas durante uma iteração e, entre as iterações, as mesmas são reajustadas para assegurar que as variáveis controladas z se aproximem aos respectivos valores especificados z^{esp} . De acordo com Monticelli (1982), o ajuste das variáveis de controle u é feito por meio de um valor Δu proporcional ao erro Δz entre os valores especificados e calculados da variável de controle:

$$\Delta u = \alpha \Delta z = \alpha(z^{esp} - z^{calc}) \quad (39)$$

Onde:

Δu = Ajuste das variáveis de controle u ;

z^{esp}, z^{calc} = Valor especificado e calculado das variáveis controladas z ;

Δz = Erro entre os valores especificados e calculados da variável de controle z ;

α = Relação de sensibilidade entre u e z .

Este tipo de controle, no entanto, prevê restrições que devem ser incorporados dentro do problema de fluxo de potência, sendo estas, a quantidade máxima de potência reativa que pode ser fornecida e absorvida por um GD.

Como já mencionado, as barras onde tem GDs são tratadas como barras PV, nas quais se deve introduzir o ajuste do perfil de tensão no processo do MSP. Portanto, dada uma genérica barra k com GD, a variável de controle u será a injeção de potência reativa líquida na mesma barra Q_k^{liq} e a variável controlada z será a magnitude da tensão especificada na mesma barra V_k^{esp} . Por conseguinte, em cada iteração, a potência reativa líquida é usada para o cálculo da magnitude do perfil de tensão da barra V_k^{calc} , e, em seguida, esta é corrigida de acordo com a lei:

$$Q_k^{liq,(i+1)} = Q_k^{liq,(i)} + \alpha^{(i)}(V_k^{esp} - V_k^{calc,(i)}) \quad (40)$$

Onde:

$Q_k^{liq,(i+1)}, Q_k^{liq,(i)}$ = Potência reativa líquida na barra k nas iterações $i+1$ e i ;

$\alpha^{(i)}$ = Relação de sensibilidade entre u e z na iteração i ;

V_k^{esp} = Magnitude da tensão especificada na barra k ;

$V_k^{calc,(i)}$ = Magnitude do perfil de tensão da barra k ;

Este processo é repetido até que a diferença entre a magnitude da tensão especificada e da magnitude da tensão calculada é menor do que uma tolerância especificada. Além disso, o valor do resultado da diferença (acima mencionada) fornece orientação sobre as medidas a tomar:

- $\Delta V > 0$ Aumentar a produção ou diminuir a absorção de potência reativa.
- $\Delta V < 0$ Diminuir a produção ou aumentar a absorção de potência reativa.

Com base no resultado obtido no processo acima, é possível calcular a potência reativa gerada do GD na barra por meio da seguinte fórmula:

$$Q_k^G = Q_k^{liq,final} + Q_k^C \quad (41)$$

Onde:

Q_k^C = Potência reativa consumida na barra k;

$Q_k^{liq,final}$ = Potência reativa líquida na barra k na última iteração;

Q_k^G = Potência reativa gerada do GD na barra k.

A relação de sensibilidade α foi escolhida de acordo com Palma et al. (2010):

$$\alpha = \frac{w^{(i)} S_k^{liq,(i)}}{V_k^{esp}} \quad (42)$$

Onde:

α = Fator de sensibilidade;

$w^{(i)}$ = Peso inercial da relação de sensibilidade na iteração i;

$S_k^{liq,(i)}$ = Potência aparente líquida na barra k e na iteração i;

Em conclusão, a injeção de potência reativa líquida é calculada pela seguinte fórmula:

$$Q_k^{liq,(i+1)} = Q_k^{liq,(i)} + \frac{w^{(i)} S_k^{liq,(i)}}{V_k^{esp}} (V_k^{esp} - V_k^{calc,(i)}) \quad (43)$$

Para não esquecer o fato de que a injeção de potência reativa líquida acima referida é limitada, como se segue:

$$Q_k^{G,min} - Q_k^C \leq Q_k^{liq,(i)} \leq Q_k^{G,max} - Q_k^C \quad (44)$$

Onde:

$Q_k^{G,min}$, $Q_k^{G,max}$ = Limites mínimo e máximo de potência reativa gerada na barra k;

Caso a potência reativa líquida gerada fica fora do limite, é automaticamente substituído pelo valor-limite.

Se o número de iterações excede o valor limite, o ajuste da tensão na barra não foi possível, e o GD comportou-se como uma barra PQ.

O processo para o ajuste de tensão é detalhado a seguir:

1. Leitura dos dados e condições iniciais, definição das tensões dos nós.
Fixar o valor de tolerância ε , o valor inicial das injeções líquidas de potência reativas das barras PV dado pela seguinte formula:

$$Q_k^{liq,(0)} = 0.5 \text{ rand } P_k^{esp} \quad (45)$$

Onde:

$\text{rand} \in [0,1]$;

P_k^{esp} = Potência ativa especificada na barra k;

$Q_k^{liq,(0)}$ = Valor inicial das injeções líquidas de potência reativa das barras PV.

2. Determinação das tensões especificadas $V_k^{esp,(i)}$ nas barras PV por meio do metodo MSP;
3. Se $\Delta V = \left| V_k^{esp,(i)} - V_k^{calc,(i)} \right| \leq \varepsilon$, parar o processo porque foi atingida a convergencia. Se não for assim, corrigir as injeções líquidas de potência reativa das barras PV através da Equação 43;
4. Controle dos limites da injeção de potência reativa líquida nas barras PV através da Equação 44.

5 ALGORITMO DE COLÔNIA DE FORMIGAS

5.1 TEORIA

A técnica de Otimização por Colônia de Formigas (ACO: Ant Colony Optimization) desenvolvida por Dorigo e Gambardella em 1997, foi inspirada no comportamento biológico das formigas em busca de alimento.

Muitas espécies de formigas são quase cegas e a comunicação delas é feita através dos feromônios. Ao caminhar as formigas vão depositando no caminho o feromônio, formando assim uma trilha. Utilizando-se do olfato, as formigas escolhem, o caminho com a maior quantidade de feromônio.

Denebourg et al., 1990 realizou o experimento da ponte binária Figura 14 para estudar o comportamento das formigas. No início ainda não há feromônio nas trilhas, e as formigas escolhem livremente o caminho no qual desejam percorrer Figura 15. Com o passar do tempo uma das pontes terá mais feromônio do que a outra, atraindo assim mais formigas, até que todas passem a percorrer o mesmo caminho, como pode ser visto na Figura 16.

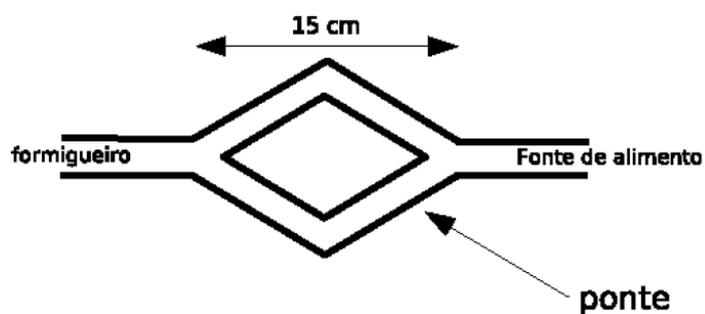


Figura 14 - Ponte Binária.

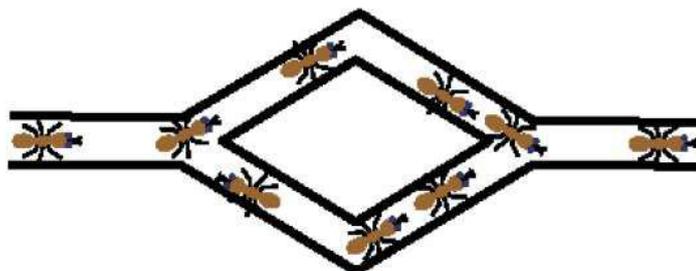


Figura 15 - Formigas escolhendo o caminho livremente.

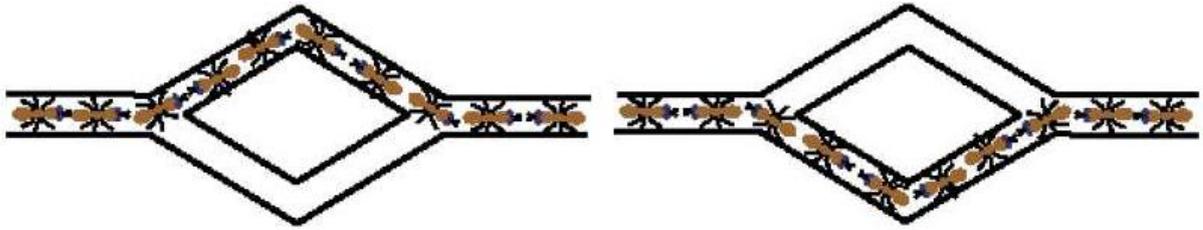


Figura 16 - Formigas sendo influenciadas pelo ferômonio a escolher um caminho.

