

ANA PAULA CARBONI DE MELLO

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO
ALGORITMOS GENÉTICOS CONSIDERANDO VARIAÇÕES DE
CARGA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheira Eletricista.

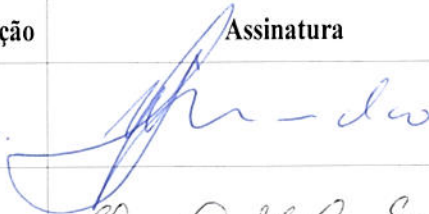


Orientador: Mauricio Sperandio

**Alegrete
2012**

Autoria: Ana Paula Carboni de Mello

Título: Reconfiguração de redes de distribuição utilizando algoritmos genéticos considerando variações de carga.

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Engenheira Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, área de concentração Sistemas Elétricos de Potência.

Os componentes da banca de avaliação, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado.				
	Nome	Titulação	Assinatura	Instituição
1	Maurício Sperandio	Dr.		UNIPAMPA
2	Eduardo Machado dos Santos	Me		UNIPAMPA
3	Luciano Lopes Pfitscher	Me		UNIPAMPA

Data da aprovação: 27 de junho de 2012.

*Dedico este trabalho, com muito carinho, as
pessoas mais importantes da minha vida:
Meus pais, **Antonio** e **Cleide**, meu irmão **José
Paulo**, que estiveram sempre comigo durante
o período acadêmico, dando-me apoio para a
realização das minhas conquistas. Ao meu
amor, **Guilherme** que sempre amparou minhas
dúvidas, incentivando e motivando a seguir
sempre em frente! Amo vocês!*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais Antonio e Cleide e a meu irmão José Paulo por todo apoio, incentivo e compreensão durante o curso de graduação.

Ao meu noivo Guilherme por toda ajuda, carinho e amor incondicional em todos os momentos.

Agradeço ao professor Mauricio Sperandio pela orientação e ensinamentos dedicados nas disciplinas de Sistemas Elétricos de Potência os quais foram minha inspiração para seguir nesta área.

Ao professor Daniel Pinheiro Bernardon e a professora Adriana Scheffer Quintela Ferreira pela oportunidade e orientação acadêmica nos projetos de iniciação científica ao longo desses quatro anos em que fui bolsista.

Aos amigos e colegas de graduação e do Grupo de Energia e Sistemas Elétricos de Potência (GESEP) pela convivência, parceria e amizade.

Também agradeço a todos os meus professores de graduação pela excelência em ensino desta Universidade que muito contribuiu para o meu crescimento pessoal e profissional.

E acima de tudo a Deus, pela alegria da vida!

"Quem é firme em seus propósitos molda o mundo a seu gosto."

Johann Goethe

RESUMO

RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS CONSIDERANDO VARIAÇÕES DE CARGA

Autor: Ana Paula Carboni de Mello

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Data e Local: Junho 2012, Alegrete.

Em redes de distribuição de energia elétrica a carga é o elemento principal que necessita de maior atenção, pois varia constantemente ao longo do tempo. Este trabalho tem como principal objetivo apresentar uma metodologia para reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica em estado normal de operação considerando as variações de carga ao longo do dia. Tal metodologia é fundamentada na otimização por algoritmos genéticos. Deseja-se encontrar as melhores configurações de operação das redes com a finalidade de reduzir as perdas de energia dissipada nas linhas. Dessa forma, para atender às variações de carga e evitar mudanças muito frequentes nas configurações, foi adotada a análise de reconfiguração por patamares de carga, sendo analisada apenas a hora que representa maior consumo em cada patamar. Assim, foram considerados períodos típicos de variações de consumo e assumido que em todo intervalo de duração do patamar as cargas apresentam o mesmo valor. A otimização para encontrar as soluções de redução de perdas foi abordada utilizando algoritmos genéticos, explorando os recursos principais deste método como seleção, operadores genéticos de recombinação e mutação. Para demonstrar a metodologia e o desempenho do algoritmo proposto são apresentados estudos de casos para redes testes de pequeno porte onde são feitas comparações entre os sistemas operando em configuração fixa, sem alteração da topologia dos alimentadores, e com reconfiguração considerando as variações de carga de acordo com a classe de consumo envolvida.

Palavras-chave: Algoritmos Genéticos, otimização, perdas de energia, reconfiguração de redes de distribuição, variações de carga.

ABSTRACT

RECONFIGURATION OF DISTRIBUTION NETWORKS USING GENETIC ALGORITHMS CONSIDERING VARIATIONS OF LOAD

Author: Ana Paula Carboni de Mello

Research Supervisor: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Date and Local: June/2012, Alegrete.

In electrical distribution networks the load is the main element that needs more attention as it changes always throughout the day. The main objective of this work presents a methodology using the optimization technique of genetic algorithms to reconfigure the distribution network in normal state operation, changing the load throughout the day. The best configurations are desired, which reduces the power loss in conductors of distribution networks. So, to attend the load variations and prevent frequently changes in system reconfiguration, a load steps analysis is used, which was analyzed only the hour that represents higher consumption at every level. Thus, typical periods of consumption variation were considered, where the values in this periods are assumed as the maximum value of consumption present in this load scenario. The optimization that find the reduced power loss was addressed using genetic algorithms, exploring the main resources of this method such as selection, recombination genetic operators and mutation. Case studies are presented to demonstrate the methodology and the performance of genetic algorithm, where comparisons between the system with a fixed configuration, without modification in the topology of feeders, and with reconfiguration considering the load variations according with the involved consumption class are realized.

Keywords: Genetic Algorithms, optimization, energy losses, reconfiguration of distribution networks, load variations.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Rede exemplo para manobra de transferência de carga.....	10
Figura 1.2. Transferência de carga do AL-1 para o AL-2.....	11
Figura 2.1. Exemplo de representação de uma <i>string</i> ou indivíduo.....	15
Figura 3.1. Equipamentos típicos de um sistema de distribuição (Pereira, 2000).....	23
Figura 3.2. Chave de manobra automática.....	24
Figura 4.1. Curvas típicas de carga da Classe Residencial faixa de consumo 161 a 500 kW..	33
Figura 4.2. Curvas típicas de carga da Classe Comercial faixa de consumo acima de 1000 kW.	33
Figura 4.3. Curvas típicas de carga da Classe Industrial faixa de consumo acima de 1000 kW.	34
Figura 4.4. Curvas típicas normalizadas pela demanda máxima por classe de consumo.	36
Figura 4.5. Curva típica da classe residencial em patamares de carga.....	37
Figura 4.6. Curva típica da classe comercial em patamares de carga.	38
Figura 4.7. Curva típica da classe industrial em patamares de carga.....	38
Figura 4.8. Curva típica da classe rural em patamares de carga.....	38
Figura 4.9. Modelo representativo de uma rede de distribuição simplificada.....	39
Figura 4.10. Exemplo de uma rede de distribuição.....	41
Figura 5.1. Fluxograma do funcionamento básico de um algoritmo genético.....	45
Figura 5.2. Exemplos de codificação do indivíduo (Pereira, 2000).....	47
Figura 5.3. Algoritmo para gerar a população inicial.....	48
Figura 5.4. Proporções de indivíduos no método da roleta.....	51
Figura 5.5. Exemplo do operador <i>crossover</i> por patamar de carga.....	52
Figura 5.6. Fluxograma do algoritmo para o operador <i>crossover</i>	53
Figura 5.7. Exemplo do operador de mutação por patamar de carga.....	54
Figura 5.8. Algoritmo para o operador de mutação.....	54
Figura 6.1. Representação dos elementos elétricos do circuito teste analisado.....	58
Figura 6.2. Configuração final da rede de distribuição Caso Teste 1.....	60
Figura 6.3. Representação dos elementos do circuito Caso Teste 2.....	60
Figura 6.4. Configuração final da rede Caso Teste 2.....	62
Figura 6.5. Configuração final da rede variando resistência e comprimento da linha.....	64
Figura 6.6. Representação dos elementos do circuito Caso Teste 3.....	66
Figura 6.7. Distribuição do fluxo de potência na Configuração 3.....	68
Figura 6.8. Configuração final da rede para o Caso Teste 3.....	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Representação de uma <i>string</i> ou indivíduo.....	15
Tabela 2. Quadro comparativo entre Métodos de Otimização.....	21
Tabela 3. Representação das classes e subclasses de consumo.....	29
Tabela 4. Curvas típicas adotadas para cada classe de consumo.....	35
Tabela 5. Representação do estado das chaves para o circuito exemplo.....	42
Tabela 6. Exemplo de indivíduos e suas respectivas proporções no método da roleta.....	50
Tabela 7. Quadro de opções do <i>ga optimset</i>	56
Tabela 8. Maior valor da média das curvas típicas por Patamar.....	57
Tabela 9. Parâmetros dos cabos da rede primária utilizados nos cálculos de perdas.....	57
Tabela 10. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 1.....	58
Tabela 11. Resultados das perdas de energia considerando configuração fixa.....	59
Tabela 12. Parâmetros do AG para o Caso Teste 1.....	59
Tabela 13. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 2.....	61
Tabela 14. Resultados das perdas de energia considerando configuração única.....	61
Tabela 15. Parâmetros do AG para o Caso Teste 2.....	62
Tabela 16. Comparação considerando configuração fixa e a reconfiguração.....	63
Tabela 17. Resistências adotadas para o cálculo das perdas.....	64
Tabela 18. Comparação considerando configuração fixa e a reconfiguração.....	65
Tabela 19. Tensões nas barras de carga para o Caso Teste 2.....	65
Tabela 20. Dados de consumo da rede Caso Teste 3.....	67
Tabela 21. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 3.....	67
Tabela 22. Resultados das perdas de energia considerando configuração fixa.....	67
Tabela 23. Parâmetros do AG para o Caso Teste 3.....	68
Tabela 24. Tensões nas barras de carga para o Caso Teste 3.....	70

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACO	–	<i>Ant Colony Optimization</i> , Otimização por Colônia de Formigas
AES Sul	–	AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
AG	–	Algoritmo Genético
AT	–	Alta Tensão
BPSO	–	<i>Binary Particle Swarm Optimization</i> , Otimização por Enxame de Partículas Binário
D	–	Média de duração de interrupção do sistema
DHPSO	–	Algoritmo otimizado Distribuído em Arquitetura Hierárquica baseado em Enxame de Poli-partículas
ED	–	Evolução Diferencial
ENS	–	Energia Não Suprida
ES	–	Estratégia Evolutiva
F	–	Frequência média de interrupção
GIS	–	<i>Geographical Information System</i>
MT	–	Média Tensão
NA	–	Estado Normalmente Aberto
NF	–	Estado Normalmente Fechado
PSO	–	<i>Particle Swarm Optimization</i> , Otimização por Enxame de Partículas
SA	–	<i>Simulated Annealing</i> , Arrefecimento Simulado
SCADA	–	Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados
T	–	Indisponibilidade de interrupção
TS	–	<i>Tabu Search</i> , Busca Tabu
μ GA	–	Algoritmo micro-genético
I_x	–	Corrente na carga x
P_i	–	Perdas nas linhas por configuração ($i = i, ii, iii$)
R_x	–	Resistência da linha
S_x	–	Carga da barra x
V_x	–	Tensão nas barras ($x = 1, 2, 3$)

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABELAS	6
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	7
1 INTRODUÇÃO GERAL.....	10
1.1 Objetivos.....	12
1.2 Organização do trabalho	13
2 ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	14
2.1 Métodos de Otimização aplicados ao problema de Reconfiguração	14
2.2 Indicadores de Confiabilidade para o fornecimento de energia elétrica.....	17
2.3 Curva de Carga	18
2.4 Análise e comparação entre métodos de solução.....	19
3 RECONFIGURAÇÃO DE REDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.....	22
3.1 Introdução.....	22
3.2 Reconfiguração de redes de distribuição	22
3.3 Reconfiguração com Chaves Telecomandadas.....	24
3.4 Transitório Eletromagnético	25
3.5 Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição.....	25
4 MODELAGEM DAS CARGAS ELÉTRICAS E FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS.....	27
4.1 Introdução.....	27
4.2 Representação das cargas elétricas	27
4.3 Carga representada por Curvas Típicas	28
4.3.1 <i>Demanda máxima em um consumidor</i>	30
4.3.2 <i>Conversão dos dados de consumo mensal em demanda</i>	31
4.4 Associação dos dados às curvas típicas	32
4.5 Patamares de carga	36
4.6 Cálculo do Fluxo de Potência	38
4.6.1 <i>Carga representada por potência constante com a tensão</i>	39
5 ALGORITMO GENÉTICO APLICADO À RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
5.1 Introdução.....	44
5.2 Algoritmos Genéticos	44
5.3 Definições e terminologias dos Algoritmos Genéticos.....	46
5.4 Representação e codificação.....	46
5.5 População inicial.....	47
5.6 Avaliação da população.....	48
5.7 Função Objetivo e Restrições	48
5.8 Fluxo de potência.....	49
5.9 Seleção.....	50
5.10 Operadores Genéticos.....	51
6 ANÁLISE DOS RESULTADOS DA RECONFIGURAÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS.....	55
6.1 Introdução.....	55
6.2 Algoritmos Genéticos no MATLAB®	55
6.3 Estudo de Casos.....	56
6.3.1 <i>Considerações iniciais</i>	56
6.3.2 <i>Caso Teste 1</i>	58
6.3.3 <i>Caso Teste 2</i>	60
6.3.4 <i>Caso Teste 3</i>	66

7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	71
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	73
	APÊNDICE A – CURVAS TÍPICAS POR PATAMAR DE CARGA.....	77
	APÊNDICE B – PROGRAMAS EM MATLAB.....	78
	APÊNDICE C – VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA	95

1 INTRODUÇÃO GERAL

Nos últimos anos as regulamentações do setor elétrico têm solicitado das concessionárias uma maior eficiência no sentido de melhorar as condições de operação de suas redes, tanto em termos de continuidade e conformidade dos níveis de tensão como também segurança na operação de seus sistemas. Uma das técnicas para otimizar as condições de funcionamento das redes de distribuição é através da reconfiguração, que tem como principal finalidade reduzir as perdas de energia, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade e elevar a qualidade de energia eliminando sobrecarga da rede.

Usualmente os sistemas de distribuição tem uma estrutura de operação radial visando reduzir custos com linhas e equipamentos para proteção e coordenação. Dessa forma, a conexão entre os alimentadores é através de chaves de interligação, normalmente abertas que permitem reconfigurar a rede. Assim, a mudança da topologia da rede consiste em fechar chaves de interconexão entre alimentadores diferentes que estavam no estado normalmente aberta (NA) e abrir chaves normalmente fechadas (NF), de forma a realizar a transferência de cargas de um alimentador para outro. Também podem ocorrer transferências dentro de um mesmo alimentador.

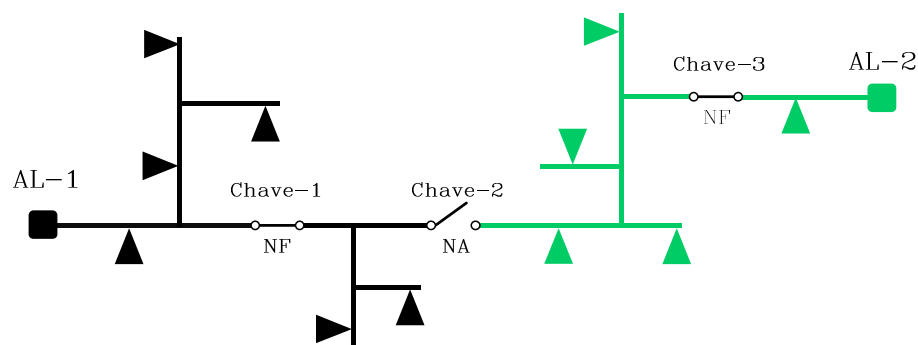


Figura 1.1. Rede exemplo para manobra de transferência de carga.