Caso o tamanho das pontes utilizadas seja diferente, as formigas irão convergir para a ponte mais curta, pois o caminho é percorrido em menos tempo, logo mais formigas atravessam por ele, aumentando assim o ferômonio depositado na trilha.

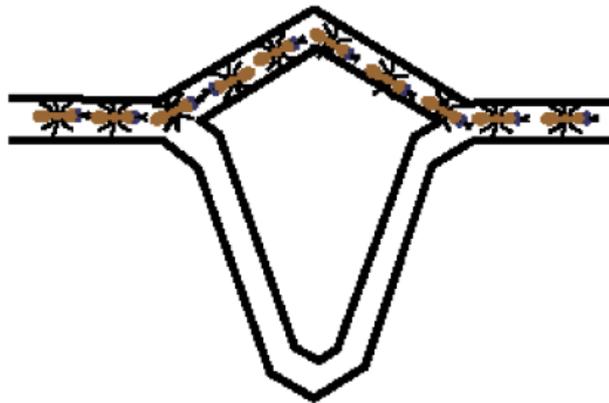


Figura 17 - Formigas convergem para a ponte mais curta.

O método ACO proposto para solucionar o problema do caixeiro viajante (Dorigo; Gambardella, 1997), tem como característica atualizar o feromônio ao final de solução de cada formiga, os menores caminhos possuem maiores concentrações de feromônio, e terão grandes chances de serem selecionados.

5.1.1. REGRA DE TRANSIÇÃO DE ESTADOS

Durante o problema de restauração de redes elétricas de distribuição, está regra que determina a próxima chave a ser comutada pela formiga. Sabendo que

essa escolha deve ser probabilística, um agente k , que se encontra em uma determinada ligação, possui a probabilidade P_Z^k de visitar uma ligação z .

$$P_Z^k = f(x) \begin{cases} \frac{\tau_z^\alpha \eta_z^\beta}{\sum_{l \in \psi} \tau_l^\alpha \eta_l^\beta} & , \text{ se } z \in \psi \\ 0, & \text{ se } z \notin \psi \end{cases} \quad (46)$$

Onde:

ψ = Conjunto de chaves que podem ser visitadas pelo agente k ;

τ_z = Quantidade de feromônio relacionada á abertura/fechamento da chave z ;

η_z = Informação heurística;

α e β = Pesos atribuídos ao feromônio e a informação heurística.

5.1.2. DISTRIBUIÇÃO DO FEROMÔNIO

O método possui de formas de atualização do feromônio, local e global. A atualização do feromônio local é realizada assim que a formiga realiza a ação de abertura/fechamento de uma chave. Desta forma a formiga remove certa quantidade de feromônio, de acordo com a seguinte equação:

$$\tau_z \leftarrow (1 - \varphi)\tau_z + \varphi\tau_0 \quad (47)$$

Onde:

φ = Coeficiente de decaimento do feromônio;

τ_0 = Quantidade inicial de feromônio.

A atualização global é efetuada assim que a formiga encontra uma solução, e pode ser descrita por:

$$\tau_z = \begin{cases} (1 - p)\tau_z + p\Delta\tau_z, & \text{se } (z) \text{ melhor rota;} \\ \tau_z, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (48)$$

$\Delta\tau_z$ representa o depósito de feromônios de todas as formigas na ligação z , e pode ser expresso pela equação:

$$\Delta\tau_z = \sum_{k=l}^m \Delta\tau_k(z) \quad (49)$$

$$\Delta\tau_z(z) = \begin{cases} \frac{Q}{L_k}, & \text{se } k \in \text{a rota da formiga } k; \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (50)$$

Onde:

m = Quantidade de formigas;

Q = Constante do peso para o depósito de feromônios;

L_k = Comprimento da rota da k -ésima formiga.

5.2.3. APLICAÇÃO DO ACO AO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO

Neste item será ilustrado o processo de otimização através do ACS, sendo esse subdividido em duas etapas

.

Etapa 1:

A primeira etapa consiste em construir o vetor Feromônio, a estratégia de seleção dos caminhos/chaves para a construção das seleções será aleatória, dividindo se nos seguintes passos:

1. Construção do Vetor Feromônio e Cálculo do fluxo de potência

Constrói se uma lista de com as chaves manobráveis do sistema que devem ser consideradas no processo de otimização. Inicialmente todas as chaves são consideradas fechadas. No início, todas as chaves terão rastro de feromônio igual a zero.

O cálculo do fluxo de potência irá fornecer as correntes e as perdas em todos os ramos do sistema.

2. Abertura da chave selecionada e Atualização do vetor Feromônio

Da lista com as chaves, são escolhidas aleatoriamente as chaves a serem abertas de modo a tornar a rede radial. Obtendo a rede radial, deposita-se o rastro de feromônio utilizando a Equação (49). A chave escolhida será desconsiderada do banco de dados e o processo será feito até encontrar um sistema com configuração radial. O processo seguirá para as formigas seguintes, utilizando a Equação (48) para atualização até completar o número de formigas da população.

Etapa 2:

Para esta etapa considera-se a utilização do vetor feromônio.

1. Evaporação do Vetor Feromônio e Cálculo do fluxo de potência

Após a construção do vetor feromônio na primeira etapa, é dado início ao processo de otimização. Onde é feita a evaporação offline através da taxa de redução para todas as chaves.

2. Abertura da chave selecionada e Atualização online do vetor Feromônio

Para a construção de cada solução será determinada a chave que será aberta. As chaves manobráveis terão um valor probabilístico determinado pelas perdas respectivas. Depois de aberta uma chave para cada um dos indivíduos, é feita a atualização online do vetor feromônio.

O processo termina quando todas as formigas encontram a mesma solução ou, o número de iterações alcança o máximo pré-definido.

6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE RESTAURAÇÃO

A restauração pode ser definida como reestabelecer o máximo de cargas que estão fora de serviço, no menor intervalo de tempo possível. Para isso, o sistema deverá continuar mantendo valores adequados dos índices de QEE e evitar que novas interrupções devido a sobrecarga do sistema aconteçam, enquanto são efetuados os reparos na rede.

As perdas não serão um alvo de otimização no problema, uma vez que após a manutenção da rede, ela deve retornar à configuração original.

O tempo para o restabelecimento do sistema é um dos objetivos a ser considerado. Em (Mori, Furuta, 2005), como em grande parte dos trabalhos acerca deste assunto, o objetivo é caracterizado pelo número de chaveamentos.

6.1. FUNÇÃO OBJETIVO

- Minimizar o número de consumidores fora de serviço:

$$\text{Min} \sum C_l * \bar{X}_l; \quad (51)$$

Onde:

C_l = Número de consumidores presentes na seção l ;

\bar{X}_l = Variável de estado da seção, onde $\bar{X}_l = 0$ caso a seção estiver energizada, e $\bar{X}_l = 1$ caso contrário.

- Minimizar o número de chaveamentos para restaurar a rede:

$$\text{Min} \sum |\overline{SW}_l - \overline{SW}_l^0|; \quad (52)$$

Em que \overline{SW}_l e \overline{SW}_l^0 são os estados atual e inicial da chave i , respectivamente.

6.2. RESTRIÇÕES

- O nível máximo de fluxo nos equipamentos e/ou condutores deve ser mantido abaixo do seu limite operacional:

$$I_j^t \leq I_j^{MAX}; \quad (53)$$

Onde:

I_j^{MAX} = É a corrente máxima do equipamento ou condutor j da rede.

I_j^t = Fluxo de corrente que percorre o dispositivo durante o período t após a restauração.

- O nível máximo de fluxo de potência nos transformadores da subestação deve ser mantido abaixo do seu limite operacional:

$$S_T^t \leq S_T^{MAX}; \quad (54)$$

Onde:

S_T^{MAX} = É a potência máxima do transformador T da subestação.

S_T^t = Fluxo de corrente que percorre o transformador durante o período t após a restauração.

- Os níveis da magnitude de tensão em regime permanente em todo sistema devem estar dentro de faixas aceitáveis pelos órgãos reguladores:

$$V^{MIN} \leq V_k^t \leq V^{MAX}; \quad (55)$$

Onde:

V^{MIN} = É a tensão mínima do sistema de distribuição.

V^{MAX} = É a tensão máxima do sistema de distribuição.

V_k^t = Nível de tensão em um ponto k da rede durante o período t após a restauração.

- A potência ativa fornecida pelos geradores distribuídos deve ser mantida dentro de seus limites operacionais:

$$P_g^{MIN} \leq P_g^t \leq P_g^{MAX}; \quad (56)$$

Onde:

P_g^{MIN} = É a potência mínima fornecida pelo gerador g.

P_g^{MAX} = É a potência máxima fornecida pelo gerador g.

P_g^t = Potência fornecida pelo gerador g durante o período t após a restauração.

- O fator de potência dos geradores distribuídos deve ser mantido dentro de seus limites operacionais:

$$\cos(\phi)_g^{MIN} \leq \cos(\phi)_g^t \leq \cos(\phi)_g^{MAX}; \quad (57)$$

Onde:

$\cos(\phi)_g^{MIN}$ = É o fator de potência mínima fornecida pelo gerador g.