As Figura 1.1 e Figura 1.2 ilustram um exemplo de transferência de carga entre dois alimentadores diferentes de um pequeno sistema de distribuição.

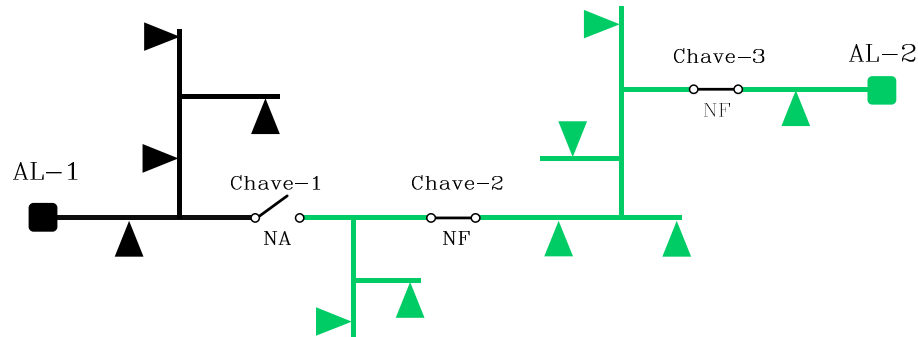


Figura 1.2. Transferência de carga do AL-1 para o AL-2.

Para a reconfiguração de redes de distribuição podem ser utilizadas duas técnicas distintas de comutação das chaves: por ação remota, através de telecomando quando o sistema é automatizado, ou por ação local, por equipes de manutenção. Existem vários trabalhos na literatura com diferentes abordagens para reconfiguração.

Segundo Kagan et al. (1998), a crescente automatização dos sistemas de distribuição trouxe a possibilidade de se alterar mais facilmente a configuração da rede, através de manobras dos dispositivos de seccionamento, viabilizando ações que permitem operar o sistema sempre da maneira mais adequada, com redução nas perdas e melhoria nos níveis de carregamento e de tensão.

Neste contexto, a automação possui um papel importante dentro da reconfiguração, pois em condições normais de operação pode-se operar a rede em uma configuração que reduza a perda de energia, através de manobras das chaves. Trechos de rede com carregamento crítico podem também ser aliviados através do balanceamento da carga (Schmidt, 2005).

Outra abordagem para a reconfiguração de redes ocorre no estudo de restabelecimento de energia em situações de contingências, no qual é necessário determinar quais chaves NF devem ser abertas para isolar o trecho de rede que tenha apresentado defeito e transferir os consumidores desenergizados para outro alimentador. O retorno da rede ao estado original após o reparo do trecho com defeito exige também um planejamento atento da sequência de operação das chaves. De acordo com Bernardon (2007) podem-se adotar as seguintes medidas para minimizar a área afetada por uma contingência: identificar o local onde o defeito ocorreu; isolar a menor parte possível do sistema através da abertura de chaves; manobrar as

chaves para restabelecer o suprimento para os consumidores a jusante do bloco isolado; corrigir o problema; realizar novas manobras de chaves para retornar ao estado normal das redes.

Uma importante aplicação de reconfiguração também ocorre no planejamento de sistemas de distribuição, onde é preciso definir a topologia em que a rede irá operar no futuro dentro do horizonte do planejamento, tipicamente de 5 a 10 anos. Segundo Cossi (2008) em geral os estudos desenvolvidos para o planejamento de redes contemplam a alocação de novas subestações, repotencialização de subestações existentes, determinação e especificação dos cabos dos alimentadores e dos ramais de interconexão entre alimentadores para fins de restauração e reconfiguração da rede primária.

Neste trabalho será abordado o problema de reconfiguração de redes de distribuição em condições normais de operação, procurando operar o sistema sempre em condições que reduzam as perdas de energia, observando os níveis de carregamento da rede. Assim, adotou-se uma abordagem diferente da grande maioria dos trabalhos que envolvem reconfiguração. Consideraram-se patamares de carga, modelando a carga por curvas típicas de carga. Ao longo do dia, existirá mais de uma solução para a reconfiguração, sendo que o sistema irá sempre operar em uma configuração de rede ótima de acordo com a variação da carga e os níveis de carregamento, partindo da premissa que existem chaves automatizadas ao longo dos alimentadores.

Para implementação da metodologia foi utilizado o *software* de programação MATLAB[®].

1.1 Objetivos

O objetivo do trabalho é apresentar uma metodologia para encontrar as melhores configurações de operação das redes em condições normais de operação, com a finalidade de reduzir as perdas de energia do sistema através da reconfiguração das redes de distribuição, considerando as variações da carga ao longo do dia. Para encontrar a configuração de minimização de perdas são utilizadas as técnicas de otimização dos Algoritmos Genéticos (AGs).

1.2 Organização do trabalho

O trabalho está dividido em sete capítulos. Onde no Capítulo 1 como foi apresentado, há a descrição geral dos sistemas de distribuição e as diferentes finalidades da reconfiguração das redes de distribuição de energia elétrica.

O Capítulo 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica do estado da arte dos sistemas de distribuição, destacando os métodos de otimização aplicados à reconfiguração, indicadores de confiabilidade e curvas de carga.

O Capítulo 3 descreve a reconfiguração dos sistemas de distribuição como alternativa para redução de perdas de energia considerando a variação da carga. Também são apresentadas considerações sobre chaves telecomandadas e transitórios eletromagnéticos.

O Capítulo 4 descreve a modelagem das cargas adotadas no trabalho. Também é apresentado o estudo do fluxo de potência em redes radiais.

O Capítulo 5 apresenta os principais conceitos dos Algoritmos Genéticos e sua aplicação em sistemas de distribuição. Também é apresentada a implementação e descrição das funções utilizadas no trabalho.

O Capítulo 6 apresenta testes e resultados obtidos com a aplicação dos AGs para minimização das perdas, incluindo um estudo com dados de uma rede real de distribuição.

O Capítulo 7 apresenta os comentários finais, conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

O Apêndice A contém os dados utilizados para escolha dos perfis de carga considerados no trabalho. O Apêndice B mostra os códigos desenvolvidos no *software* MATLAB[®] e o Apêndice C apresenta a validação dos resultados do fluxo de potência no *software* MATLAB[®]/Simulink.

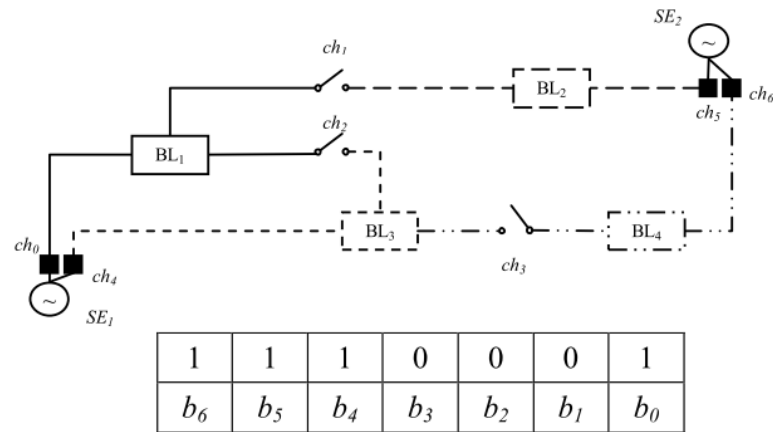
2 ESTADO DA ARTE DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A seguir são detalhados alguns dos trabalhos do estado da arte na literatura abordando reconfiguração de redes de distribuição radiais publicados de 2008 a 2012, os quais sustentam a relevância deste tema. Em especial, dá-se ênfase para métodos de otimização, índices de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e modelagem da carga nos sistemas de distribuição.

2.1 Métodos de Otimização aplicados ao problema de Reconfiguração

O trabalho de Bento e Kagan (2008) propõe uma metodologia para determinação da solução ótima de redes de distribuição com objetivo da minimização de perdas elétricas, utilizando algoritmo genético básico e algumas de suas variantes para seus operadores genéticos: seleção, cruzamento e mutação. Apresenta resultados com uma rede real em tempos de execução compatíveis para aplicações em atividades de planejamento, expansão e operação.

Além das considerações feitas no parágrafo anterior, o trabalho considera o conceito de blocos de carga e família de blocos, que compreendem um conjunto de barras do sistema delimitado por chaves ou finais de linha. Cada bloco de carga se conecta ao restante do sistema através de uma única chave. O número de chaves fechadas no sistema equivale ao número de blocos, onde corresponde a uma configuração radial e conexa, levando o AG a ser mais eficiente na resolução do problema. A Figura 2.1 apresenta a codificação possível para o problema de configuração de redes, onde cada *bit* está associado com o estado da chave correspondente (se a chave b_i está aberta o bit vale 0, caso contrário, vale 1).



Fonte: Bento e Kagan, (2008)

Figura 2.1. Exemplo de representação de uma *string* ou indivíduo.

A partir da rede da Figura 2.1, tem-se a representação por blocos de carga conforme Tabela 1.

Tabela 1. Representação de uma *string* ou indivíduo.

BL1		BL2	BL3		BL4
0	0	1	1	0	1
Ch₀		Ch₁	Ch₂		Ch₃
Ch₁	Ch₅		Ch₃		Ch₆
Ch₂		Ch₄			

Fonte: Bento e Kagan (2008)

Mekhamer et al. (2008) apresentam um algoritmo de busca tabu – *Tabu Search* (TS) que minimiza as perdas de potência ativa com a comutação das chaves seccionadoras. O diferencial deste trabalho é que o procedimento de TS convencional é melhorado utilizando uma lista tabu com tamanho variável adaptável ao tamanho do sistema, com ajustes dos parâmetros do algoritmo durante o procedimento da busca. Desta forma, evita a convergência lenta e mínimos locais. Além disso, um movimento aleatório multiplicativo é usado no processo de busca para regiões inexploradas. Resultados de simulação comparam o desempenho com o método *Simulated Annealing* (SA) e mostram que o algoritmo TS é mais eficiente que SA quanto à precisão da solução. TS tem uma otimização determinística, enquanto SA é considerada uma técnica de otimização estocástica que pode falhar para alcançar a solução ideal. Os resultados deste trabalho foram validados apenas em sistemas de teste IEEE de 32 e 69 barras.

Lu et al. (2009) propõem um algoritmo otimizado distribuído em arquitetura hierárquica, baseado em enxame de poli-partículas (DHSPSO) utilizando conceito de hierarquia da teoria de controle. O algoritmo divide um sistema de rede de distribuição de larga escala em muitos subsistemas e faz a otimização em pequenos blocos. O valor ideal de cada subsistema é aceito como o valor ideal de cada partícula, e realiza a otimização por enxame de partículas é realizada, obtendo a solução ótima global. Dessa forma, são reduzidas a complexidade e as dimensões da variável de otimização do sistema, além de promover melhor velocidade e precisão de convergência. Na análise dos resultados, foram utilizados dois sistemas típicos de teste IEEE de 32 e 69 barras. O algoritmo proposto não é tão rápido como o algoritmo TS, porém, é melhor na velocidade de convergência e é bem mais eficiente que o PSO na capacidade de otimização global. A vantagem é mais significativa com o aumento da escala das redes de distribuição.

Em (Xu e Wang, 2009) é proposto o método de busca tabu para solução da reconfiguração de rede de distribuição baseado em GIS¹, considerando o novo modelo de rede de distribuição em rede geométrica. O algoritmo é construído sobre um mecanismo de descida que se move em direção ao menor valor da função objetivo.

Radha e Rughooputh (2010) sugerem um novo algoritmo inspirado na evolução quântica com a obtenção de soluções ótimas para sistemas de distribuição muito grandes. Comparam o desempenho com métodos exaustivos, heurísticos e algoritmos genéticos, obtendo uma ferramenta eficiente que reduz o espaço de busca e acelera o processo. A validação ocorre em três sistemas de testes: 16 barras, 32 barras e um sistema de distribuição real.

Souza et al. (2010) e Abdelaziz et al. (2012) utilizam o algoritmo de formigas – *Ant Colony Optimization* (ACO) para resolver o problema de otimização combinatória com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativas totais. Um fator inconveniente de ambos os trabalhos é que o algoritmo só foi testado para sistemas de teste da literatura.

Braz e Souza (2011) propõem um algoritmo genético, com duas codificações de rede. A primeira nomeia-se subtrativo e começa com a rede de malha obtida fechando todas as chaves e prossegue sequencialmente abrindo uma de cada vez até que uma topologia de conexão radial seja obtida. A segunda chama-se aditivo e faz o inverso. As técnicas propostas são capazes de reduzir o espaço de solução de busca para restrições de radialidade e de consistência dimensional. A proposta compreende perdas e minimização de operações de

¹ Geographical Information System – apresenta os ativos da rede elétrica com informações geográficas.

comutação, bem como as restrições de limite térmico e queda de tensão. Os resultados são eficazes na redução do espaço de soluções de busca. A validação dos resultados realiza-se em três sistemas de distribuição amplamente publicados na literatura modelo IEEE: 16 barras, 33 barras e 70 barras.

O recente trabalho de Farahani et al. (2012) mostra resultados da aplicação da reconfiguração combinada com a alocação de capacitores na rede de distribuição para reduzir as perdas de energia e manter o perfil de tensão dentro dos limites admissíveis. A aplicação simultânea dos dois métodos se mostra mais eficaz do que separadamente. É utilizado um método estimado para obter o comportamento da carga ao longo do horizonte de planejamento de dois anos. O algoritmo de *branch exchange* é utilizado para encontrar as melhores configurações da rede. Para indicar a alocação e a capacidade dos capacitores são utilizados os métodos de otimização dos AG e SA.

2.2 Indicadores de Confiabilidade para o fornecimento de energia elétrica

Além dos trabalhos que apresentam técnicas de otimização para reconfiguração das redes de distribuição, outros trabalhos apresentam o estudo considerando os indicadores de confiabilidade.

Leite et al. (2009) apresentam uma metodologia utilizando três técnicas meta-heurísticas para procurar a configuração ideal da rede: *Tabu Search* (TS), Estratégia Evolutiva (ES) e Evolução Diferencial (ED). A função objetivo a ser minimizada é baseada no custo do sistema com a perda de carga (custo de interrupção por unidade consumidora), porém, poderia ser qualquer índice de confiabilidade ou conjunto de índices. Na aplicação do TS utiliza-se uma lista tabu e critério de aspiração, para evitar mínimos locais. Também são abordadas a intensificação e diversificação, permitindo que o algoritmo possa executar uma pesquisa mais ampla, visitando regiões ainda não exploradas, com maior probabilidade de envolver todo o universo de possíveis soluções para o problema. A validação dos resultados utiliza uma rede de distribuição real. Entre os métodos apresentados, a TS mostrou um melhor desempenho, considerando o tempo computacional para a mesma qualidade de solução que os demais. No entanto, ES também apresentou um desempenho próximo ao TS para uma pequena população, para uma população maior o tempo computacional é mais elevado. A ED só apresenta uma solução de boa qualidade para uma população superior a 30 indivíduos. No entanto, para esta população, o método gasta um tempo excessivo.

Outra abordagem relevante é apresentada no trabalho de Mendoza et al. (2009) onde são utilizadas as definições do ótimo de Pareto para selecionar as soluções, encontrando-se assim as melhores soluções possíveis. Este artigo apresenta uma abordagem multiobjetivo, baseado em um algoritmo micro genético (μ GA), e considera os *trade-offs* entre as perdas de energia e os índices de confiabilidade para avaliar as funções objetivo e verificar as restrições operacionais da rede. Quatro possibilidades de topologias radiais são apresentadas, sendo possível calcular perdas de potência (PL) e os índices de confiabilidade: F (frequência média de interrupção), T (indisponibilidade de interrupção), D (média de duração de interrupção do sistema) e ENS (energia não suprida). São considerados dois sistemas de teste padrão e uma rede primária de distribuição real de 15 kV. O desempenho do μ GA é avaliado comparando os resultados obtidos (para o modelo elétrico proposto) em relação aos encontrados através de busca exaustiva e através de outro algoritmo evolutivo multiobjetivo.