$\cos(\phi)_g^{MAX}$ = É o fator de potência máxima fornecida pelo gerador g.

$\cos(\phi)_g^t$ = Fator de potência do gerador g durante o período t após a restauração.

- A configuração da rede deve se manter sempre radial.

6.3. MODELO MATEMÁTICO PROPOSTO

A restauração de redes de distribuição de energia elétrica é formulada como o seguinte problema de programação biobjetivo.

$$\min \left(\sum_{l=1}^{nsec} C_l * \bar{X}_l; \sum_{i=1}^{ns} |\overline{SW}_i - \overline{SW}_i^0| \right) \quad (58)$$

Levando em consideração:

$$I_j^t \leq I_j^{MAX} \quad j = 1, 2, \dots, nr$$

$$S_T^t \leq S_T^{MAX} \quad T = 1, 2, \dots, ntse$$

$$V^{MIN} \leq V_k^t \leq V^{MAX} \quad k = 1, 2, \dots, nb$$

$$P_g^{MIN} \leq P_g^t \leq P_g^{MAX};$$

$$\cos(\phi)_g^{MIN} \leq \cos(\phi)_g^t \leq \cos(\phi)_g^{MAX}; \quad g = 1, 2, \dots, ng$$

Radialidade do sistema de distribuição.

Onde:

nsec = Número de seções presentes no sistema;
 C_i = Número de consumidores presentes na seção i ;
 X_i = Variável de estado da seção ;
 ns = Número de chaves presentes no sistema;
 SW_i^0 = Variável de estado inicial da chave i ;
 SW_i = Variável de estado da chave i ;
 nr = Número de ramos presentes no sistema;
 ntse = Número de transformadores de subestação presentes no sistema;
 nb = Número de barras presentes no sistema;
 ng = Número de geradores distribuídos presentes no sistema.

sistema;

7 RESULTADOS

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para dois sistemas, o primeiro de 33 barras do IEEE e o segundo maior de 70 barras do IEEE com dados disponíveis em anexo. A metodologia foi implementada no MatLab® R2015b utilizando um PC Samsung RV415, com Processador AMD e Sistema Operacional Windows 7 32bits.

Foram feitas simulações de faltas permanentes em diferentes pontos da rede elétrica, os quais pertencem a diferentes blocos. Em seguida foi restaurada uma parte de consumidores afetados, conectando eles para outros alimentadores e finalmente foi feita a reconfiguração utilizando o ACO. As simulações foram considerado a operação do sistema em 3 patamares de carga, leve, médio e pesado.

Antes das realizações dos testes foi feito uma comparação com os resultados obtidos em (Zvietchovic, 2006) para obtenção das perdas devido a reconfiguração do sistema, com o intuito de comprovar a eficácia do método. O trabalho utilizado como referência utiliza do método da Metaheurística Busca de Vizinhança Variável.

Tabela 1 - Resultados (Zvietchovic,2006)

<i>Configuração</i>	Chaves Abertas	Perdas(kW)
1-Inicial	33 34 35 36 37	202,676207
2	7 9 14 32 37	139,5497
3	7 9 14 28 32	139,5497
4	7 10 14 32 37	140,2773
5	7 10 14 28 32	140,7043
6	7 11 14 32 37	141,2025

Tabela 2 – Resultados Autor.

<i>Configuração</i>	Chaves Abertas	Perdas(kW)
1-Inicial	33 34 35 36 37	201,4560
2	7 10 14 25 32	139,9781
3	7 11 14 26 32	141,2154
4	7 11 14 32 37	141,2980
5	7 11 14 25 32	141,6310
6	7 10 14 26 32	143,2974

7.1. SISTEMA 33 BARRAS

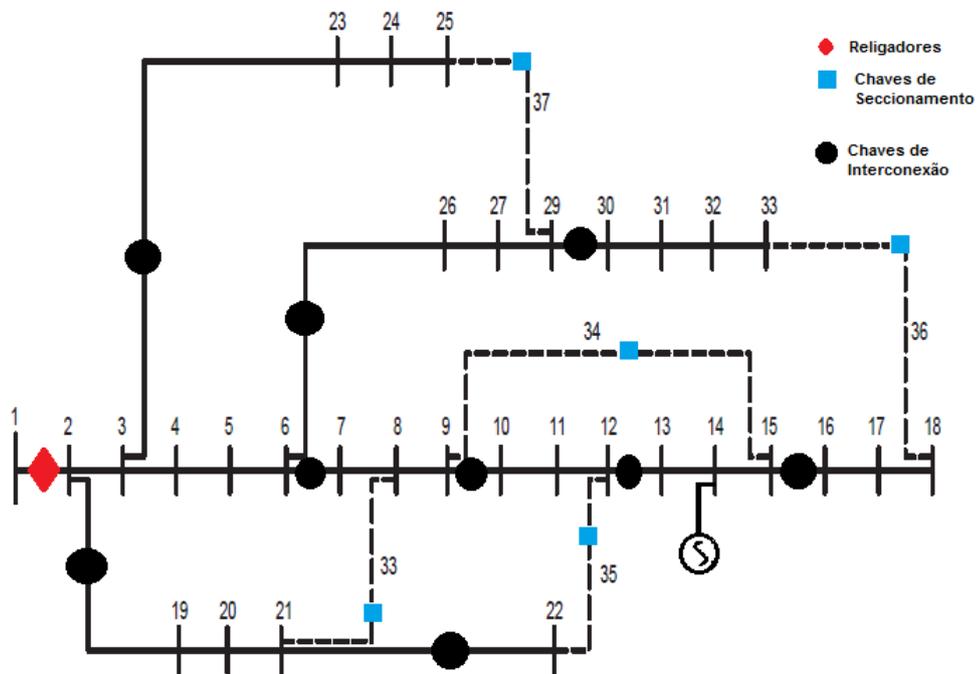


Figura 18 - Sistema 33 Barras com gerador distribuído na barra 14.

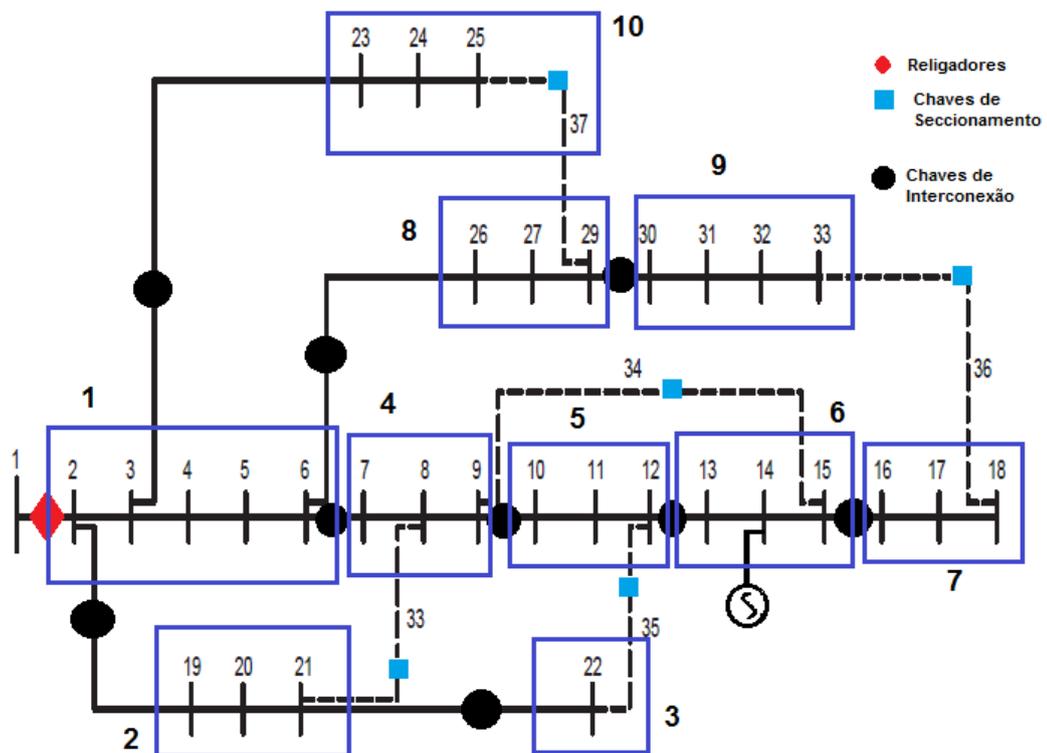


Figura 19 - Sistema separado em bloco.

A Figura 18 ilustra o sistema de 33 barras IEEE com um gerador distribuído na barra 14, na qual um total de 15 chaves foi alocado, das quais as chaves 33, 34, 35, 36 e 37 são chaves de interconexão.

Uma primeira falta foi simulada na barra 21 causada pela queda de um poste (simulando uma situação real). A chave (a jusante) 21 disparou isolando os blocos 2 e 3. Em seguida, o sistema é restaurado abrindo a chave 18 e fechando a chave 35 enviando a carga da barra 22 para o bloco 5. A Figura 20 ilustra a rede elétrica uma vez restaurada.