No trabalho de Bernardon et al. (2011) é apresentada uma metodologia multicriterial *fuzzy* para alocação de chaves telecomandadas em redes de distribuição, a fim de aumentar a confiabilidade do sistema de forma que a empresa possa ponderar a operação para atender os indicadores de confiabilidade. O critério de viabilidade técnica das transferências de carga foi considerado como restrição no processo de alocação das chaves, isto é, as transferências não devem resultar em sobrecargas nos elementos elétricos da rede, violar os limites permissíveis de nível tensão da rede bem como os ajustes de *trip* dos dispositivos de proteção. A verificação destas restrições é realizada considerando o patamar de carga máxima, uma vez que representa o cenário de operação mais severo. Se atendida esta condição, entende-se que as transferências de carga nos demais patamares serão viáveis, visto que possuem níveis menores de carga. Vale ressaltar que a verificação dos ajustes de proteção muitas vezes é desprezada na maioria dos trabalhos.

2.3 Curva de Carga

Considerando que a demanda dos consumidores muda significativamente ao longo do tempo, não existe uma única solução para a melhor otimização de uma rede de distribuição. Uma topologia obtida para certo regime pode não ser a ideal sob novas condições de operação. Dessa forma, a bibliografia estudada mostra que a maioria dos trabalhos não considera a carga variando ao longo do tempo, sendo que esta representação seria a mais adequada para a análise do comportamento real dos sistemas de distribuição.

Uma nova abordagem é proposta por Yin e Lu (2009) que considera como equilibrar a eficiência com os custos de confiabilidade em uma rede de distribuição através de um problema de otimização multiobjetivo. O método divide a curva de carga anual dos alimentadores em estudo em múltiplos períodos de diferentes níveis de carga e otimiza as configurações para o planejamento anual de operação. A solução é obtida através da otimização por enxame de partículas binário (BPSO) e indica que não considerar a variação da carga no tempo, empregando apenas cargas fixas e parâmetros de confiabilidade, poderia subestimar a perda total para a concessionária e clientes.

Leal et al. (2009) apresentam um procedimento para obter o perfil de carga diário dos transformadores de distribuição, baseado em dados de consumo mensal, que também pode ser estendido a outros componentes do sistema de distribuição (rede secundária, primária e transformadores de AT e MT). A metodologia é desenvolvida a partir da manipulação do banco de dados da concessionária, como o consumo mensal dos consumidores, curvas típicas de carga de cada classe de consumo e também pelo tipo de atividade desenvolvida. É descrito o cálculo de perdas relativo à variabilidade da carga considerando modelos de rede neural artificial.

Em (Queiroz et al., 2012) é discutida uma nova forma de abordagem de perdas técnicas de energia nos sistemas de distribuição, a qual não utiliza a demanda máxima e sim um novo parâmetro: o coeficiente de perdas, que utiliza a demanda média e o desvio padrão da curva de carga. Esta utilização torna os cálculos mais precisos e simples, permitindo a utilização da soma das energias medidas nos consumidores para obtenção da corrente média e assim a determinação das perdas técnicas decorrentes do consumo regular. As aplicações práticas apresentadas ilustram como o uso de demandas médias e coeficiente de perda pode ajudar a fazer melhores escolhas de cabos, aumentar a precisão na estimativa de perda para transformadores de distribuição e melhorar a qualidade da informação na análise de estimativas de perdas.

2.4 Análise e comparação entre métodos de solução

De acordo com a revisão bibliográfica a literatura tem tratado o problema de reconfiguração das redes de distribuição com diferentes técnicas de otimização, sendo que cada método apresenta uma ou mais dificuldades. No trabalho de Radha e Rughooputh (2010) são citadas as principais dificuldades de solução que geralmente são encontradas:

- (i) Tempo computacional para sistemas de médio e grande porte pode ser excessivo;
- (ii) Confiança em heurísticas, envolvendo apenas soluções sub-ótimas;
- (iii) Dificuldade na obtenção de soluções viáveis.

Tais dificuldades podem ser compreendidas do ponto de vista da otimização, onde um algoritmo para reconfiguração de rede eficiente deve possuir algumas características para que possa ser útil em aplicações de distribuição. Características que são apresentadas em (Gomes, 2005):

(i) Habilidade em respeitar restrições. Equipamentos têm invariavelmente restrições de capacidade que limitam o seu carregamento. Além disso, existem restrições impostas por limites operacionais do sistema;

(ii) Respeitar o padrão do chaveamento radial: determinação dos pontos normalmente abertos dentro da rede que forçam um fluxo radial;

(iii) Levar em consideração outros fatores tais como a não linearidade e tempo computacional na determinação da solução.

A técnica de otimização adotada neste trabalho foi a de Algoritmos Genéticos. Esta escolha ocorreu principalmente pela revisão bibliográfica apresentada, onde na literatura, a maioria das publicações envolvendo a solução de problemas de otimização aplicados a sistemas de distribuição é baseada em algoritmos genéticos. Também na revisão bibliográfica, foi possível perceber a evolução de outras técnicas de otimização utilizando conceitos de algoritmos genéticos.

Os algoritmos genéticos possibilitam a análise de redes reais, sem necessidade de simplificações ou aproximações. Além da solução principal, fornecem várias alternativas com valores muito próximos a ela (Sperandio, 2008). Outros métodos, como Busca Tabu e Enxame de Partículas, apresentam a desvantagem de convergência prematura ou divergência. De acordo com (Serapião, 2009), podem levar a soluções distantes do ótimo global, sendo incapazes de retornar o caminho que levaria a solução ótima.

A Tabela 2 apresenta um quadro comparativo entre alguns dos métodos apresentados: Algoritmos Genéticos, Busca Tabu e Enxame de Partículas.

Tabela 2. Quadro comparativo entre Métodos de Otimização.

Método	Algoritmos Genéticos (AG)	Busca Tabu (TS)	Enxame de Partícula (PSO)
Tempo Computacional	Médio baixo	Baixo	Baixo
Características	<ul style="list-style-type: none"> •Trabalham com codificação de parâmetros, ao invés dos parâmetros originais do problema. •Pesquisam soluções ótimas a partir de um conjunto de soluções, não a partir de uma única. •Guiam-se no processo de busca apenas pelo valor da função aptidão; não precisam de derivadas ou outros conhecimentos auxiliares. •Utilizam regras probabilísticas na pesquisa de novas soluções e não determinísticas (Amorim, 2006; Bento e Kagan, 2008). 	<ul style="list-style-type: none"> •A partir da configuração corrente, passa-se a melhor configuração vizinha ou quase melhor, é permitida uma degradação da qualidade da função objetivo. •O conjunto de vizinhos não se caracteriza de maneira estática; varia dinamicamente em estrutura e tamanho durante todo o processo de otimização. •O algoritmo para no momento que não existem configurações vizinhas que diminuam o valor da função objetivo (Guimarães, 2005; Sedano, 2005; Silva, 2005). 	<ul style="list-style-type: none"> •Trabalha a partir de uma população de partículas fazendo-as evoluir até que se encontre uma solução aceitável. •Cada indivíduo é influenciado durante a busca pela sua própria experiência e pela experiência do grupo, balanceando aprendizado individual e cognição social. •Busca utilizando uma população de possíveis soluções com regras de transição entre uma geração e outra envolvendo probabilidades. •O algoritmo é repetido até que um critério de terminação é atingido ou as mudanças nas velocidades das partículas estejam perto de zero (Araújo, 2011; Medeiros, 2005; Meneses, 2010; Sacramento, 2007).
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> •Possibilita a análise de redes reais, sem necessidade de simplificações ou aproximações. •Além da solução principal, fornece várias alternativas com valores próximos a ela (Sperandio, 2008). 	<ul style="list-style-type: none"> •Converge de forma mais rápida em direção à solução de boa qualidade. •A restrição de radialidade é tratada pelo algoritmo de maneira bastante eficiente (Guimarães, 2005). 	<ul style="list-style-type: none"> •Não há a necessidade de modelos complexos para a execução dos cálculos.
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> •Sensibilidade da convergência à mudança de parâmetros. 	<ul style="list-style-type: none"> •Na maioria dos casos o valor encontrado não é o ótimo global. 	<ul style="list-style-type: none"> •Convergência prematura ou divergência podem levar a soluções distantes do ótimo global, sendo incapaz de retomar o caminho que levaria à solução ótima (Serapião, 2009).

3 RECONFIGURAÇÃO DE REDES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 Introdução

Neste capítulo são apresentadas as principais características que envolvem os sistemas de distribuição, bem como a problematização de se realizar a reconfiguração da rede para otimizar a operação dos sistemas de distribuição com a redução de perdas.

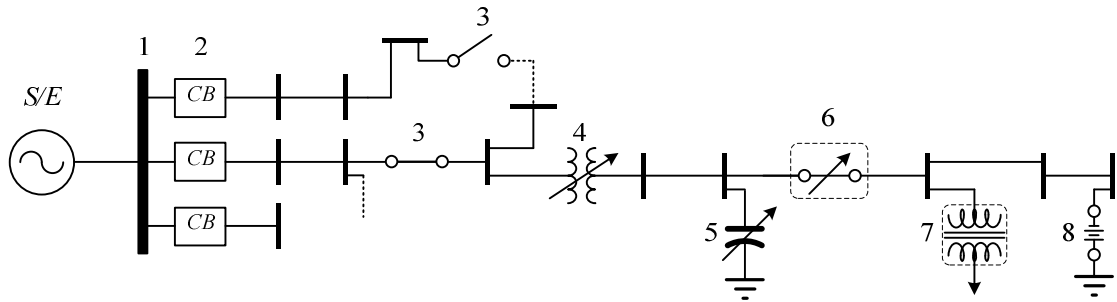
3.2 Reconfiguração de redes de distribuição

A reconfiguração de um sistema de distribuição consiste na alteração da topologia da rede em função de manobras nas chaves, permitindo a transferência de carga de um alimentador para o outro de forma a atingir um determinado objetivo, mantendo a estrutura radial do sistema.

As redes de distribuição podem operar em duas topologias: radial e anel. A operação mais usual é de forma radial, onde existe um único caminho energizado entre a subestação e a carga. A topologia radial apresenta vantagens em relação à topologia em anel como menores níveis de curto-circuito, simplicidade nas operações de chaveamento e facilidade no emprego de equipamentos de proteção. Por outro lado, a estrutura radial é pouco confiável do ponto de vista operacional, pois não garante alternativas de suprimento no caso de falhas ou sobrecargas (Pereira, 2000).

A reconfiguração de uma rede de distribuição pode ser formulada como um problema de otimização combinatória de alta complexidade devido ao elevado número de elementos de comutação existentes no sistema e a dimensão da rede.

A Figura 3.1 mostra os equipamentos típicos nos sistemas de distribuição. Para abordagem do problema de redução de perdas, os principais componentes dos sistemas de distribuição a serem representados são: chaves, cargas, linhas e subestações.



- 1 – Barramento principal em média tensão;
- 2 – Disjuntores;
- 3 – Chave seccionadora para manobra;
- 4 – Regulador automático de capacitores;
- 5 – Banco automático de capacitores;
- 6 – Chave religadora automática;
- 7 – Transformador de distribuição (média/baixa tensão);
- 8 – Protetor de surto de tensão (para-raios).

Figura 3.1. Equipamentos típicos de um sistema de distribuição (Pereira, 2000).

De acordo com Mantovani et al. (2000), a solução exata para o problema da reconfiguração envolve a seleção, entre todas as configurações possíveis, daquela que tenha a menor perda. A busca, examinando-se todas as configurações possíveis, encontrará a solução exata do problema. Mas, esse procedimento é praticamente inviável para grandes redes, pois o número de configurações factíveis geradas pelo chaveamento cresce exponencialmente com o número e a disposição das chaves, tornando o processo de busca oneroso para sistemas reais, considerando o tempo de processamento necessário para obter a solução desejada, o que justifica a utilização de técnicas de otimização.

São muitas as publicações que tem abordado o problema de redução de perdas por reconfiguração de redes. Na literatura são encontradas duas técnicas para realizar a reconfiguração, as quais vêm sendo discutidas há bastante tempo e reduzem o número de soluções a serem avaliadas: (i) utilização de técnicas heurísticas; (ii) utilização de técnicas de otimização, onde inicialmente considera-se o sistema malhado, adotando-se a condição em que todas as chaves seccionadoras estão fechadas. As chaves são abertas sucessivamente para obter a configuração radial.

Neste trabalho, propõe-se o uso de algoritmos genéticos como método de otimização para encontrar as melhores configurações de operação das redes de distribuição com redução das perdas de energia do sistema considerando variações de carga.

3.3 Reconfiguração com Chaves Telecomandadas

O uso de equipamentos telecomandados para reconfiguração tem se mostrado economicamente viável, devido ao surgimento de um grande número de fornecedores de soluções para automação e de novas tecnologias de comunicação (Sperandio e Coelho, 2010).

Os Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA) permitiram as empresas distribuidoras monitorar e controlar remotamente os elementos da rede. O acionamento remoto das chaves viabiliza a rápida alteração da configuração da rede e permite sua modificação para a configuração otimizada de acordo com a demanda ao longo do tempo (Costa, 1999).

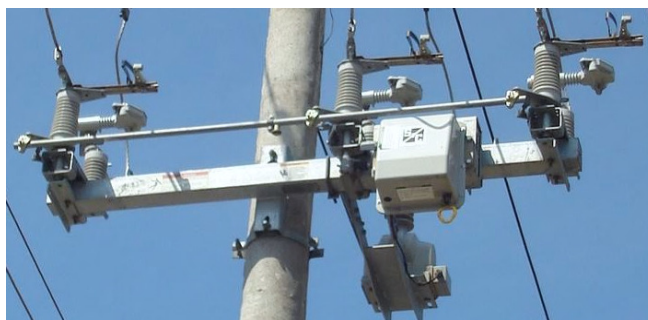


Figura 3.2. Chave de manobra automática.

As chaves telecomandadas como as que aparecem na Figura 3.2 podem abrir e fechar o circuito por ação de seus relés locais, ou serem controladas a partir do Centro de Operação da Distribuição (COD) via canal de comunicação. Muitas dessas chaves já possuem equipamentos para aquisição de dados de tensão e correntes, que transmitidos ao COD pela Unidade Terminal Remota (UTR) permitem o monitoramento em tempo real do carregamento ao longo do alimentador (Sperandio e Coelho, 2010).

Com o advento das chaves telecomandadas torna-se possível reconfigurar a rede para balancear a carga, distribuir o fluxo de potência e melhorar a confiabilidade do sistema sempre que houver necessidade. Porém, é necessário o estudo de paralelismo, que é um recurso com a finalidade de permitir que as transferências de carga ocorram sem a necessidade de desligamentos na rede, que podem ser causados por transitórios eletromagnéticos originários de comutações das chaves.

3.4 Transitório Eletromagnético

Geralmente as manobras de comutação das chaves são consideradas operações de risco para o sistema de distribuição, pois podem gerar transitórios eletromagnéticos indesejáveis, levando à instabilidade da rede. Um fenômeno transitório é uma função aperiódica de tempo e tem uma curta duração, o tempo entre a abertura e o fechamento de uma chave na rede de distribuição, por exemplo, onde uma onda de tensão é introduzida por uma mudança repentina na tensão em um ponto do sistema (Gonen, 1987).

Neste trabalho, os transitórios causados pelas comutações das chaves não serão considerados na análise da reconfiguração da rede. Porém este tipo de estudo é de extrema importância na validação das operações reais, pois os picos de tensão ou corrente oriundos das comutações podem ser destrutivos para os equipamentos do sistema. Portanto, as operações devem sempre ser limitadas a níveis seguros, condizente com os níveis de proteção dos equipamentos.

3.5 Perdas de Energia em Sistemas de Distribuição

Merlin e Back em 1975 foram os pioneiros no uso de procedimentos de reconfiguração para encontrar as configurações de operação da rede com perdas reduzidas. Os bons resultados de suas pesquisas motivaram diversos pesquisadores a estudar o problema de redução de perdas por reconfiguração de redes de distribuição.

As perdas de energia ou perdas técnicas em redes de distribuição são decorrentes do transporte da energia elétrica devido à resistência elétrica nos cabos, conexões e equipamentos. Essas perdas representam custos adicionais para as concessionárias de distribuição, exigindo investimentos para manter a qualidade do fornecimento de energia. Custos que não podem ser eliminados, apenas minimizados utilizando metodologias adequadas.

De acordo com (Gomes, 2005), uma vez que em um sistema elétrico em operação a demanda não pode ser controlada e os parâmetros elétricos são fixos, a única alteração que pode ser realizada por parte da empresa de distribuição visando à redução das perdas está na reconfiguração da topologia dos alimentadores. Assim, as redes devem ser otimizadas para que a carga seja atendida com um mínimo de perdas, respeitando as restrições do problema

tais como: (a) radialidade, (b) coordenação da proteção, e (c) limites operacionais e técnicos exigidos por equipamentos e órgãos regulatórios.

Operar a rede com a configuração de mínimas perdas é importante tanto pelo aspecto econômico como da qualidade de fornecimento. A configuração de mínimas perdas é caracterizada por uma melhor distribuição do fluxo de potência nos circuitos da rede; em consequência, a vida útil dos equipamentos instalados na rede aumenta e o perfil de tensão dos circuitos de alimentação é melhorado (Cavellucci, 1998).

No próximo capítulo, é apresentada a modelagem das cargas elétricas para obter a minimização das perdas considerando as variações de carga ao longo do dia e o estudo do fluxo de potência em redes radiais.

4 MODELAGEM DAS CARGAS ELÉTRICAS E FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

4.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a metodologia relacionada à modelagem das cargas elétricas a partir do modelo de Bernardon (2007). É discutida a necessidade de se considerar a variação de demanda para representação dos sistemas de distribuição. Também é apresentada a metodologia para o cálculo de fluxo de potência nos sistemas de distribuição radiais.

4.2 Representação das cargas elétricas

Geralmente a carga possui um perfil em função da classe de consumo que está inserida. Em grande parte das concessionárias os consumidores são classificados em classes de consumo como: residencial, comercial, industrial, poder público e rural. Por sua vez, os perfis de carga variam de alimentador para alimentador devido à mistura e à dispersão desses consumidores ao longo da rede elétrica.

Pelo fato de que a curva de carga das classes de consumo não apresenta picos de energia coincidentes, pode-se utilizar a reconfiguração da rede para permitir a transferência periódica de carga de locais altamente carregados para regiões levemente carregadas (Gomes, 2005). Isso ocasiona não somente uma melhoria nas condições operacionais do sistema, como também proporciona uma utilização completa dos recursos. Além disso, a correta representação da carga do sistema é fundamental e pode ser feita com a utilização de curvas típicas de carga, tornando as análises mais pontuais e eficientes, pois se conhece o comportamento do sistema de distribuição como um todo.

Um dos primeiros estudos desenvolvidos com o objetivo de construir curvas típicas de carga dos consumidores de baixa tensão foi desenvolvido com o trabalho de (Jardini et. al,

2000), onde a metodologia definiu a forma de agregação das curvas de carga ao longo do sistema de distribuição, tanto nos transformadores como em equipamentos. Os trabalhos de (Konig, 2004) e (Bernardon, 2007), também apresentam uma metodologia para a construção de curvas típicas de carga através do agrupamento de curvas de carga normalizadas, esta metodologia foi parcialmente adotada para a análise deste trabalho.

4.3 Carga representada por Curvas Típicas

As curvas típicas de carga são curvas que expressam o comportamento da carga de grupos típicos de consumidores (residenciais, comerciais, industriais...). Sua característica mais importante é o seu formato. Por isso, as curvas típicas de carga são geralmente normalizadas. Dessa forma, elas refletem somente o processo de variação de consumo de energia elétrica em um determinado período de tempo, para alguns consumidores ou grupos de consumidores semelhantes, sem levar em conta a magnitude da carga.

A construção de curvas típicas de carga através do agrupamento de curvas de carga normalizadas de várias subclasses definida é feita através da composição das ordenadas das curvas normalizadas que representam os mesmos tipos de consumidores, para os mesmos tipos de dias da semana, estações do ano e região de localização. Normalmente, quando não se tem muitos dados disponíveis em quantidades suficientes para realizar esse agrupamento através de métodos estatísticos tradicionais, a amostra é representada por um único valor x , o qual geralmente é a média dos n elementos do conjunto.

A fim de utilizar com um maior nível de eficiência e de adequação as informações disponíveis nas concessionárias, um valor determinístico mais representativo do que a média dos elementos do conjunto, pode ser obtido com o uso da equação (1) (Bernardon, 2007).

$$x_t^* = \frac{1}{5} \left[2M(X_t^*) + 2Me(X_t^*) + Mo(X_t^*) \right] \quad (1)$$

Onde:

X_t^* – valor de potência ativa ou reativa normalizado da curva típica de carga, para a hora t ;

$M(X_t^*)$ – média da amostra X_t^* normalizada, para a hora t ;

$Me(X_t^*)$ – mediana da amostra X_t^* normalizada, para a hora t ;

$Mo(X_t^*)$ – moda da amostra X^* normalizada, para a hora t .

Quando as estimativas das ordenadas das curvas típicas são calculadas de acordo com a equação (1), existe a possibilidade de se eliminar ou diminuir a influência de possíveis erros de medições ou a ocorrência de valores casuais (valores aleatórios não representativos) (Bernardon, 2007).

As informações dos dados elétricos utilizados neste trabalho foram obtidas junto ao banco de dados da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, concessionária de distribuição de energia elétrica que atende a região Centro-Oeste do Estado do Rio Grande do Sul. Os dados utilizados foram: potência ativa e reativa e consumo mensal dos transformadores além das curvas típicas de carga em 24 ordenadas de 1 hora.

De acordo com o banco de dados da AES Sul são classificados cinco grandes classes de consumo: residencial, industrial, comercial, rural e outros. Para cada classe, existem subclasses, diferenciadas, por valores de consumo mensal de energia elétrica como apresentado na Tabela 3.

Tabela 3. Representação das classes e subclasses de consumo.

Classe	Subclasse (kWh)	
Residencial	Faixa de consumo 1	0 – 160
	Faixa de consumo 2	161 – 500
	Faixa de consumo 3	501 – 1000
Industrial	Faixa de consumo 1	0 – 500
	Faixa de consumo 2	501 – 1000
	Faixa de consumo 3	> 1001
Comercial	Faixa de consumo 1	0 – 500
	Faixa de consumo 2	501 – 1000
	Faixa de consumo 3	> 1001
Rural	–	
Outros	Faixa de consumo 1	0 – 500
	Faixa de consumo 2	501 – 1000
	Faixa de consumo 3	> 1001

Para os consumidores residenciais, industriais e comerciais e outros são especificadas três subclasses de energia diferenciadas pelo consumo. Já para os consumidores rurais não são

especificados subclasses. A cada classe e subclasse de consumo são associadas um conjunto de curvas típicas, em 24 ordenadas de 1 hora.

- Classe Residencial – 34 tipos de curvas: 11 curvas para Faixa 1, 10 curvas para Faixa 2 e 13 curvas para Faixa 3.
- Classe Comercial – 33 tipos de curvas: 11 curvas para Faixa 1, 13 curvas para Faixa 2 e 10 curvas para Faixa 3.
- Classe Industrial – 36 tipos de curvas: 13 curvas para Faixa 1, 12 curvas para Faixa 2 e 12 curvas para Faixa 3.
- Classe Rural – 8 tipos de curvas.
- Classe Outros – 30 tipos de curvas: 11 curvas para Faixa 1, 13 curvas para Faixa 2 e 10 curvas para Faixa 3.

Os dados utilizados da AES Sul serviram para montar um perfil de carga por classe de consumo para ser utilizado neste trabalho, baseado em dados de redes de distribuição reais. No arquivo de cadastro da AES Sul, tinha-se o código do transformador, consumo mensal em kWh, quantidade de clientes conectados ao transformador e a classe que estes clientes pertencem. Porém, não era especificado o tipo de curva que o cliente estaria associado, sendo que cada faixa possui diversas curvas típicas.

Para a escolha de uma curva típica única que representasse o perfil de carga por faixa de consumo de cada classes de consumidores, adotou-se a metodologia relacionada a seguir.

4.3.1 Demanda máxima em um consumidor

Em geral, a determinação da demanda máxima de um consumidor é feita a partir da energia consumida em um determinado intervalo de tempo e da estimativa do fator de carga (relação entre a demanda média e a demanda máxima), que é obtida em função do consumo ou do tipo de atividade desenvolvida (Kagan et al., 2004).

$$D_{\max} = \frac{W}{T \cdot f_c} \quad (2)$$

Onde:

D_{\max} – demanda máxima (kW);

W – energia consumida num determinado período de tempo (kWh);

T – período de tempo (h);
 f_c – fator de carga.

4.3.2 Conversão dos dados de consumo mensal em demanda

Os métodos mais usuais utilizam a demanda ativa máxima para normalização das curvas de carga ativa e reativa, assim, quando cada consumidor, a partir do seu consumo mensal e/ou atividade desenvolvida, for associado a uma curva de carga típica, também se determina o seu fator de carga. O fator de carga é igual à demanda média normalizada, visto que a demanda máxima normalizada tem valor igual a um.

$$f_{ckd} = \frac{W_{kd}^*}{T \cdot D_{Máxkd}^*} = \frac{W_{kd}^*}{24} = D_{Médkd}^* \quad (3)$$

Onde:

W_{kd}^* – área sob a curva típica de carga normalizada k referente ao dia d ;

$D_{Máxkd}^*$ – demanda ativa máxima normalizada da curva típica de carga k referente ao dia d ;

$D_{Médkd}^*$ – demanda ativa média normalizada da curva típica de carga k referente ao dia d ;

T – período de construção das curvas típicas de carga, usualmente em intervalos de 1 hora, assim o período T é igual a 24.

Assim, para determinar a demanda ativa máxima para o consumidor associado à curva de carga típica k , utiliza-se a Equação (2).

$$D_{Máxk} = \frac{W_k}{T \cdot D_{Médk}^*} = \frac{W_k}{24 \cdot D_{Médk}^*} \quad (4)$$

Onde:

W_k – consumo de energia do consumidor associado à curva típica de carga k , para o período de dias considerado (kWh);

$D_{Máxk}$ – demanda ativa máxima para o consumidor associado à curva de carga típica k (kW).

Pode-se construir a curva de carga estimada para o consumidor, multiplicando cada ordenada da respectiva curva de carga típica k pela demanda ativa máxima determinada conforme as Equações (5) e (6).

Demanda Ativa

$$P_{kdt} = D_{Máxk} \cdot P_{kdt}^* \quad (5)$$

Demanda Reativa

$$Q_{kdt} = D_{Máxk} \cdot Q_{kdt}^* \quad (6)$$

Onde:

P_{kdt} e Q_{kdt} – demandas, ativa e reativa, da ordenada t da curva típica de carga tipo k , para o dia da semana d ;

P_{kdt}^* e Q_{kdt}^* – demandas normalizadas, ativa e reativa, da ordenada t da curva de carga típica k para o dia da semana d .

4.4 Associação dos dados às curvas típicas

Inicialmente, para aplicação da metodologia apresentada, calculam-se os valores de demanda ativa máxima para cada transformador de distribuição objeto de estudo (Apêndice A), conforme a equação (2). Para tanto, necessita-se apenas dos valores de consumo mensal de energia elétrica dos transformadores e fatores de carga das curvas típicas que são obtidos diretamente pela demanda média das ordenadas das curvas típicas, uma vez que o valor de demanda máxima da curva típica é sempre igual a 1 (um). Para facilitar a análise, a metodologia é demonstrada no software MATLAB® (Apêndice B).

A informação de consumo dos transformadores não aponta o consumo específico de cada consumidor, apenas o montante e a quantidade de consumidores de cada classe conectados ao transformador. Assim, a associação das curvas típicas para cada consumidor só foi possível em transformadores com um único consumidor, para poder ter certeza que o consumo estaria associado integralmente a um perfil de consumidor de mesma classe.

A seguir são apresentados alguns resultados obtidos no MATLAB[®] para a escolha das curvas típicas mais representativas associadas às classes de consumo.

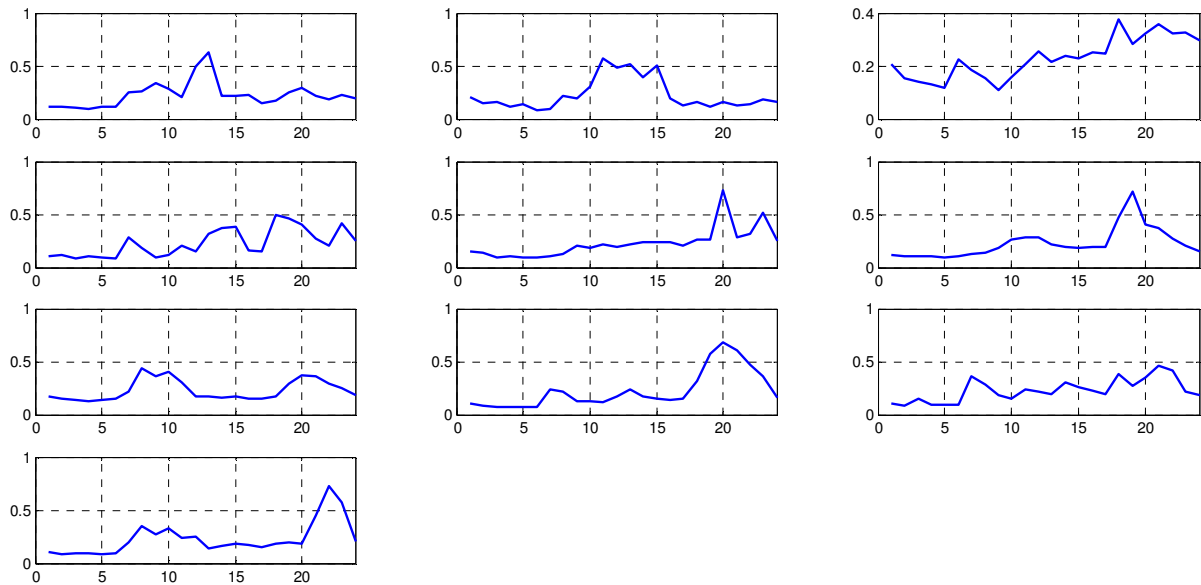


Figura 4.1. Curvas típicas de carga da Classe Residencial faixa de consumo 161 a 500 kW.