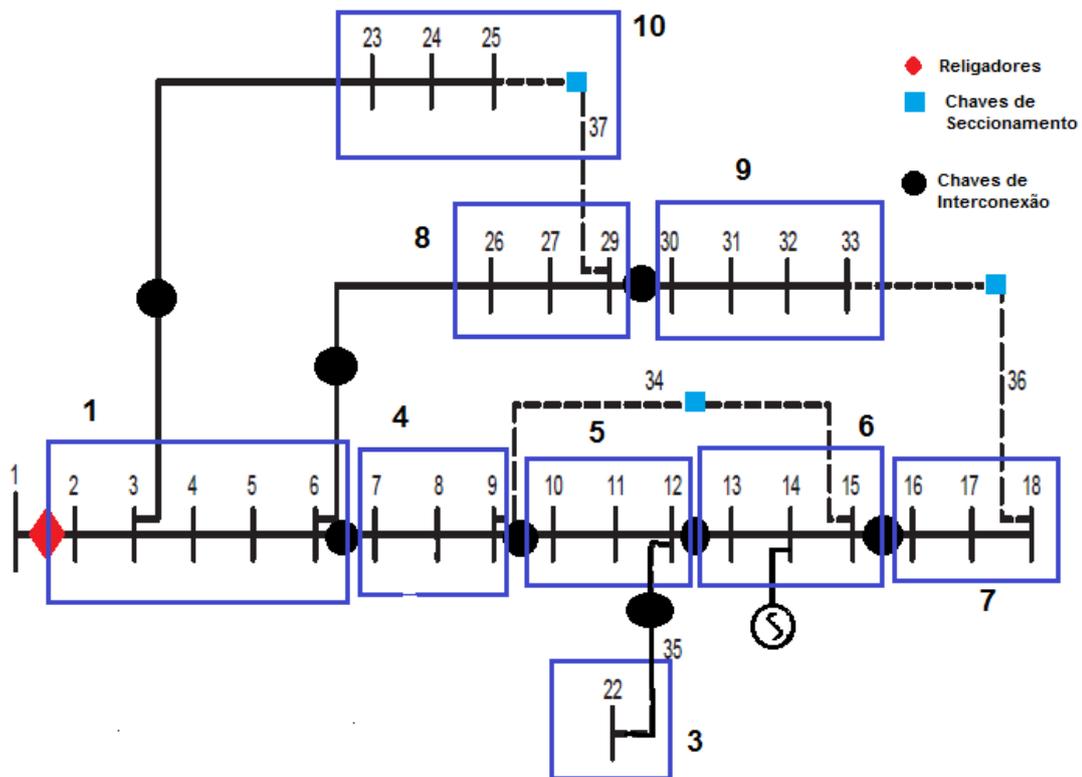


Figura 20 - Reconfiguração do Sistema após a falta e isolamento do bloco.

As informações antes da falta, no instante de falta, na restauração e os resultados da reconfiguração são mostrados na Tabela 1 (para operação com carga média) e posteriormente nas Tabela 2 para operação com carga pesada.

Nas tabelas são exibidos apenas os resultados relevantes, onde realmente houve uma diferença na potência restaurada, onde os limites foram ultrapassados e corrigidos. A simulação para carga leve não houve nenhum resultado inesperado, as tabelas para todos os patamares completos estão no anexo ao fim do trabalho.

A rede com carga pesada já se inicia com 4 barras fora dos limites, esse número será utilizado como número máximo de barras fora do limite ao final da restauração da rede. Os limites das correntes nos trechos são definidos considerando a rede com carga pesada, sendo uma corrente limite para o tronco (barras 1 a 18) e outra para os ramos.

Analisando as tabelas pode-se observar que no patamar de carga pesada, algumas restrições foram violadas, como por exemplo, na falta simulada na barra 8 (bloco 4) deixando os blocos 5, 6 e 7 sem energia. Após a restauração de parte dos consumidores afetados, o bloco 5 continua sem energia e só são restabelecidos os blocos 6 e 7, ocorrendo o mesmo com a falta na barra 13 (bloco 5).

Por outro lado, neste patamar, antes da reconfiguração, o sistema possui 4 barras com tensão fora da faixa adequada além de algumas correntes nos trechos estarem acima dos valores permitidos. No processo de reconfiguração não possível recuperar o bloco 5 (interrompido).

Outros casos, como por exemplo, na simulação de curto circuito na barra 13 (bloco 6), os blocos 1, 4, 5, 6 e 7 ficam sem energia. Uma vez restabelecido, só os blocos 1 e 4 são recuperados e em outra situação apenas os blocos 1 e 7, para atender as restrições do modelo matemático.

Todas as tensões excedidas, apresentam valores considerados aceitáveis, não apresentando nenhum valor ilógico para o problema.

Tabela 3 - Resultados Sistema de 33 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga média.

Barra com Defeito	Configuração	Trechos Abertos	Perdas (kW)	Número de Chavamentos	Pot. Fora de serviço no instante da falta	Pot. Fora de serviço após a reconfiguração	Pot. Que não foi recuperada após a reconfiguração	Barras com tensões fora do limite após a falta	Barras com tensões fora do limite após a reconfiguração	Trechos com correntes fora do limite após a falta	Trechos com correntes fora do limite após a reconfiguração
	Inicial	18, 21, 33, 34, 36 e 37	170,75	---	---	---	---	0	---	0	---
13	Config.1	36, 6, 35 e 25	123,88	7	1355	285	165	3	0	3	0
	Config.2	9, 6, 33 e 37	140,20	7	1355	480	360	3	0	3	0
11	Config.1	36, 6 e 25	123,88	7	1355	165	0	3	0	1	0
8	Config.1	9, 12 e 37	110,79	4	1355	625	365	2	0	1	0

Tabela 4 - Resultados Sistema de 33 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga pesada.

Barra com Defeito	Configuração	Trechos Abertos	Perdas (kW)	Número de Chavementos	Pot. Fora de serviço no instante da falta	Pot. Fora de serviço após a reconfiguração	Pot. Que não foi recuperada após a reconfiguração	Barras com tensões fora do limite após a falta	Barras com tensões fora do limite após a reconfiguração	Trechos com correntes fora do limite após a falta	Trechos com correntes fora do limite após a reconfiguração
	Inicial	18, 21, 33, 34, 36 e 37	488,34					4		0	
21	Config.1	12, 36 e 22	461,34	7	576	270	0	6	2	3	0
	Config.2	12, 15 e 25	467,05	8	576	270	0	6	3	3	0
	Config.3	12, 36 e 25	467,49	7	576	270	0	6	3	3	0
8	Config.1	25, 9, 36, 12, 35 e 15	437,78	6	2168	952	540	10	0	5	0
22	Config.1	12, 25, 6 e 36	406,82	5	576	144	0	5	2	2	0
	Config.2	12, 29, 6 e 25	386,33	5	576	144	0	5	1	2	0

11	Config.1	36, 6, 15 e 25	393,24	8	2168	600	336	9	4	4	0
27	Config.1	9, 12 e 6	229,62	9	1472	480	0	7	2	1	0
33	Config.1	9, 37, 15 e 6	154,83	7	1472	992	0	7	3	3	0
18	Config.1	12, 9, 6, 33, 35 e 37	321,64	7	2168	928	997	7	3	4	0
	Config.2	12,9, 6, 15, 33 e 37	361.16	9	2168	1264	928	7	2	4	0
13	Config.1	36, 6 25 e 33	427,81	8	2168	456	254	9	4	2	0
	Config.2	9, 6, 25 e 33	452,79	9	2168	1072	880	9	4	2	0