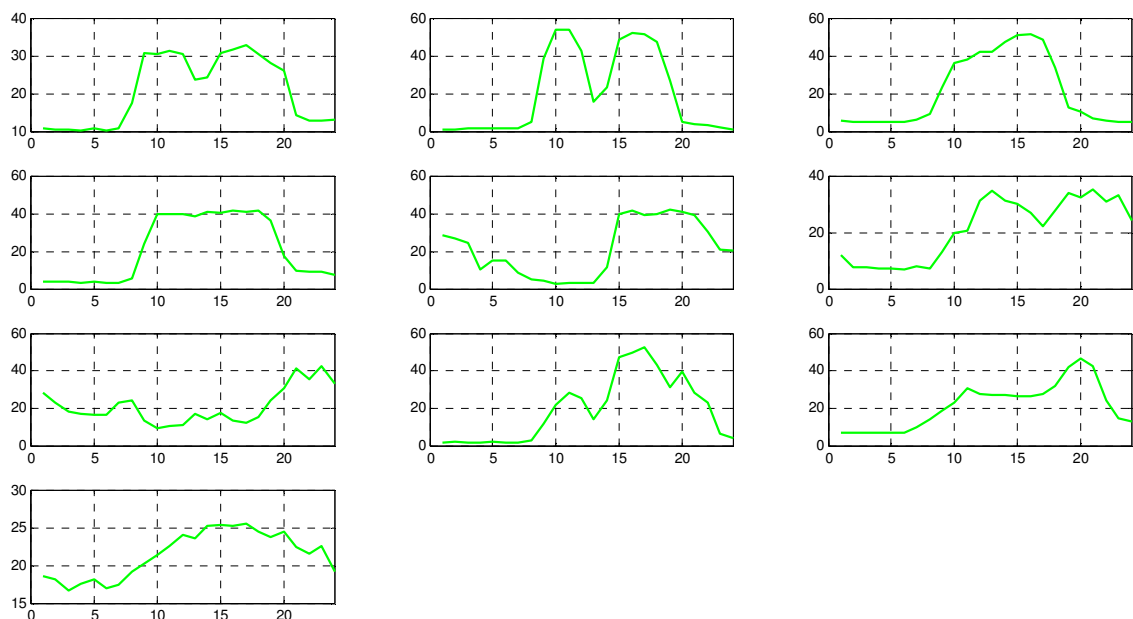


Figura 4.2. Curvas típicas de carga da Classe Comercial faixa de consumo acima de 1000 kW.

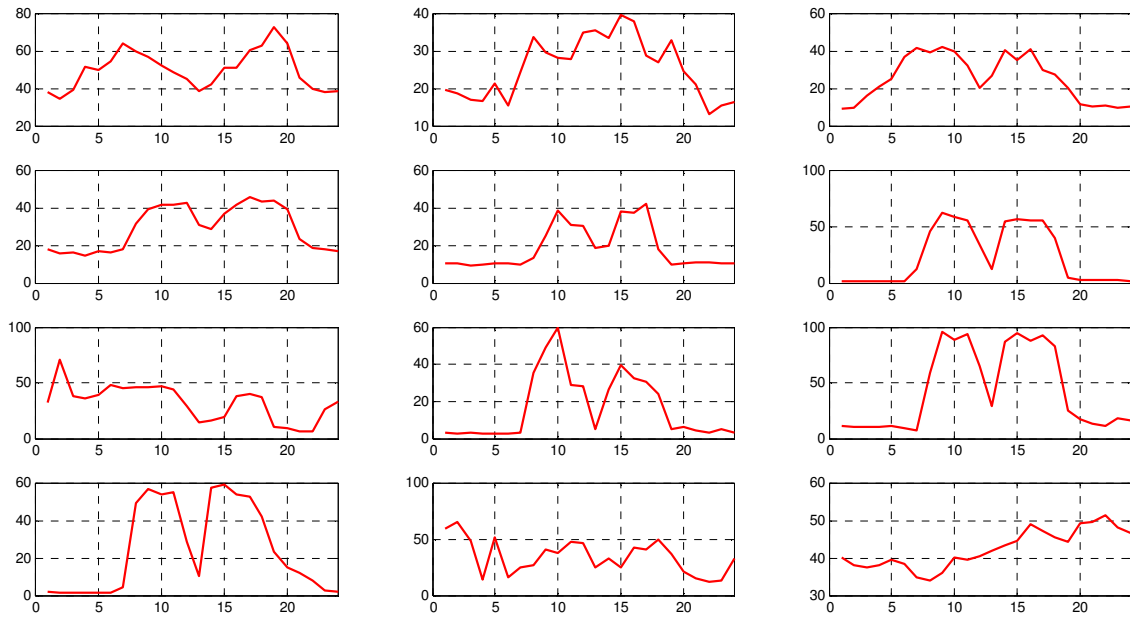


Figura 4.3. Curvas típicas de carga da Classe Industrial faixa de consumo acima de 1000 kW.

Analisando o formato das curvas típicas geradas, a grande maioria tem um comportamento de pico semelhante. Devido à falta de informações especificadas de cada unidade de consumo, adotou-se uma única curva de carga para representar cada classe de consumo: Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Outros, como relacionado na Tabela 4. Esta escolha foi baseada no comportamento que já era esperado de cada classe, devido às características das cargas e hábitos de consumo estimados.

Tabela 4. Curvas típicas adotadas para cada classe de consumo normalizadas pela demanda máxima.

Hora	Classe				
	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Outros
1	0,16200	0,02800	0,02100	0,18600	0,06600
2	0,14100	0,02700	0,02000	0,19100	0,06400
3	0,14200	0,02800	0,02200	0,17000	0,05700
4	0,14200	0,02700	0,02200	0,17700	0,06700
5	0,13600	0,02700	0,02300	0,16400	0,06200
6	0,15200	0,02900	0,02400	0,19400	0,05800
7	0,18500	0,19600	0,02500	0,24500	0,06000
8	0,20100	0,74200	0,08900	0,32100	0,06200
9	0,25900	1,00000	0,72200	0,24400	0,32700
10	0,36500	0,94100	0,97200	0,25800	0,68300
11	0,40000	0,90100	0,97200	0,19800	0,91200
12	0,39600	0,58510	0,79200	0,25700	0,94700
13	0,30600	0,54100	0,28900	0,23900	0,84600
14	0,27500	0,87100	0,43400	0,27900	0,86900
15	0,25600	0,95700	0,90400	0,23300	0,85400
16	0,27000	0,88800	1,00000	0,27100	0,88300
17	0,28000	0,89100	0,96200	0,30400	1,00000
18	0,66900	0,63300	0,88300	0,66700	0,93900
19	1,00000	0,07200	0,50000	1,00000	0,52200
20	0,57700	0,04700	0,09400	0,49700	0,13800
21	0,52600	0,03700	0,07300	0,44400	0,07700
22	0,39000	0,03900	0,05900	0,32300	0,08200
23	0,29100	0,03300	0,04200	0,24400	0,07000
24	0,20300	0,03000	0,01900	0,19200	0,07400

O comportamento horário das curvas que foram adotadas neste trabalho está demonstrado na Figura 4.4, onde os consumidores que pertencem à mesma classe possuem a mesma curva de carga.

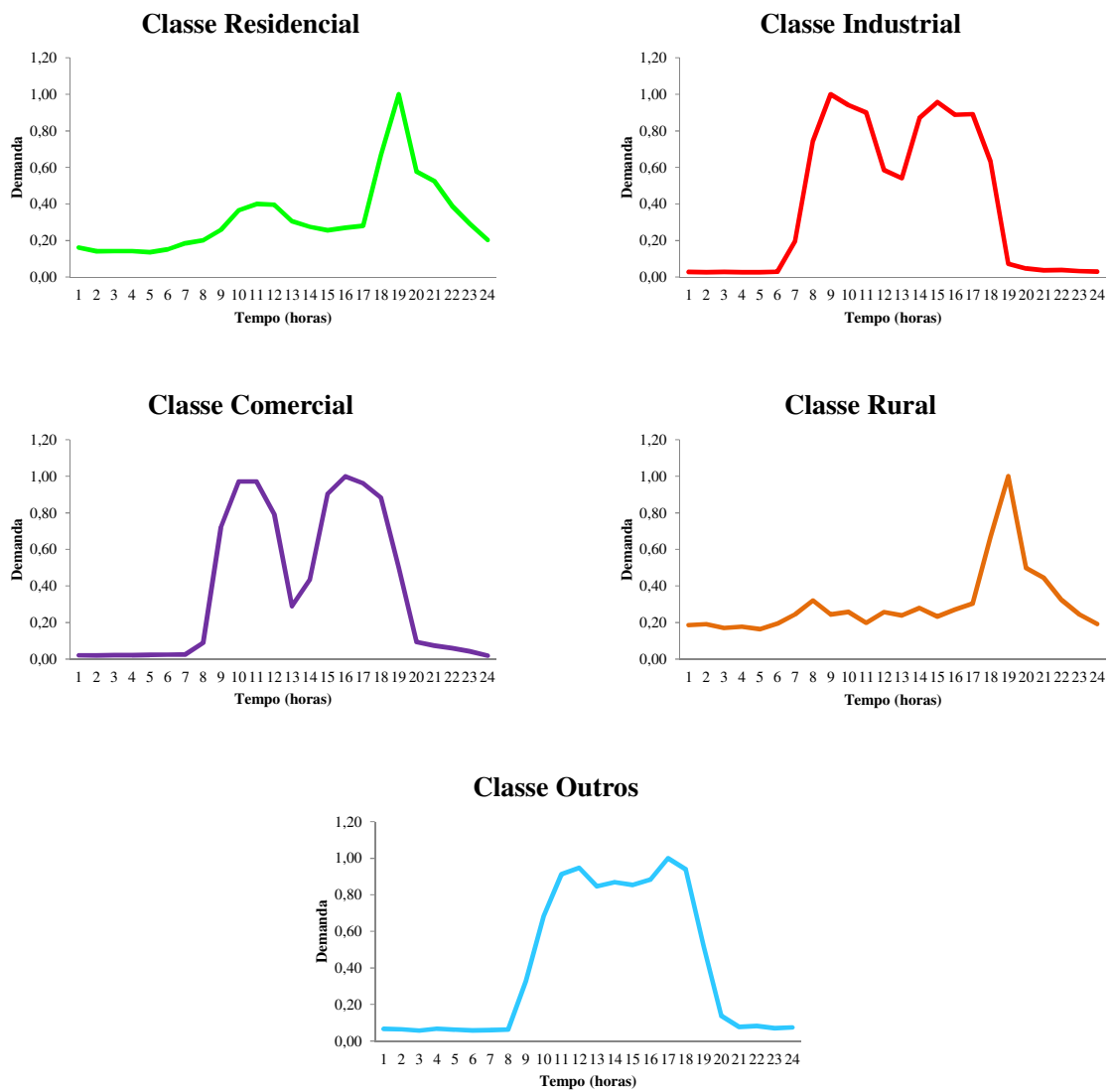


Figura 4.4. Curvas típicas normalizadas pela demanda máxima por classe de consumo.

É possível observar na Figura 4.4 que existem variações entre os picos de consumo de cada classe, principalmente nas classes residencial e comercial ou industrial.

4.5 Patamares de carga

Como existe variação entre os picos de consumo de cada classe, existe a possibilidade de reconfiguração. Se a carga apresentasse a mesma variação em todas as classes, a melhor configuração da rede para um horário não se modificaria permanecendo a mesma para todos os outros horários.

Cada configuração que a rede possa assumir corresponde a uma quantidade de perdas nas linhas de distribuição. As perdas totais podem ser reduzidas encontrando a configuração que minimize a potência dissipada nas linhas, o ideal seria que a rede fosse reconfigurada sempre que as cargas apresentassem variações significativas.

Dessa forma, para atender as variações de carga e evitar mudanças muito frequentes nas configurações, foi adotada neste trabalho a análise de reconfigurações por patamares de carga, sendo analisada apenas a hora que representa a maior carga dentro do patamar, cujos resultados são assumidos para as demais horas dentro do patamar. Assim, foram considerados períodos típicos de variações da carga e assumido que dentro do patamar as cargas possuem o mesmo valor.

Foram definidos os patamares: (i) das 0 até às 6 horas; (ii) das 6 até às 12 horas; (iii) das 12 até às 18 horas; (iv) das 18 até às 22 horas e (v) das 22 até às 24 horas. O primeiro patamar tem duração de 6 horas e corresponde ao horário de menor demanda, a madrugada. O segundo também possui duração de 6 horas, sendo o patamar de maior consumo das classes comercial e industrial. Já o terceiro tem duração de 5 horas e o quarto patamar possui duração de 4 horas correspondente ao período de pico da classe residencial. O quinto e último patamar possui duração de 3 horas.

As figuras a seguir mostram as curvas típicas originais e as curvas de carga em patamares, sendo assumida a hora que representa a maior carga dentro do patamar.

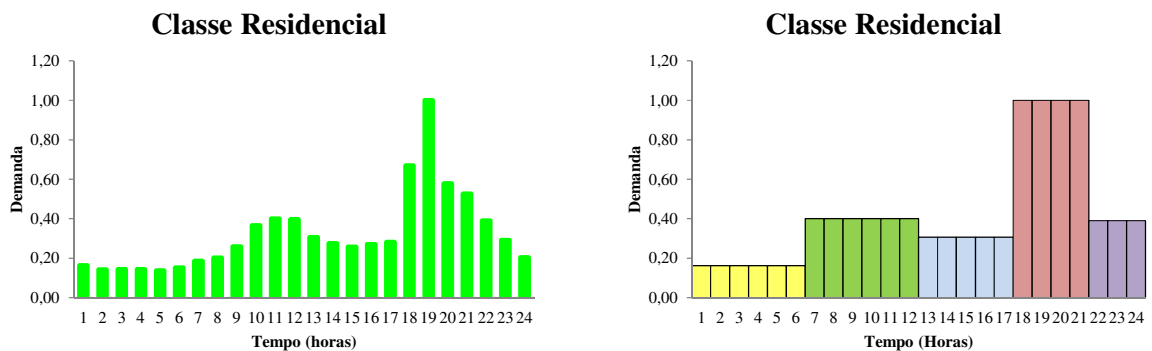


Figura 4.5. Curva típica da classe residencial em patamares de carga.

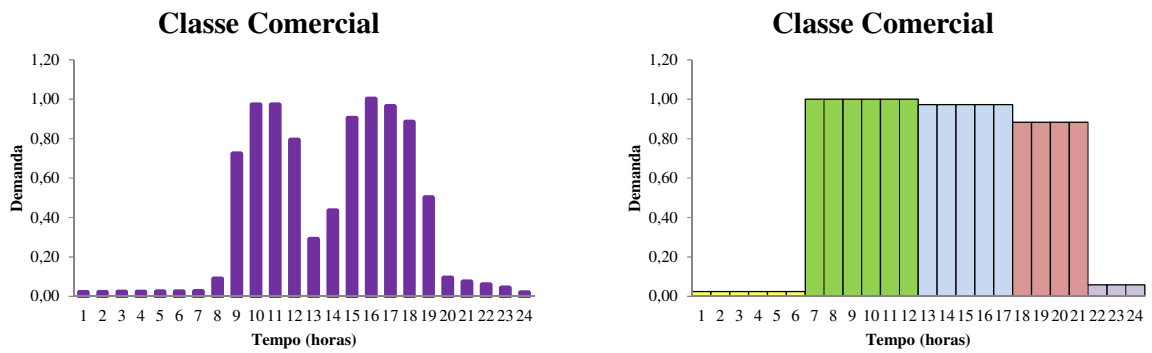


Figura 4.6. Curva típica da classe comercial em patamares de carga.

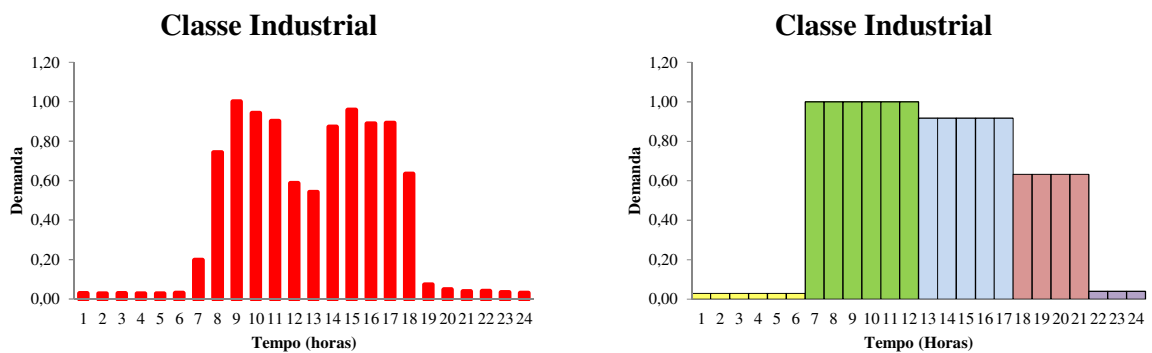


Figura 4.7. Curva típica da classe industrial em patamares de carga.

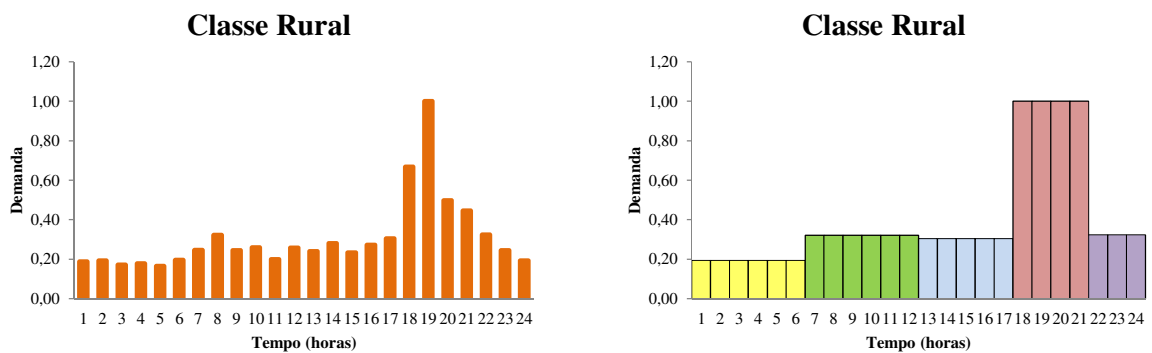


Figura 4.8. Curva típica da classe rural em patamares de carga.

A seguir é apresentado o estudo do fluxo de potência demonstrando o efeito das variações de carga sobre o cálculo das perdas de energia.

4.6 Cálculo do Fluxo de Potência

O estudo do fluxo de potência é fundamental para análise de sistemas elétricos, permitindo a simulação das condições de operação da rede elétrica em função da sua

topologia. De acordo com Kagan et al. (2004) o estudo do fluxo de potência tem por finalidade:

- i. Cálculo das tensões nas barras da rede, permitindo a verificação do atendimento aos níveis de tensão tecnicamente corretos;
- ii. Cálculo da corrente e da potência, que fluem pelos trechos da rede, permitindo a verificação da obediência aos seus limites de carregamento;
- iii. Cálculo das perdas, em termos de potência e de energia, permitindo definir a necessidade de realização de novos estudos, a partir da comparação com a demanda e a energia das cargas, visando alcançar-se uma condição operativa de melhor desempenho técnico e econômico.

Existem diversos métodos que permitem o cálculo de fluxo de potência. Sendo mais tradicionais em sistemas de distribuição, os métodos de Soma de Correntes e Soma de Potências.

A Figura 4.9 apresenta uma rede de distribuição radial simplificada, o cálculo do fluxo de potência para esta topologia de rede pode ser obtido diretamente com a representação da carga por potência constante como será demonstrado a seguir.

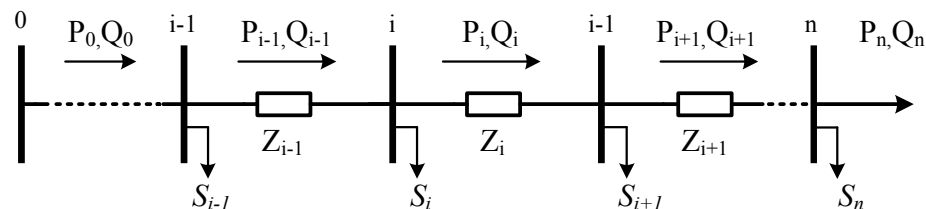


Figura 4.9. Modelo representativo de uma rede de distribuição simplificada.

4.6.1 Carga representada por potência constante com a tensão

Este é o modelo mais usado para representar a carga em simulações de fluxo de potência. Na representação da carga por potência constante, as potências ativa e reativa não variam com a tensão, sendo iguais aos seus valores nominais ou de referência, independentemente do valor da tensão de fornecimento (Kagan, Oliveira e Robba, 2005).

$$\bar{S}_{NF} = S_{NF} \angle \varphi = P_{NF} + jQ_{NF} \quad (7)$$

A corrente absorvida pela carga, quando alimentada com uma tensão qualquer $\dot{V}_F = V_F \angle \phi_1$ é obtida de acordo com a equação a seguir, sendo inversamente proporcional a tensão aplicada.

$$\dot{I}_F = \left(\frac{\dot{S}_{NF}}{\dot{V}_F} \right)^* = \frac{S_{NF} \angle -\varphi}{V_F \angle -\phi_1} = \frac{S_{NF}}{V_F} \angle \phi_1 - \varphi \quad (8)$$

Como a potência consumida é constante, a corrente elétrica depende da tensão aplicada à carga e este valor não é conhecido. Então, o cálculo é processado de forma iterativa, utilizando o procedimento a seguir:

Passo 1 – Adota-se um valor de tensão inicial da carga, usualmente igual à tensão nominal do sistema;

Passo 2 – Calcula-se a corrente absorvida pela carga;

Passo 3 – Com este valor de corrente, calcula-se a queda de tensão e o novo valor de tensão nos terminais da carga;

Passo 4 – Incrementa-se o contador de iterações e repetem-se os passos anteriores, a partir do segundo passo, até que a diferença entre as tensões de duas iterações sucessivas seja maior que o valor de tolerância.

Passo 5 – Após o cálculo da corrente, calcula-se a perda do sistema em função da resistência da linha.

Para o encerramento do algoritmo são considerados dois critérios. O primeiro é o número máximo de iterações, cujo valor foi definido em 30 iterações. O segundo critério é o valor das tensões entre duas iterações sucessivas que tem o valor de 0,01% referente à diferença entre duas iterações.

Visando a aplicação desta metodologia em reconfiguração de redes com variação de carga, são necessárias algumas adaptações no procedimento descrito anteriormente para que os cálculos estejam de acordo com a atual topologia da rede e adaptados a variação do estado (aberto/fechado) das chaves no sistema.

Para demonstrar o processo de adaptação do estado das chaves, são apresentadas as possíveis configurações para a rede de distribuição da Figura 4.10, onde inicialmente se deseja calcular somente as perdas na subestação SE_1 , por exemplo.

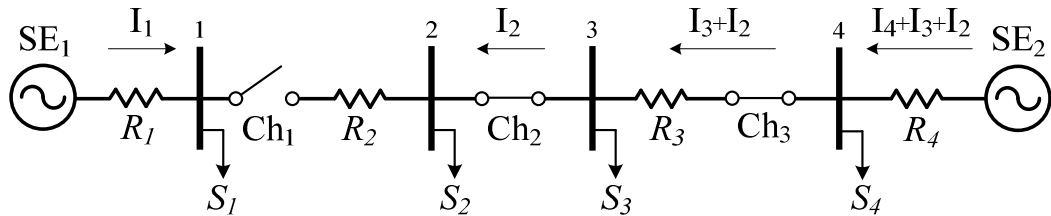


Figura 4.10. Exemplo de uma rede de distribuição.

Para a rede de distribuição da Figura 4.10 são possíveis três configurações: (i) chave Ch_1 aberta, Ch_2 e Ch_3 fechadas; (ii) chave Ch_2 aberta, Ch_1 e Ch_3 fechadas; (iii) chave Ch_3 aberta, Ch_1 e Ch_2 fechadas. A partir dessas configurações é definida uma equação geral para as correntes e tensões do fluxo de potência, onde estas se adaptam à configuração da rede.

Caso (i):

$$V_1(i) = V_{SE_1} - I_1(i-1) \cdot R_1$$

$$I_1(i) = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot V_1(i)} \quad (9)$$

Caso (ii):

$$V_1(i) = V_{SE_1} - [I_1(i-1) + I_2(i-1)] \cdot R_1$$

$$V_2(i) = V_1(i) - I_2(i-1) \cdot R_2$$

$$I_1(i) = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot V_1(i)} \quad I_2(i) = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot V_2(i)} \quad (10)$$

Caso (iii):

$$V_1(i) = V_{SE_1} - [I_1(i-1) + I_2(i-1) + I_3(i-1)] \cdot R_1$$

$$V_2(i) = V_1(i) - [I_2(i-1) + I_3(i-1)] \cdot R_2$$

$$V_3(i) = V_2(i) \quad (11)$$

$$I_1(i) = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot V_1(i)} \quad I_2(i) = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot V_2(i)} \quad I_3(i) = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot V_2(i)}$$

Como o objetivo é calcular as perdas na SE_1 , cada configuração apresentará uma equação para este cálculo.

$$\begin{aligned} P_i(i) &= 3 \cdot [I_1(i-1)^2 \cdot R_1] \\ P_{ii}(i) &= 3 \cdot \left\{ [I_1(i-1) + I_2(i-1)]^2 \cdot R_1 + I_2(i-1)^2 \cdot R_2 \right\} \\ P_{iii}(i) &= 3 \cdot \left\{ [I_1(i-1) + I_2(i-1) + I_3(i-1)]^2 \cdot R_1 + [I_2(i-1) + I_3(i-1)]^2 \cdot R_2 \right\} \end{aligned} \quad (12)$$

De acordo com as equações apresentadas, pode-se definir a equação geral em função das configurações da rede. Adotando-se uma variável E com valores 0 ou 1 para representar o estado de cada chave.

A representação de cada caso apresentado anteriormente é exibida na Tabela 5.

Tabela 5. Representação do estado das chaves para o circuito exemplo.

Estado da Chave	Caso (i)	Caso (ii)	Caso (iii)
E1	0	1	1
E2	1	0	1
E3	1	1	0

0 – chave aberta; 1 chave fechada

Portanto, a equação geral para o cálculo das perdas totais na SE_1 é definida conforme a equação (13). Sendo que a perdas totais se referem as três fases do sistema e por isso, precisam ser multiplicadas por três.

$$\begin{aligned} V_1(i) &= V_{SE_1} - [I_1(i-1) + I_2(i-1) \cdot E1 + I_3(i-1) \cdot E1 \cdot E2] \cdot R_1 \\ V_2(i) &= V_1(i) - [I_2(i-1) + I_3(i-1) \cdot E2] \cdot R_2 \\ I_1(i) &= \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot V_1(i)} \quad I_2(i) = \frac{S_2}{\sqrt{3} \cdot V_2(i)} \quad I_3(i) = \frac{S_3}{\sqrt{3} \cdot V_2(i)} \\ P_{total\ SE1}(i) &= 3 \cdot [I_1(i-1) + I_2(i-1) \cdot E1 + I_3(i-1) \cdot E1 \cdot E2]^2 \cdot R_1 + \dots \\ &\quad [I_2(i-1) \cdot E1 + I_3(i-1) \cdot E1 \cdot E2]^2 \cdot R_2 \end{aligned} \quad (13)$$

O procedimento apresentado foi utilizado para obter as equações representativas de cada configuração das redes utilizadas no trabalho, pois cada configuração corresponde a uma quantidade de perdas nas linhas. Com as equações definidas em função do estado das chaves,

pode-se aplicar técnicas de otimização com o intuito de encontrar a configuração que minimize a potência dissipada nas linhas.

No próximo capítulo, é apresentada a implementação dos AGs técnica de otimização utilizada para o problema de minimização de perdas considerando variações de carga.

5 ALGORITMO GENÉTICO APLICADO À RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.1 Introdução

Neste capítulo apresenta-se uma breve introdução sobre Algoritmos Genéticos. São apresentadas as descrições de seus conceitos principais e funcionamento básico para aplicação na seleção das configurações para redução de perdas nos sistemas teste analisados.

5.2 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos foram introduzidos por John Holland em 1975 e fazem parte da área de Computação Evolutiva, que constitui uma família de métodos computacionais inspirados na evolução natural das espécies.

Segundo (Costa, 1999), a metáfora da evolução sugere que as populações de indivíduos evoluem de acordo com o princípio da seleção natural da sobrevivência dos mais fortes. Indivíduos mais adaptados ao ambiente terão mais chances de sobreviverem e se reproduzirem, enquanto que os menos aptos serão eliminados com o passar do tempo, em virtude da limitação de recursos existentes no ambiente. Os genes dos indivíduos de melhores características irão se disseminar em um número crescente de indivíduos a cada geração.

A Figura 5.1 apresenta um fluxograma do funcionamento básico dos algoritmos genéticos.

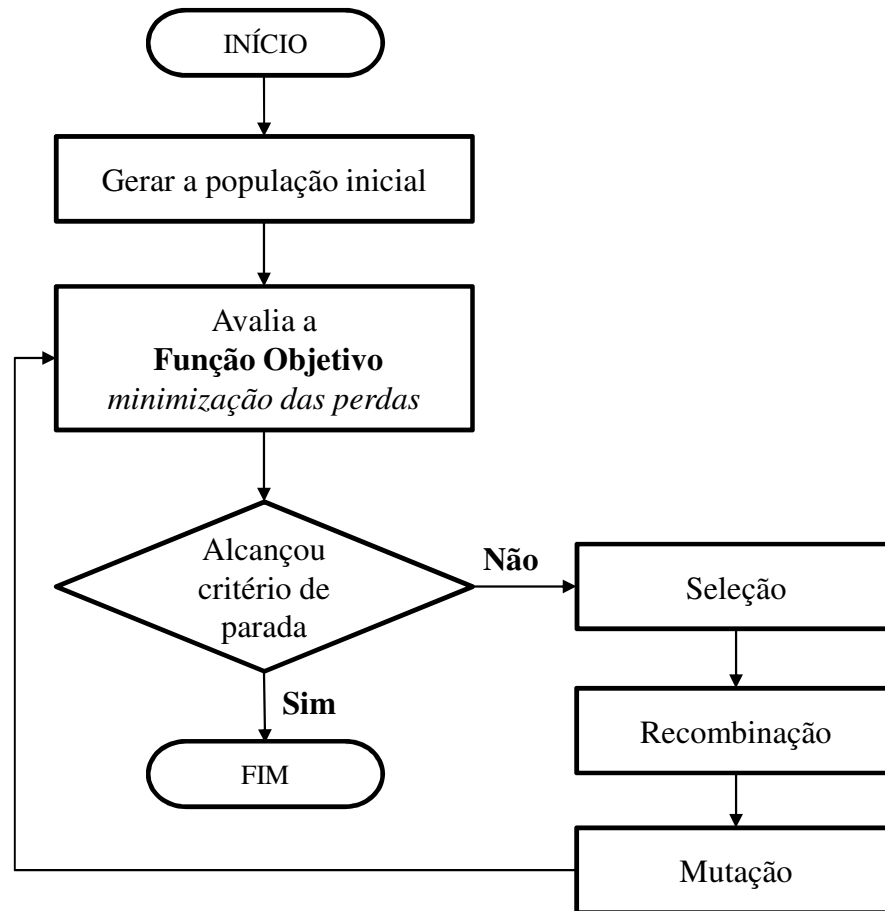


Figura 5.1. Fluxograma do funcionamento básico de um algoritmo genético.

Resumidamente, o funcionamento do algoritmo pode ser descrito da seguinte forma:

- O algoritmo começa criando uma população inicial aleatória, dentro de limites especificados;
- O algoritmo avalia a função objetivo, a aptidão para cada indivíduo da população;
- Através da seleção dos mais aptos para a reprodução, o algoritmo cria em sequência uma nova população para a geração seguinte, aplicando o operador genético de Recombinação (*Crossover*);
- Para manter a diversidade na população o algoritmo seleciona indivíduos aleatoriamente e aplica o operador de Mutaçao;
- O algoritmo se encerra quando um determinado critério pré-estabelecido de parada é encontrado. O algoritmo pode utilizar cinco critérios de paradas: Valor Limite de Gerações; Tempo Limite; Valor Limite da Função de Aptidão; Número de gerações onde o valor ótimo fica estabilizado e limite de tempo para a estabilização do valor ótimo entre gerações.