7.2. SISTEMA 70 BARRAS

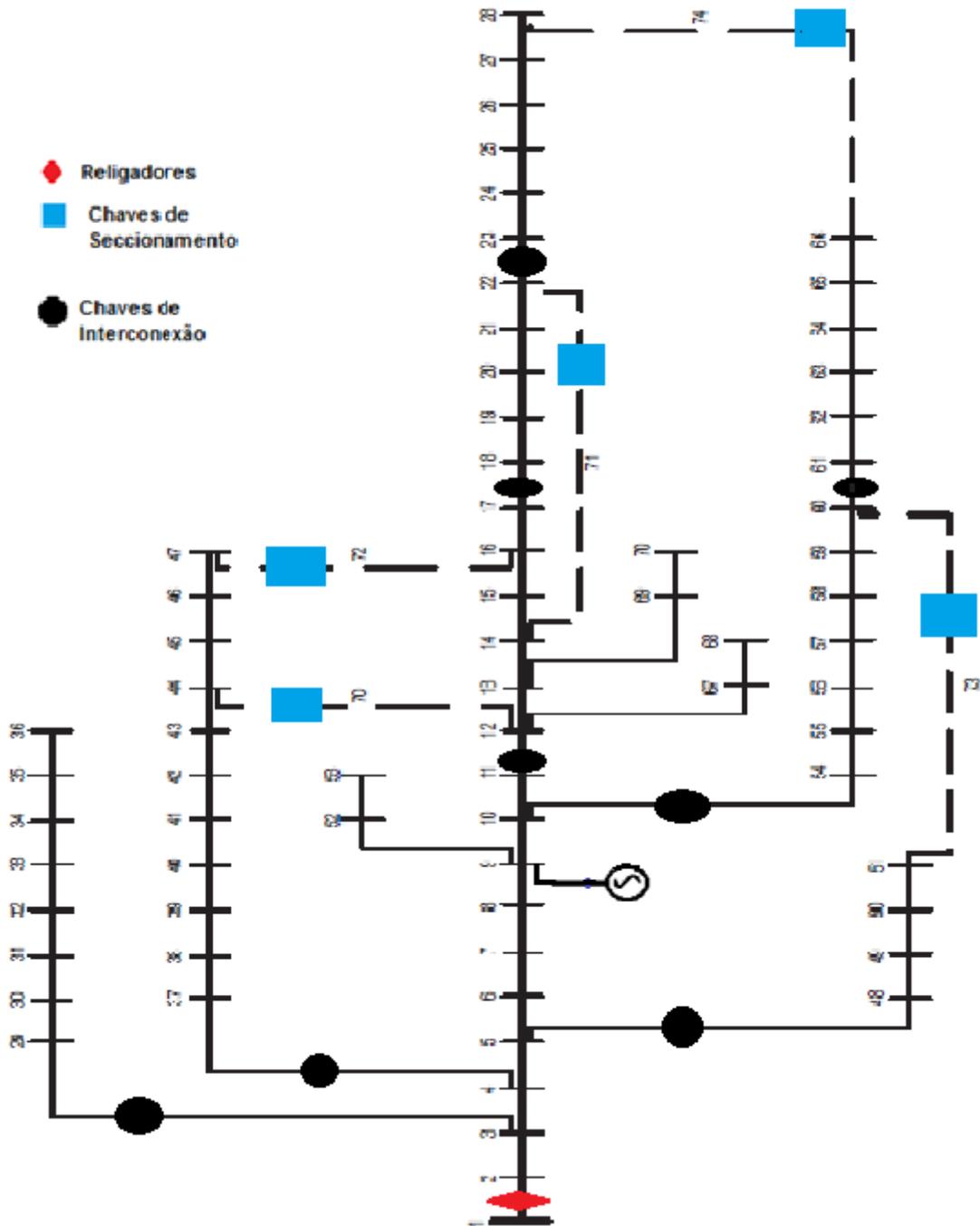


Figura 21 - 70 Barras com gerador distribuído na barra 9.

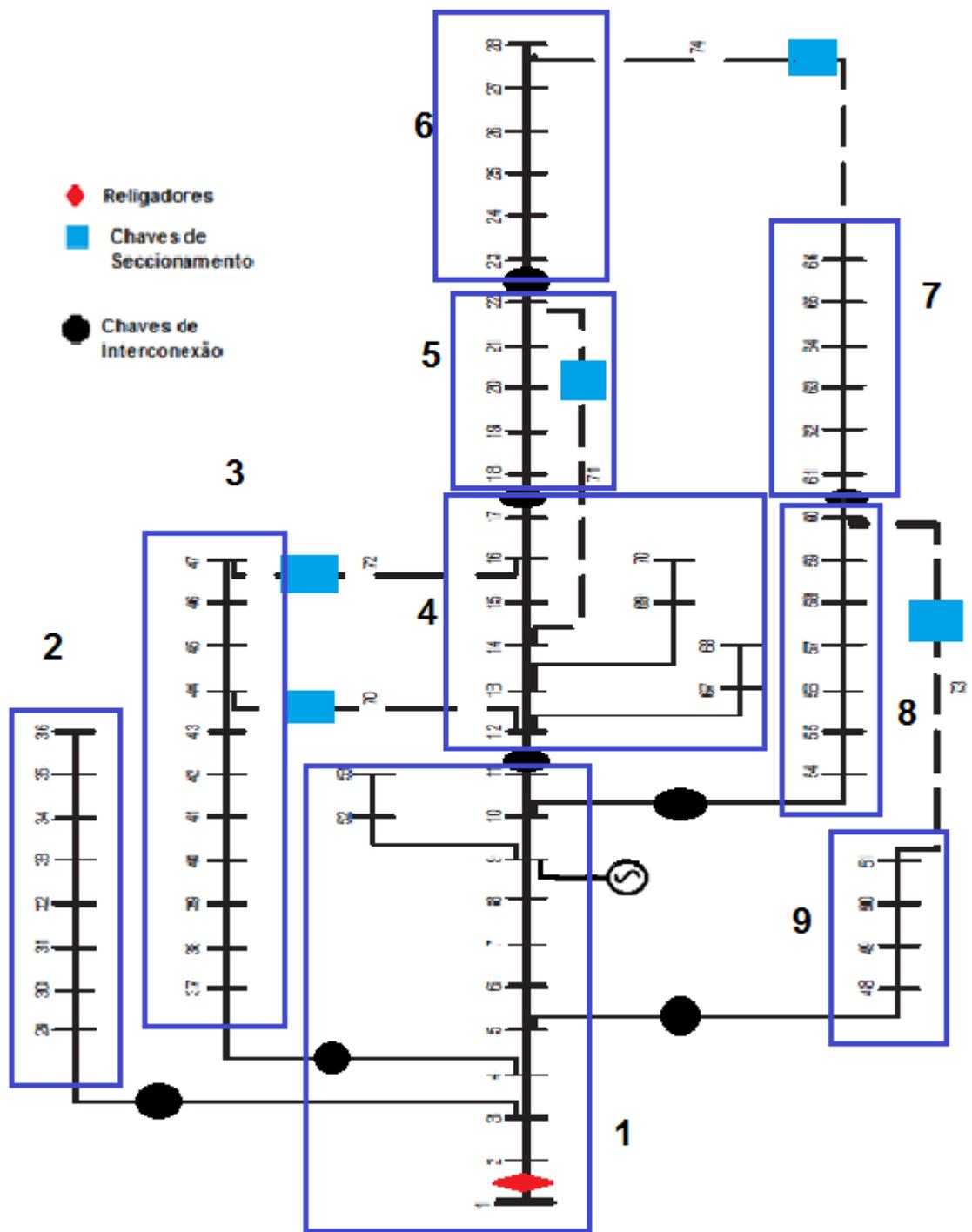


Figura 22 - Sistema separado em blocos.

A Figura 21 ilustra o sistema de 70 barras IEEE com um gerador distribuído na barra 9, na qual um total de 14 chaves foi alocado, das quais, as chaves 70, 71, 72, 73 e 74 são chaves de interconexão, sendo ilustrado os blocos na Figura 25.

As informações antes da falta, no instante de falta, na restauração e os resultados da reconfiguração são mostrados na Tabela 3 com carga pesada, os resultados dos patamares médio e leve estão disponíveis em anexo.

A rede com patamar carga pesada inicia a reconfiguração com 1 barra fora dos limites. Este número será utilizado como número máximo de barras fora do limite ao final da restauração da rede. Os limites das correntes nos trechos são definidos considerando a rede com carga pesada, sendo uma corrente limite para o tronco (barras 1 a 28) e outra para os ramos.

Analisando os resultados pode-se observar que para o patamar de carga pesada o sistema estava sobrecarregado antes da falta com 1 tensão fora dos limites. Em alguns cenários, tensão de barras se mantém fora da faixa adequada, mesmo após a restauração. Além de algumas correntes nos trechos ficarem acima do limite permitido.

Para este mesmo patamar, alguns blocos afetados não podem ser recuperados, como por exemplo, a interrupção na barra 24 (bloco 6) causa interrupção dos blocos 1, 4, 5 e 6. Em uma situação apenas os blocos 1 e 4 são recuperados e em outra situação apenas os blocos 1 e 5 permitindo atender as restrições do problema.

Uma situação atípica é dada, ante a falta ocorrida nos blocos finais, por exemplo, nos blocos 2, 3 e 9. Nestas situações não é possível restaurar o bloco afetado como observado nos resultados.

As tensões que se mostraram fora dos limites mesmo após a reconfiguração, no caso das faltas nas barras 14 e 19, mesmo fora dos limites se mostram com níveis aceitáveis, não sendo resultados ilógicos.

Tabela 5 - Resultados Sistema de 70 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga pesada.

Barra com Defeito	Configuração	Trechos Abertos	Perdas (kW)	Número de Chavementos	Pot. Fora de serviço no instante da falta	Pot. Fora de serviço após a reconfiguração	Pot. Que não foi recuperada após a reconfiguração	Barras com tensões fora do limite após a falta	Barras com tensões fora do limite após a reconfiguração	Trechos com correntes fora do limite após a falta	Trechos com correntes fora do limite após a reconfiguração
	Inicial	70, 71, 72, 73 e 74.	67,56					1		0	
56	Config.1	17, 36 e 47	50,67	6	1077,14	34,46	0	5	0	2	0
24	Config.1	9, 12, 17 e 6	51,33	7	608,08	183,53	142,58	8	0	3	0
	Config.2	9, 12 e 6	34,56	6	608,08	418,53	377,58	8	0	3	0
14	Config.1	47, 74 e 22	64,16	5	608,08	237,00	0	9	1	2	0
19	Config.1	72, 11, 12, 70 e 47	50,28	4	608,08	377,75	306,45	9	0	2	0
	Config.2	72, 11, 74 e 56	58,97	6	608,08	183,53	112,23	9	1	2	0
39	Config.1	17, 74 e 53	47,75	5	67,728	67,728	0	2	0	0	0
32	Config.1	17, 72, 44, 36 e 47	53,78	7	54,58	54,84	0	3	0	1	0

8. CONCLUSÃO

Este trabalho resolve o problema de restauração de redes elétricas através de um algoritmo de otimização denominado Colônia de Formigas. Foi aplicado na reconfiguração das redes elétricas testadas.

O método de Otimização Colônia de Formigas implementado obteve configurações (soluções) de boa qualidade, reduzindo as perdas elétricas e minimizando o número de chaveamentos, atendendo as restrições.

Na rede elétrica testada de 70 barras do IEEE a implementação da restauração não mostrou de forma clara a sua vantagem. Pois esta rede possui vários blocos finais.

Como trabalho futuro, se indica a implementação de uma técnica de otimização para alocação ótima de chaves, utilizando na restauração o método apresentado neste trabalho.

REFERÊNCIAS

A.E. Milani, M.R. Haghifam, A new probabilistic approach for distribution reconfiguration: Applicability to real networks, *Mathematical and Computer Modelling* (2011), doi: 10.1016/j.mcm.2011.06.019

DE CASTRO, L. Nunes; VON ZUBEN, Fernando J. The clonal selection algorithm with engineering applications. In: *Proceedings of GECCO*. 2000. p. 36-39.

DE SOUZA ARRUDA, Bruno Willian; FREIRE, Raimundo Carlos Silvério; DE SOUZA, Cleonilson Protásio. An automatic voltage disturbance classification system based on Clonal Selection Algorithm. In: *Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), 2015 IEEE International*. IEEE, 2015. p. 121-126.

DE SOUZA, Simone Silva Frutuoso et al. Distribution System Reconfiguration with variable demands using the Clonal selection Algorithm. In: *Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2015 18th International Conference on*. IEEE, 2015. p. 1-6.

DOROSTKAR-GHAMSARI, Mohammad Reza et al. Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 3, p. 1879-1888, 2016.

HOLANDA, Luanna et al. Power system harmonics estimation using clonal selection algorithm. *IEEE Latin America Transactions*, v. 11, n. 1, p. 525-530, 2013.

KAGAN N.; OLIVEIRA C.; ROBBA E. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 1ª Edição. São Paulo, Brasil: Editora Blucher, 2005. 328 p.

LEI, Shunbo et al. Identification of Critical Switches for Integrating Renewable Distributed Generation by Dynamic Network Reconfiguration. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 9, n. 1, p. 420-432, 2018.

LI, Zhechao; JAZEBI, Saeed; DE LEÓN, Francisco. Determination of the Optimal switching frequency for distribution system reconfiguration. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 4, p. 2060-2069, 2017.

M. R. Dorostkar-Ghamsari, M. Fotuhi-Firuzabad, M. Lehtonen, and A. Safdarian, "Value of distribution network reconfiguration in presence of renewable energy resources," *IEEE Tran. Power Syst.*, vol. 31, no. 3, pp. 1879-1888, May 2016.

MA, Puzhao et al. Reconfiguration in Distribution Network with Distributed Generations Based on the Improved Clonal Genetic Algorithm with Tabu Characteristic. In: Communication Systems and Network Technologies (CSNT), 2015 Fifth International Conference on. IEEE, 2015. p. 288-291.

M. Dorigo, L. M. Gambardella. "Ant colonies for the traveling salesman problem". *BioSystems*, v.43, n.2, p.73–81, 1997a.

MATHIAS NETO, W. P. Restauração automática de redes de distribuição de energia elétrica de grande porte com geração distribuída. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado.

MELLO, A. P. et al. Intelligent system for automatic reconfiguration of distribution network with distributed generation. In: Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2015 IEEE 5th International Conference on. IEEE, 2015. p. 383-388.

MONTICELLI, A. J. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica. Editora Edgard Blücher Ltda. 1983.

P. C. Ramaswamy, P. Vingerhoets, and G. Deconinck, "Reconfiguring distribution grids for more integration of distributed generation," in *Proc. 22nd Int. Conf. on Electr. Distrib.*, Stockholm, Sweden, Jun. 2013, pp 1-4

POSSAGNOLO, Leonardo Henrique Faria Macedo. Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável. 2015.

QIN, Yemei; WANG, Ji; GUI, Weihua. Particle clonal genetic algorithm using sequence coding for solving distribution network reconfiguration. In: Young Computer Scientists, 2008. ICYCS 2008. The 9th International Conference for. IEEE, 2008. p. 1807-1812.

RAMASWAMY, P. Chittur; VINGERHOETS, Pieter; DECONINCK, Geert. Reconfiguring distribution grids for more integration of distributed generation. 2013.

RODRIGUES, Samuel Bellido. A metaheurística colônia de formigas aplicada a um problema de roteamento de veículos: caso da Itaipu Binacional. 2007.

SADATI, Seyed Mojtaba Shoja; DIZGAH, Shahriar Moradinejad; SEDIGHIZADEH, Mostafa. Optimal reconfiguration of distribution systems by considering minimization of loss and intrusion costs and switching numbers using Hybrid Big Bang-Big Crunch algorithm. In: Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), 2016 21st Conference on. IEEE, 2016. p. 186-193.

SEDANO, Eduardo Caixeta. Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Usando Algoritmo de Busca Tabu Reativa. 2005. Tese de Doutorado. Dissertação de Mestrado.

SHIRMOHAMMADI, D. A. Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. IEEE Transactions on Power Systems. Vol.3, No. 2. 1988.

VASUDEVAN, Kashyap; BALARAMAN, K.; ATLA, Chandra Shekhar Reddy. Optimal switch placement for automatic reconfiguration of distribution system in presence of DGs. In: Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE), 2016 Biennial International Conference on. IEEE, 2016. p. 1-6.

Z. Li, S. Jazebi, and F. de León, "Determination of the Optimal Switching Frequency for Distribution System Reconfiguration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 32, No. 4, August 2017, pp. 2130-2139.

ZVIETCOVICH, W. G. Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando a Metaheurística Busca de Vizinhança Variável. 85 p. Dissertação (Mestrado Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2006.

ZVIETCOVICH, W. G.; CARDOSO, E. M.; Galvis Manso, J. C. Optimal allocation of meters for monitoring voltage sags and swells using the GRASP-VNS optimization algorithm. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT LA 2013, 2013.

ANEXOS

Nas seguintes tabelas são mostrados os dados de barras e linhas. Especificamente:

N° da Barra: Numero de barra;

V (KV): Tensão de barra em KV;

FANG: Ângulo;

KWload: Potencia ativa da carga em KW;

KVAload: Potencia complexa de carga em KVA;

KWgen: Potencia ativa gerada em KW;

KVARgen: Potencia reativa gerada em KVAR;

NumLinha: Numero de linha;

R: Resistencia da linha;

X: Reatância da linha;

Capacidade: Capacidade de transporte de potencia da linha;

Chaves: 1 Trecho com chave fechada

0 Trecho sem chave

3 Trecho com chave aberta

Dados Barras – Sistema 33 barras

N° da barra	Tipo	V(kV)	FANG	KWload	KVARload	KWgen	KVARgen	qsh0	Vmin	Vmax
1	2	12.66	0.0	0	0	0	0	0.0	0.95	1.10
2	0	1.0	0.0	100	60	0	0	0.0	0.95	1.10
3	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
4	0	1.0	0.0	120	80	0	0	0.0	0.95	1.10
5	0	1.0	0.0	60	30	0	0	0.0	0.95	1.10
6	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
7	0	1.0	0.0	200	100	0	0	0.0	0.95	1.10
8	0	1.0	0.0	200	100	0	0	0.0	0.95	1.10
9	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
10	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
11	0	1.0	0.0	45	30	0	0	0.0	0.95	1.10
12	0	1.0	0.0	60	35	0	0	0.0	0.95	1.10
13	0	1.0	0.0	60	35	0	0	0.0	0.95	1.10
14	1	12.66	0.0	120	80	0	0	0.0	0.95	1.10
15	0	1.0	0.0	60	10	0	0	0.0	0.95	1.10
16	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
17	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
18	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
19	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
20	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
21	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
22	0	1.0	0.0	90	40	0	0	0.0	0.95	1.10
23	0	1.0	0.0	90	50	0	0	0.0	0.95	1.10
24	0	1.0	0.0	420	200	0	0	0.0	0.95	1.10
25	0	1.0	0.0	420	200	0	0	0.0	0.95	1.10
26	0	1.0	0.0	60	25	0	0	0.0	0.95	1.10