5.3 Definições e terminologias dos Algoritmos Genéticos

Encontrar a solução do problema de otimização apresentado neste trabalho, significa descobrir o ponto ou os pontos da rede em que se tem a minimização da função perdas. Para isso, os conceitos dos AGs precisam estar relacionados ao problema das redes de distribuição. A seguir, definem-se alguns termos dos AGs.

- **Gene:** Elemento do vetor que representa o indivíduo e indica uma variável da solução (x_1, x_2, \dots, x_n) , pode assumir qualquer valor dentro do intervalo especificado.
- **Indivíduo ou Cromossomo:** Conjunto de genes que representam a solução para o problema, ou seja, um indivíduo representa um simples ponto no espaço de busca, referente a uma determinada configuração da rede, o qual se pode avaliar a função objetivo.
- **Função Objetivo ou de Avaliação:** É a função que se quer otimizar. Ela contém a informação numérica do desempenho de cada indivíduo na população. Nela estão representadas as características do problema que o AG necessita para realizar seu objetivo, sendo expressa normalmente como $F = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, onde x_1, x_2, \dots, x_n , são variáveis que o algoritmo procura determinar para otimizar F .
- **População:** Conjunto de indivíduos ou soluções.
- **Geração:** O número da iteração que o AG executa. As gerações dizem respeito à evolução que as populações vão tendo ao longo do tempo, em função da aplicação dos operadores genéticos de Recombinação e Mutação.

5.4 Representação e codificação

A forma de representar as possíveis soluções do problema está associada a um cromossomo $F = (x_1, x_2, \dots, x_n)$, onde cada componente x_i representa um gene. Existem várias maneiras de representar esta codificação que pode ser de forma binária, por bits independentes, números inteiros, permutação de elementos entre outros. A mais simples é a representação binária, em que um indivíduo é uma cadeia de bits que assumem valores 0 ou 1. Por representarem diretamente o estado das chaves nas redes de distribuição, a codificação por bits e a de números inteiros são as mais adequadas para a análise.

A Figura 5.2 ilustra um exemplo dos dois tipos de codificação para análise das redes de distribuição.

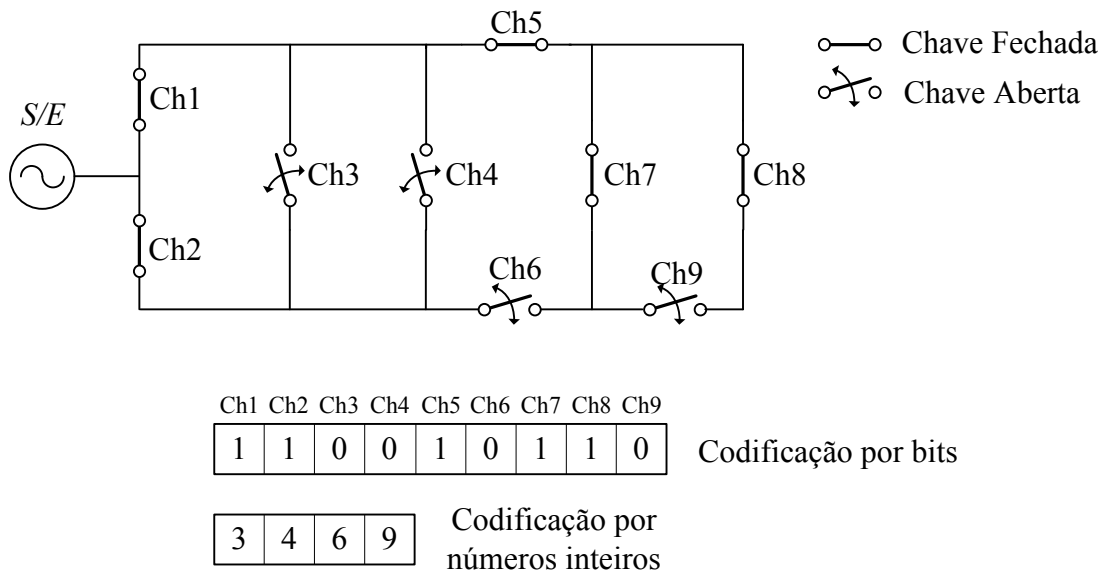


Figura 5.2. Exemplos de codificação do indivíduo (Pereira, 2000).

Como mostra a figura, na codificação por números inteiros, as chaves que estão abertas são as que aparecem na representação do cromossomo, que nesse caso sempre seriam quatro.

Neste trabalho, adotou-se a representação por números inteiros, onde as soluções do problema de reconfiguração estão associadas a um cromossomo de tantos genes quanto forem os patamares de carga. Cada gene é pré-determinado no intervalo de possíveis estados que as chaves possam assumir. Assim, pode-se garantir que as soluções inexistentes sejam desconsideradas, pois não estarão incluídas no intervalo de avaliação. Também se pode garantir que sejam analisadas sempre configurações radiais na rede de distribuição.

5.5 População inicial

A população inicial é um conjunto de soluções, onde o AG inicia gerando um número pré-definido de soluções iniciais, de forma aleatória, formando a população inicial. Desta forma, a geração da população inicial torna-se bastante simples e é feita através da função *randint* do MATLAB[®], que gera uma população aleatória de valores inteiros dentro dos limites de cada gene.

A Figura 5.3 apresenta o algoritmo que gera a população inicial para aplicação em reconfiguração das redes de distribuição por patamares de carga.

```

function population = mypopfun(GenomeLength, FitnessFcn, options)

n=options.PopulationSize;           % tamanho da população
g=GenomeLength;                     % número de genes no cromossomo (variáveis)
bounds = options.PopInitRange;      % limites para os genes

population=zeros(n,g);
for i=1:n
    for j=1:g
        population(i,j)=randint(1,1,bounds(:,j)');
    end
end

```

Figura 5.3. Algoritmo para gerar a população inicial.

5.6 Avaliação da população

A avaliação da população ocorre de acordo com o valor da função objetivo de cada indivíduo, que também é denominada função de *fitness*, a qual é a maneira utilizada pelo AG para determinar a qualidade do indivíduo. A população formada pelas configurações candidatas a solução do problema deve ser ordenada, do melhor ao pior indivíduo, de modo que no problema de reconfiguração da rede a função objetivo é a minimização da função perdas. Portanto, o indivíduo que apresentar menor valor para a função objetivo é considerado o melhor indivíduo e tem a maior possibilidade de sobrevivência no ambiente.

5.7 Função Objetivo e Restrições

A função objetivo pode ser de vários tipos, neste trabalho como a reconfiguração da rede é devida à alteração da demanda, pressupõe-se que todos os consumidores estejam sendo atendidos. Assim, a função objetivo é a redução das perdas de energia elétrica do sistema.

Função Objetivo:

- Minimizar as perdas de energia elétrica do sistema.

$$\text{Min } f_L = \left(\sum_i 3 \cdot |I_i|^2 \cdot (L_i \cdot r_i) \right) \cdot \Delta t \quad (14)$$

Onde:

f_L – função perda (kW);

I_i – corrente no ramo i (A);

L_i – comprimento do ramo i (km);

r_i – resistência unitária do ramo i (Ω);

Δt – intervalo de tempo do respectivo patamar de carga (h).

Já a restrição, é a operação do sistema sem sobrecarga, respeitando limites de tensão e corrente, mantendo a radialidade da rede de distribuição.

Restrições:

- Manter a radialidade das redes de distribuição;
- Atender todas as demandas de carga;
- Não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas;
- Não permitir violação da faixa de tensão admissível nas redes primárias.

Neste trabalho, assim como em outras pesquisas publicadas, foram consideradas apenas as restrições de radialidade e de atendimento de todas as cargas do sistema. De acordo com (Costa, 1999) as demais restrições raramente são violadas, visto que as melhores soluções apresentam boa distribuição dos fluxos de potência entre os alimentadores e um bom perfil para tensão na rede de distribuição.

5.8 Fluxo de potência

A cada iteração é necessário o conhecimento da configuração atual da rede, ou seja, o caminho percorrido pela corrente desde a subestação até as cargas. O processo de resolução do fluxo de potência é iniciado escolhendo um valor inicial para a tensão das cargas, usualmente a tensão nominal do sistema. Calcula-se a corrente de cada carga, a queda de tensão e a nova tensão nos terminais da carga em função da queda de tensão na rede. Paralelamente, calculam-se as perdas totais do sistema para cada patamar de carga.

5.9 Seleção

A seleção dos indivíduos da população se baseia na “sobrevivência dos mais fortes”, onde há a seleção dos indivíduos mais aptos da geração atual, que sofrerão o processo de recombinação para formar novos indivíduos, sendo a nova geração.

A escolha dos indivíduos para o processo de recombinação pode ser feita por diversos métodos, entre eles a seleção por roleta é a mais difundida e utilizada, em que é criada uma roleta virtual na qual cada cromossomo recebe um pedaço proporcional ao valor da sua função objetivo. Outra técnica é a seleção estocástica uniforme, onde os indivíduos para recombinação da geração atual são escolhidos por um número referente a uma secção de linha de comprimento proporcional ao valor de sua aptidão em escala. Também são difundidas as técnicas de torneio, elitismo e a uniforme (Lopes, 2007).

O elitismo auxilia na melhoria de convergência do AG, preservando os melhores indivíduos da geração atual, passando-os para próxima geração sem que sofram alterações, garantindo que a melhor configuração encontrada na geração seja mantida.

Neste trabalho adotou-se o método de seleção por roleta e o elitismo.

A Tabela 6 mostra um exemplo de aplicação deste método para quatro indivíduos.

Tabela 6. Exemplo de indivíduos e suas respectivas proporções no método da roleta.

Indivíduo	Valor da função objetivo	Proporção na roleta (%)	Proporção na roleta (°)
0001	1	1,61	5,8
0011	9	14,51	52,2
0100	16	25,81	92,9
0110	36	58,07	209,1
Total	62	100%	360°

Rodada a roleta, o selecionado será o indivíduo sobre o qual ela parar. O número escolhido supostamente estará entre 0 e 100, representando a porcentagem de cada indivíduo ou entre 0 e 360 representando uma posição no círculo.

A Figura 5.4 mostra a roleta para o número de indivíduos da tabela anterior.

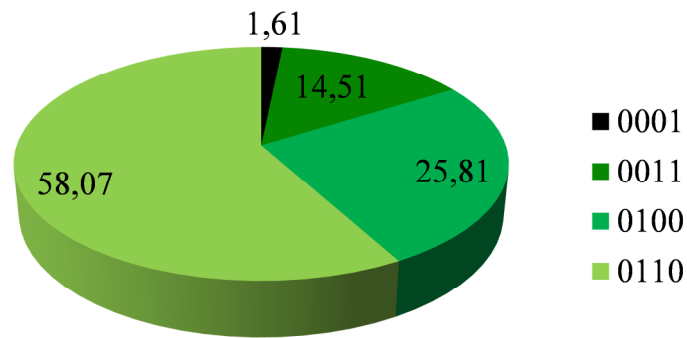


Figura 5.4. Proporções de indivíduos no método da roleta.

5.10 Operadores Genéticos

Os operadores genéticos de *crossover* e de mutação têm o princípio de transformar a população através das gerações, fazendo com que a população se diversifique e também mantenha as características adquiridas pelas gerações anteriores para um bom resultado ao final do processo. Dessa forma, as configurações de rede escolhidas no processo de seleção são submetidas a estes dois operadores que estão descritos a seguir.

Operador de *crossover*

Basicamente, depois do processo de seleção das configurações de rede de um par de indivíduos que efetuarão a recombinação, um ponto de corte é selecionado e separam-se os indivíduos em duas partes: uma a esquerda e outra a direita do ponto de corte. O novo indivíduo gerado é composto pela concatenação da parte esquerda do primeiro indivíduo com a parte direita do segundo indivíduo. Já o segundo indivíduo gerado, pela metade esquerda do segundo indivíduo com a metade direita do primeiro indivíduo.

A Figura 5.5 mostra um exemplo deste processo, onde cada gene representa a configuração final da rede para o patamar de carga associado.

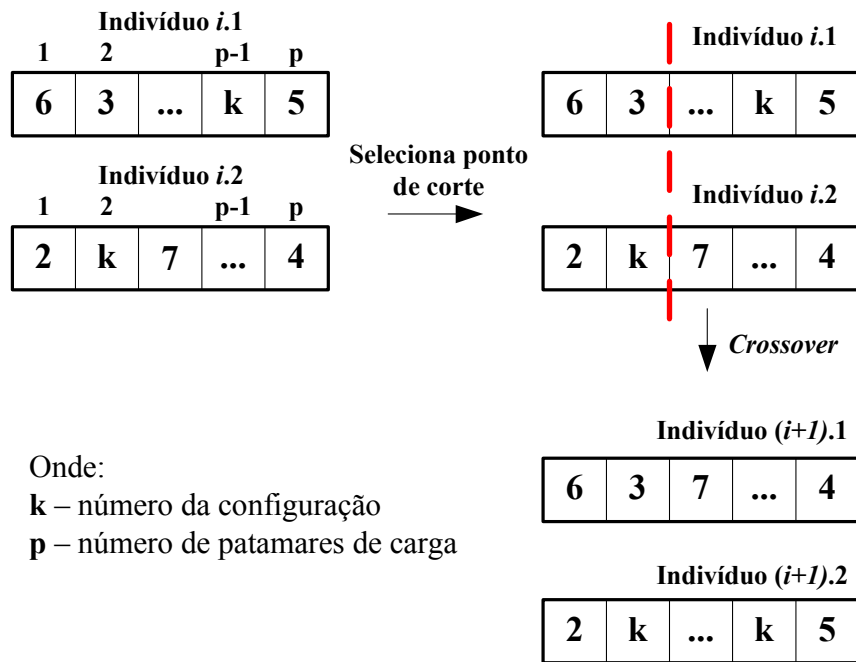


Figura 5.5. Exemplo do operador *crossover* por patamar de carga.

Na função para o operador *crossover* desenvolvida neste trabalho, após o processo apresentado na Figura 5.5 que gera dois novos indivíduos, ocorre uma pré-seleção dos indivíduos gerados. A pré-seleção ordena os novos indivíduos do melhor ao pior pelo valor da função objetivo e somente a melhor metade dos indivíduos gerados é inserida na população. Assim, aumentam-se as chances de encontrar boas soluções a cada nova iteração.

A seguir é apresentado o algoritmo do operador de *crossover* utilizado neste trabalho.