27	0	1.0	0.0	60	25	0	0	0.0	0.95	1.10
28	0	1.0	0.0	60	20	0	0	0.0	0.95	1.10
29	0	1.0	0.0	120	70	0	0	0.0	0.95	1.10
30	0	1.0	0.0	200	600	0	0	0.0	0.95	1.10
31	0	1.0	0.0	150	70	0	0	0.0	0.95	1.10
32	0	1.0	0.0	210	100	0	0	0.0	0.95	1.10
33	0	1.0	0.0	60	40	0	0	0.0	0.95	1.10

Dados Linhas – Sistema 33 Barras

Nº do trecho	Nó emissor	Nó receptor	R (Ω)	X (Ω)	Capacidade	TrechosAtivos	Chaves
1	1	2	0,0922	0,047	1	1	1
2	2	3	0,493	0,2511	1	1	0
3	3	4	0,366	0,1864	1	1	0
4	4	5	0,3811	0,1941	1	1	0
5	5	6	0,819	0,707	1	1	0
6	6	7	0,1872	0,6188	1	1	1
7	7	8	0,7114	0,2351	1	1	0
8	8	9	1,03	0,74	1	1	0
9	9	10	1,044	0,74	1	1	1
10	10	11	0,1966	0,065	1	1	0
11	11	12	0,3744	0,1238	1	1	0
12	12	13	1,468	1,155	1	1	1
13	13	14	0,5416	0,7129	1	1	0
14	14	15	0,591	0,526	1	1	0
15	15	16	0,7463	0,5454	1	1	1
16	16	17	1,289	1,721	1	1	0
17	17	18	0,732	0,574	1	1	0
18	2	19	0,164	0,1565	1	1	1
19	19	20	1,5042	1,3554	1	1	0
20	20	21	0,4095	0,4784	2	1	0
21	21	22	0,7089	0,9373	2	1	1
22	3	23	0,4512	0,3083	2	1	1
23	23	24	0,898	0,7091	2	1	0
24	24	25	0,896	0,7011	2	1	0
25	6	26	0,203	0,1034	2	1	1
26	26	27	0,2842	0,1447	2	1	0
27	27	28	1,059	0,9337	2	1	0
28	28	29	0,8042	0,7006	2	1	0
29	29	30	0,5075	0,2585	2	1	1
30	30	31	0,9744	0,963	2	1	0
31	31	32	0,3105	0,3619	2	1	0
32	32	33	0,341	0,5302	2	1	0
33	8	21	2	2	2	0	3
34	9	15	2	2	2	0	3
35	12	22	2	2	2	0	3
36	18	33	0,5	0,5	2	0	3
37	25	29	0,5	0,5	2	0	3

Dados Barras – Sistema 70 Barras

Nº da barra	Tipo	V(kV)	FANG	KWload	KVARload	KWgen	KVARgen	qsh0	Vmin	Vmax
1	2	12.66	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
2	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
3	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
4	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
5	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
6	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
7	0	1.0	0.0	0.878	0.72	0	0	0.0	0.95	1.10
8	0	1.0	0.0	13.455	0.72	0	0	0.0	0.95	1.10
9	1	12.66	0.0	0.0	0.0	55.5	0	0.0	0.95	1.10
10	0	1.0	0.0	10.0	7.21	0	0	0.0	0.95	1.10
11	0	1.0	0.0	9.33	6.66	0	0	0.0	0.95	1.10
12	0	1.0	0.0	48.5	34.60	0	0	0.0	0.95	1.10
13	0	1.0	0.0	48.5	34.60	0	0	0.0	0.95	1.10
14	0	1.0	0.0	2.71	1.82	0	0	0.0	0.95	1.10
15	0	1.0	0.0	2.71	1.52	0	0	0.0	0.95	1.10
16	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
17	0	1.0	0.0	15.18	10.198	0	0	0.0	0.95	1.10
18	0	1.0	0.0	16.5	11.77	0	0	0.0	0.95	1.10
19	0	1.0	0.0	16.5	11.77	0	0	0.0	0.95	1.10
20	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
21	0	1.0	0.0	0.3160	0.212	0	0	0.0	0.95	1.10
22	0	1.0	0.0	37.983	27.1	0	0	0.0	0.95	1.10
23	0	1.0	0.0	1.762	1.184	0	0	0.0	0.95	1.10
24	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
25	0	1.0	0.0	9.39	6.67	0	0	0.0	0.95	1.10
26	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
27	0	1.0	0.0	4.66	3.33	0	0	0.0	0.95	1.10
28	0	1.0	0.0	4.66	3.33	0	0	0.0	0.95	1.10
29	0	1.0	0.0	8.66	6.18	0	0	0.0	0.95	1.10
30	0	1.0	0.0	8.66	6.18	0	0	0.0	0.95	1.10
31	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
32	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
33	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
34	0	1.0	0.0	4.58	3.26	0	0	0.0	0.95	1.10
35	0	1.0	0.0	6.50	5.54	0	0	0.0	0.95	1.10
36	0	1.0	0.0	1.92	1.29	0	0	0.0	0.95	1.10
37	0	1.0	0.0	8.66	6.19	0	0	0.0	0.95	1.10
38	0	1.0	0.0	0.0	6.19	0	0	0.0	0.95	1.10
39	0	1.0	0.0	8.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
40	0	1.0	0.0	8.0	5.709	0	0	0.0	0.95	1.10
41	0	1.0	0.0	0.39	5.709	0	0	0.0	0.95	1.10
42	0	1.0	0.0	0.0	0.325	0	0	0.0	0.95	1.10
43	0	1.0	0.0	2.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
44	0	1.0	0.0	0.0	1.427	0	0	0.0	0.95	1.10
45	0	1.0	0.0	3.07	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10

46	0	1.0	0.0	3.07	8.787	0	0	0.0	0.95	1.10
47	0	1.0	0.0	0.0	8.787	0	0	0.0	0.95	1.10
48	0	1.0	0.0	26.35	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
49	0	1.0	0.0	28.22	18.8	0	0	0.0	0.95	1.10
50	0	1.0	0.0	128.22	91.492	0	0	0.0	0.95	1.10
51	0	1.0	0.0	13.51	91.492	0	0	0.0	0.95	1.10
52	0	1.0	0.0	1.20	9.44	0	0	0.0	0.95	1.10
53	0	1.0	0.0	0.449	0.894	0	0	0.0	0.95	1.10
54	0	1.0	0.0	8.787	0.162	0	0	0.0	0.95	1.10
55	0	1.0	0.0	8.	6.322	0	0	0.0	0.95	1.10
56	0	1.0	0.0	0.0	5.708	0	0	0.0	0.95	1.10
57	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
58	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
59	0	1.0	0.0	0.0	0.0	0	0	0.0	0.95	1.10
60	0	1.0	0.0	0.667	24.025	0	0	0.0	0.95	1.10
61	0	1.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.95	1.10
62	0	1.0	0.0	414.667	295.91	0	0	0.0	0.95	1.10
63	0	1.0	0.0	10.667	7.61	0	0	0.0	0.95	1.10
64	0	1.0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.95	1.10
65	0	1.0	0.0	75.67	53.873	0	0	0.0	0.95	1.10
66	0	1.0	0.0	19.67	13.91	0	0	0.0	0.95	1.10
67	0	1.0	0.0	6.0	4.28	0	0	0.0	0.95	1.10
68	0	1.0	0.0	6.0	4.28	0	0	0.0	0.95	1.10
69	0	1.0	0.0	9.33	6.66	0	0	0.0	0.95	1.10
70	0	1.0	0.0	0.093	0.0666	0	0	0.0	0.95	1.10

Resultados Sistema de 33 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga média.

<i>Barra com Defeito</i>		<i>21</i>			<i>8</i>
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>18, 21, 33, 34, 36 e 37</i>	<i>12, 36 e 25</i>	<i>12, 36 e 25</i>	<i>12,15 e 25</i>	<i>9, 12 e 37</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>170,75</i>	<i>159,48</i>	<i>159,48</i>	<i>160,67</i>	<i>110,79</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>----</i>	<i>7</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>4</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>----</i>	<i>360</i>	<i>360</i>	<i>360</i>	<i>1355</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>270</i>	<i>270</i>	<i>270</i>	<i>625</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	11	22			33
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.3</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	36, 6 e 25	12, 36, 6 e 27	12, 34, 6 e 27	12, 37, 6 e 22	9, 37, 12 e 6
<i>Perda(kW)</i>	123,88	132,88	134,97	140,57	56,68
<i>Número de Chaveamentos</i>	7	5	5	4	7
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	1355	360	360	360	920
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	165	90	90	90	620
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	3	0	0	0	0
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	1	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0

<i>Barra com Defeito</i>	27	18		13	
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>
<i>Trechos Abertos</i>	9, 12 e 6	12, 9, 6 e 27	12, 9 6 e 25	36,6, 35 e 25	9, 6, 33 e 37
<i>Perda(kW)</i>	229,62	118,38	128,11	123,88	140,20
<i>Número de Chaveamentos</i>	9	9	9	7	7
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	920	1335	1335	1355	1355
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	300	240	240	285	480
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	2	0	0	3	3
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	0	0	0	3	3
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0

Resultados Sistema de 33 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga leve.

<i>Barra com Defeito</i>		<i>21</i>		<i>8</i>	
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config. 1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>18, 21, 33, 34, 36 e 37</i>	<i>12, 36 e 25</i>	<i>12, 15 e 25</i>	<i>29 e 37</i>	<i>25 e 37</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>88,45</i>	<i>74,48</i>	<i>79,07</i>	<i>51,23</i>	<i>51,23</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>----</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>----</i>	<i>252</i>	<i>252</i>	<i>948,5</i>	<i>948,5</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>189</i>	<i>252</i>	<i>154</i>	<i>154</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	<i>11</i>		<i>22</i>	<i>27</i>
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>25, 6 e 29</i>	<i>6, 25 e 36</i>	<i>12, 36, 6 e 25</i>	<i>9,12 e 6</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>59,10</i>	<i>60,06</i>	<i>67,83</i>	<i>116,71</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>9</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>9</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>948,5</i>	<i>948,5</i>	<i>252</i>	<i>644</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>115,5</i>	<i>115,5</i>	<i>63</i>	<i>210</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	33	18		13	
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>9, 37, 12 e 6</i>	<i>12, 9, 6 e 25</i>	<i>12, 9, 6 e 25</i>	<i>36,6 e 25</i>	<i>9, 6 e 37</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>28,05</i>	<i>55,93</i>	<i>55,93</i>	<i>66,30</i>	<i>75,36</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>7</i>	<i>9</i>	<i>9</i>	<i>7</i>	<i>8</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>644</i>	<i>948,5</i>	<i>948,5</i>	<i>948,5</i>	<i>948,5</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>434</i>	<i>168</i>	<i>168</i>	<i>84</i>	<i>84</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Resultados Sistema de 33 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga pesada.

<i>Barra com Defeito</i>		<i>21</i>			<i>8</i>
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.3</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>18, 21, 33, 34, 36 e 37</i>	<i>12, 36 e 22</i>	<i>12, 15 e 25</i>	<i>12, 36 e 25</i>	<i>25, 9, 36, 12, 35 e 15</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>488,34</i>	<i>461,34</i>	<i>467,05</i>	<i>467,49</i>	<i>437,78</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>----</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>7</i>	<i>6</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>----</i>	<i>576</i>	<i>576</i>	<i>576</i>	<i>2168</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>		<i>270</i>	<i>270</i>	<i>270</i>	<i>952</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>4</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>10</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>5</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	22		11	27
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	12, 25, 6 e 36	12, 29, 6 e 25	36, 6, 15 e 25	9, 12 e 6
<i>Perda(kW)</i>	406,82	386,33	393,24	229.62
<i>Número de Chaveamentos</i>	5	5	8	9
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	576	576	2168	1472
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	144	144	600	480
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	5	5	9	7
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	2	1	4	2
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	2	2	4	1
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0

<i>Barra com Defeito</i>	33	18		13	
<i>Configuração</i>	<i>Config1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.2</i>
<i>Trechos Abertos</i>	9, 37, 15 e 6	12, 9, 6 33,35 e 37	12, 9, 6 15, 33 e 25	36,6, 25 e 35	9, 6, 25 e 33
<i>Perda(kW)</i>	154,83	321,64	361,16	427,81	452,79
<i>Número de Chaveamentos</i>	7	7	9	8	9
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	1472	2168	2168	2168	2168
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	992	1333	1264	456	1072
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	7	7	7	9	9
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	3	3	2	4	4
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	3	2	2	4	4
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0

Resultados Sistema de 70 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga média.

<i>Barra com Defeito</i>		48	56	63	14
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>70, 71, 72, 73 e 74</i>	<i>17, 68, 36 e 59</i>	<i>17, 36, 47</i>	<i>17, 72 e 36</i>	<i>47</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>20,88</i>	<i>17,80</i>	<i>33,24</i>	<i>1,66</i>	<i>15,15</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>----</i>	<i>6</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>4</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>----</i>	<i>182,83</i>	<i>538,57</i>	<i>538,57</i>	<i>304,04</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>182,83</i>	<i>17,23</i>	<i>521,34</i>	<i>98,03</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	19		39		24	32
<i>Configuração</i>	<i>Confi.1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi.1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi.1</i>	<i>Confi.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>72, 11 e 47</i>	<i>72, 11 e 53</i>	<i>17,74 e 53</i>	<i>17, 74 e 47</i>	<i>9,12 e 6</i>	<i>17,72, 44,36 e 47</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>13,86</i>	<i>14,03</i>	<i>11,31</i>	<i>12,81</i>	<i>10,97</i>	<i>11,57</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>5</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>304,04</i>	<i>304,04</i>	<i>33,864</i>	<i>33,864</i>	<i>304,04</i>	<i>27,42</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	<i>33,316</i>	<i>33,316</i>	<i>33,864</i>	<i>33,864</i>	<i>58,455</i>	<i>27,42</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Resultados Sistema de 70 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga leve.

<i>Barra com Defeito</i>		48	56	63	14
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>70, 71, 72, 73 e 74</i>	<i>17, 72, 36 e 60</i>	<i>17, 36, 47</i>	<i>17, 72 e 36</i>	<i>47</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>15,78</i>	<i>8,69</i>	<i>11,59</i>	<i>1,37</i>	<i>7,31</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	----	7	6	5	4
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	----	127,98	376,99	376,99	212,82
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	----	127,98	12,06	364,93	68,621
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	0	0	0	0	0
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	----	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	0	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	----	0	0	0	0

<i>Barra com Defeito</i>	19		39		24	32
<i>Configuração</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi. 1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	72, 11 e 47	72, 11 e 53	17,74 e 53	17, 74 e 47	9,12 e 6	17,72, 44,36 e 47
<i>Perda(kW)</i>	5,79	6,18	5,40	5,72	5,56	4,67
<i>Número de Chaveamentos</i>	6	7	5	5	6	7
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	212,82	212,82	23,70	23,70	212,82	19,19
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	23,32	23,32	23,70	23,70	14,54	19,19
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	0	0	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0	0

Resultados Sistema de 70 barras com faltas simuladas em barras de blocos distintos para carga pesada.

<i>Barra com Defeito</i>		48	56	63	14
<i>Configuração</i>	<i>Inicial (Antes da Falta)</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>	<i>Config.1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	<i>70, 71, 72, 73 e 74</i>	<i>17, 72, 36 e 60</i>	<i>17, 36, 47</i>	<i>17, 72 e 36</i>	<i>47, 74 e 22</i>
<i>Perda(kW)</i>	<i>67,56</i>	<i>58,15</i>	<i>50,67</i>	<i>5,79</i>	<i>64,16</i>
<i>Número de Chaveamentos</i>	<i>----</i>	<i>7</i>	<i>6</i>	<i>5</i>	<i>5</i>
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	<i>----</i>	<i>365,66</i>	<i>1077,14</i>	<i>538,57</i>	<i>608,08</i>
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>		<i>365,66</i>	<i>34,46</i>	<i>521,34</i>	<i>237,00</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>1</i>	<i>0</i>	<i>5</i>	<i>0</i>	<i>9</i>
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>1</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>2</i>	<i>0</i>	<i>2</i>
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	<i>----</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

<i>Barra com Defeito</i>	19		39	24		32
<i>Configuração</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi. 1</i>	<i>Confi.2</i>	<i>Confi. 1</i>
<i>Trechos Abertos</i>	72, 11, 12, 70 e 47	72, 11. 74 e 53	17,74 e 53	9, 12, 17 e 6	9,12 e 6	17,72, 44,36 e 47
<i>Perda(kW)</i>	50,28	58,97	47,75	51,33	34,56	53,78
<i>Número de Chaveamentos</i>	4	6	5	7	6	7
<i>Potência Fora de Serviço no Instante da Falta(Kw)</i>	608,08	608,08	67,728	608,08	608,08	54,84
<i>Potência Fora de serviço após a reconfiguração</i>	377,75	183,53	67,728	183,53	418,53	54,84
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Falta</i>	9	9	2	8	8	3
<i>Barras com Tensões Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	1	0	0	0	0
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Falta</i>	2	2	0	3	3	1
<i>Trechos com Correntes Fora do Limite Após a Reconfiguração</i>	0	0	0	0	0	0



ANEXO X - TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geradores Distribuídos” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 09 de Agosto de 2018.

Breno Machado Pias
Nome completo do(a) aluno(a)

Certifico que o aluno Breno Machado Dias, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado Restauração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geradores Distribuídos, efetuou as correções sugeridas pela banca examinadora e que estou de acordo com a versão final do trabalho.

A handwritten signature in blue ink, reading "Wilingthon Guerra Zvietcovich", is written over a horizontal line. The signature is cursive and stylized.

Ouro Preto, 13 de agosto de 2018.