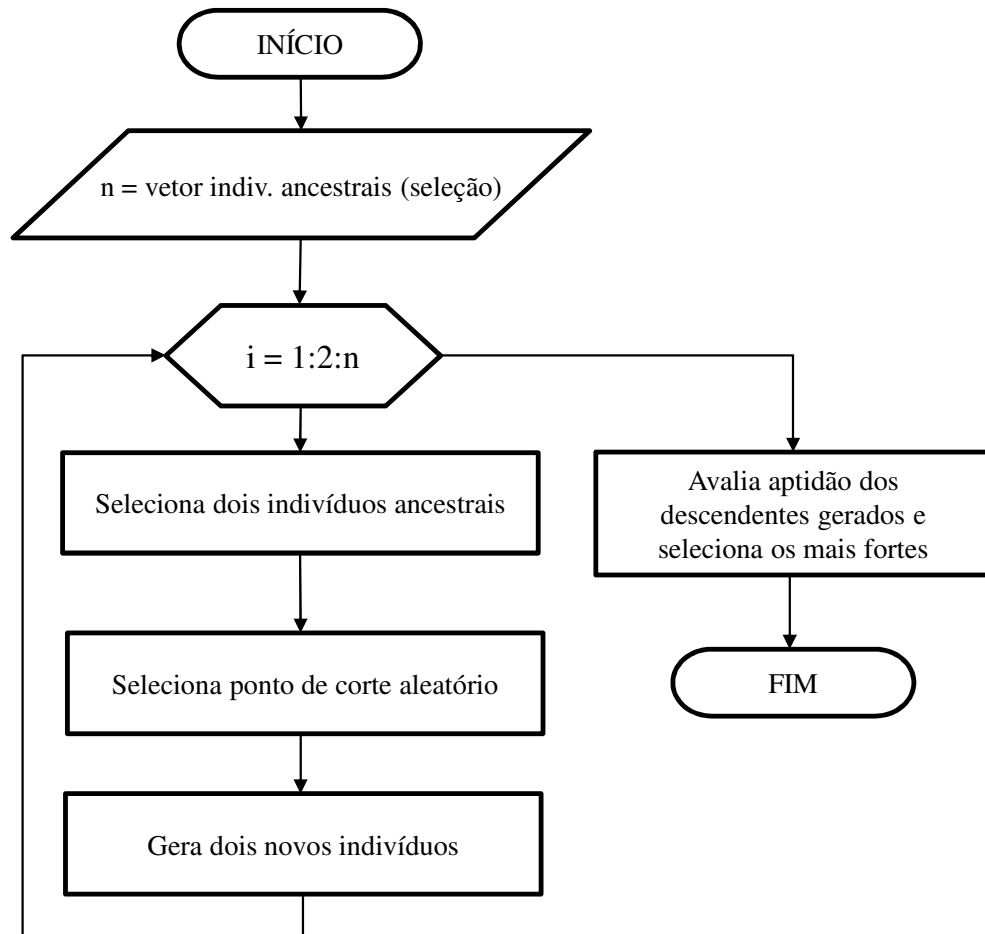


Figura 5.6. Fluxograma do algoritmo para o operador *crossover*.

Operador de mutação

O operador de mutação é utilizado para gerar pequenas perturbações nos indivíduos de forma a introduzir variabilidade genética na população, garantindo uma maior varredura do espaço de busca e evitando que o AG convirja prematuramente para uma configuração não ideal. A mutação ocorre a uma taxa constante na população e escolhem-se de forma aleatória os genes que serão alterados de acordo com a probabilidade de mutação. Vários indivíduos podem ter um ou mais genes alterados aleatoriamente, criando um novo indivíduo.

A Figura 5.7 mostra um exemplo do operador de mutação por patamar de carga.

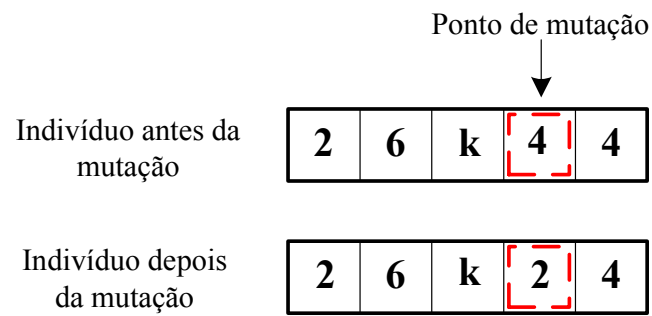


Figura 5.7. Exemplo do operador de mutação por patamar de carga.

A seguir é apresentado um fluxograma do operador de mutação utilizado neste trabalho.

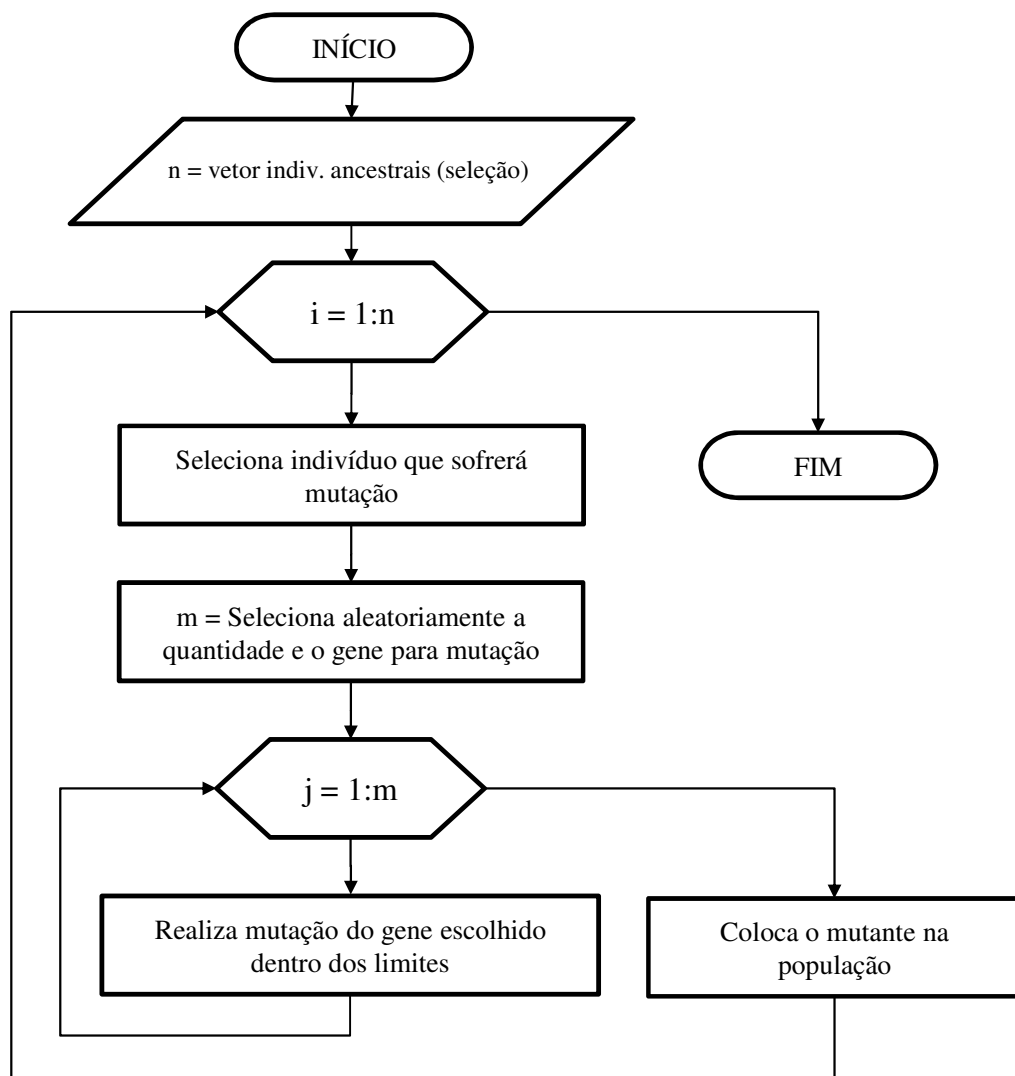


Figura 5.8. Algoritmo para o operador de mutação.

6 ANÁLISE DOS RESULTADOS DA RECONFIGURAÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

6.1 Introdução

Neste capítulo, são apresentados os resultados da reconfiguração considerando variações de carga e obtidos empregando a metodologia descrita no capítulo anterior, utilizando o software de programação MATLAB[®].

6.2 Algoritmos Genéticos no MATLAB[®]

Para implementação da metodologia de reconfiguração utilizando os algoritmos genéticos foi utilizado o *software* de programação MATLAB[®], que é uma linguagem computacional de alto nível, a qual possui aplicações chamadas *toolboxes*. Os *toolboxes* são compilações de funções pré-existentes mais elementares (Guerra, 2008).

O uso do algoritmo genético neste trabalho foi feito por linhas de comando em quatro funções distintas, não foi possível usar diretamente a ferramenta gráfica de otimização do *toolbox* do MATLAB[®] (*Optimization Tools – Genetic Algorithm*), devido à complexidade do problema de reconfiguração com variações de carga, que exigiu funções personalizadas.

Para especificar as opções do algoritmo genético por linha de comando é necessário criar uma estrutura de opções utilizando a função *ga optimset* do MATLAB[®]. O quadro de opções, possíveis de serem modificadas no algoritmo, é apresentado na Tabela 7.

Tabela 7. Quadro de opções do *ga optimset*.

Tipo da população	- Números reais - Sequência de bits - Personalizada
Tamanho da população	[]
Número de indivíduos de Elite	[]
Valor da função objetivo	[]
Limites iniciais e finais das variáveis	[]
Escalonamento da função objetivo	-Ranqueamento (escala) -Proporcional -Ordenamento Linear (pontuação)
Tipo de seleção	-Estocástico Uniforme -Roleta -Torneio
Tipo de crossover	-Heurístico -Uniforme
Taxa de reprodução	0.50
Tempo limite	Inf
Limite da função objetivo	-Inf
Número de gerações de parada	[]
Tempo limite para parada	[]
Função de mutação	-Gaussiana -Uniforme -Personalizada

Os parâmetros genéticos mais importantes que determinam o desempenho dos AGs são: tamanho da população, número de geração, taxa de recombinação e a probabilidade de mutação. A escolha dos valores dos parâmetros, utilizados nos estudos de caso propostos, foi baseada em valores bem sucedidos de trabalhos publicados. Porém, não existem estudos conclusivos sobre quais seriam os melhores valores a serem adotados, pois os parâmetros devem ser ajustados de acordo com o tipo de problema a ser analisado.

6.3 Estudo de Casos

6.3.1 Considerações iniciais

Para análise das cargas elétricas adotou-se o comportamento por patamares de carga como apresentado no Capítulo 4. Foram definidos 5 patamares para análise de reconfiguração: Patamar (i) das 0 até às 6 horas, com duração de 6 horas; Patamar (ii) das 6 até às 12 horas,

com duração de 6 horas; Patamar (iii) das 12 até às 18 horas, com duração de 5 horas; Patamar (iv) das 18 até às 22 horas, com duração de 4 horas e o Patamar (v) das 22 até às 24 horas, com duração de 3 horas.

A variação de carga dos transformadores foi considerada conforme a metodologia apresentada no Capítulo 4. Consumidores pertencentes à mesma classe de consumo possuem o comportamento da curva de carga semelhante. Os dados de consumo dos transformadores utilizados estão relacionados no Apêndice A.

A Tabela 8 mostra a média dos valores das curvas típicas utilizadas por classe de consumo, onde está representado o maior valor da média das curvas, o qual é assumido para o respectivo patamar. Na representação das diferentes cargas, apenas multiplica-se o valor de consumo de cada transformador, associado a uma classe de consumo pelo respectivo valor de seu patamar de carga.

Tabela 8. Maior valor da média das curvas típicas por Patamar.

Patamar	Hora	Classe				
		Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Outros
(i)	01:00 – 06:00	0,50337	0,072727	0,064264	0,637983	0,165449
(ii)	07:00 – 12:00	1,242879	2,507811	2,6027	1,055632	2,338512
(iii)	13:00 – 17:00	0,950803	2,399975	2,677675	0,999726	2,46939
(iv)	18:00 – 21:00	3,107198	1,587444	2,364387	3,288572	2,318757
(v)	22:00 – 00:00	1,211807	0,097805	0,157983	1,062209	0,20249

Também foram considerados diferentes configurações na rede primária de distribuição, variando-se a seção do condutor e a resistência das linhas. Os parâmetros utilizados encontram-se na Tabela 9.

Tabela 9. Parâmetros dos cabos da rede primária utilizados nos cálculos de perdas.

Seção	R (ohm/km)	X (ohm/km)	Capacidade de corrente (A)
1/0 AWG	0,3766	0,4513	242
2/0 AWG	0,2989	0,4431	281
4/0 AWG	0,1876	0,4249	378

6.3.2 Caso Teste 1

A topologia da rede utilizada para este estudo é apresentada na Figura 6.1.

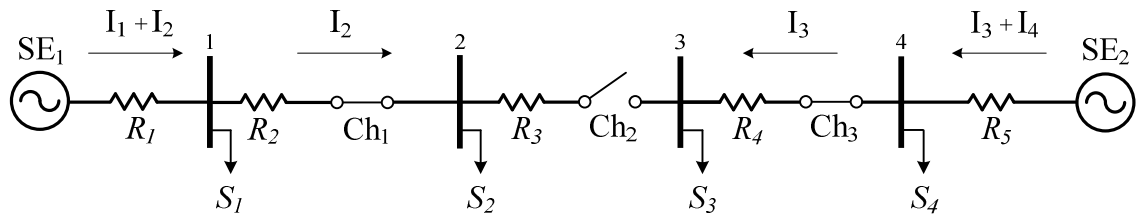


Figura 6.1. Representação dos elementos elétricos do circuito teste analisado.

Supõe-se que as duas subestações possuem um perfil de consumo distinto. Para isso, considerou-se dois perfis de carga fictícios, sendo a carga S_1 e S_2 um perfil residencial, cujo pico de consumo se concentra no horário entre 18 e 22 horas. Já as cargas S_3 e S_4 foram consideradas perfis comerciais e industriais, que geralmente apresentam consumo mais elevado no período das 8 às 18 horas.

Tabela 10. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 1.

Carga (kW)	Patamar (i)	Patamar (ii)	Patamar (iii)	Patamar (iv)	Patamar (v)
S_1	297	333	560	1833	715
S_2	350	439	620	2200	472
S_3	120	934	1300	200	158
S_4	140	1720	1431	174	163

Como os picos de consumo das cargas são distintos, as perdas seriam minimizadas se durante parte do dia, por exemplo, nos patamares (ii) e (iii) entre as 7 e as 18 horas, uma parcela das cargas comerciais fosse transferida para o alimentador da SE₁, onde prevalecem às cargas residenciais S_1 e S_2 , que são mais leves neste intervalo. Também durante o patamar (iv), que representa o horário de maior consumo da classe residencial (das 18 às 22 horas), seria interessante que uma parcela das cargas residenciais fosse transferida para o alimentador da SE₂, quando a carga deste alimentador de perfil industrial e comercial diminui.

A Tabela 11 apresenta os resultados das perdas totais dissipadas nas linhas ao longo do dia, considerando que a rede da Figura 6.1 opere em uma configuração fixa, sem transferência de cargas entre os alimentadores. Como a rede opera de forma radial, sempre existirá uma

chave aberta enquanto as outras estarão fechadas. Neste estudo de caso, são três as configurações de topologia que a rede pode assumir.

Tabela 11. Resultados das perdas de energia considerando configuração fixa.

Configuração	1	2	3
Perdas (kW)	481,98	401,14	452,53
Chave 1	0	1	1
Chave 2	1	0	1
Chave 3	1	1	0

0 – chave aberta; 1 chave fechada

A partir dos resultados da configuração fixa, pode-se considerar que a rede esteja ajustada para manter a Chave 2 aberta, configuração que tem o menor valor de perdas dissipadas.

Para comprovar a necessidade de reconfigurar a rede da Figura 6.1, é executada a otimização através dos AGs. A configuração dos parâmetros ajustados no *ga optimset* para execução do Caso Teste 1 é mostrada na Tabela 12.

Tabela 12. Parâmetros do AG para o Caso Teste 1.

Tamanho da população	20
Nº de indivíduos de elite	2
Percentual de Crossover	0.5
Probabilidade de mutação	0,7 – 3 genes 0,3 – 2 genes
Nº de gerações	50
Limite de gerações	35

A Figura 6.2 mostra a configuração final da rede da Figura 6.1 após otimização. Admitindo que a rede estivesse ajustada na configuração 2, comprova-se a necessidade de reconfiguração para alcançar um balanço de cargas entre os dois alimentadores com redução das perdas em dois momentos. No patamar (ii), a carga S_3 é transferida para a SE_1 , e no patamar (iv), a carga S_2 é transferida para a SE_2 .

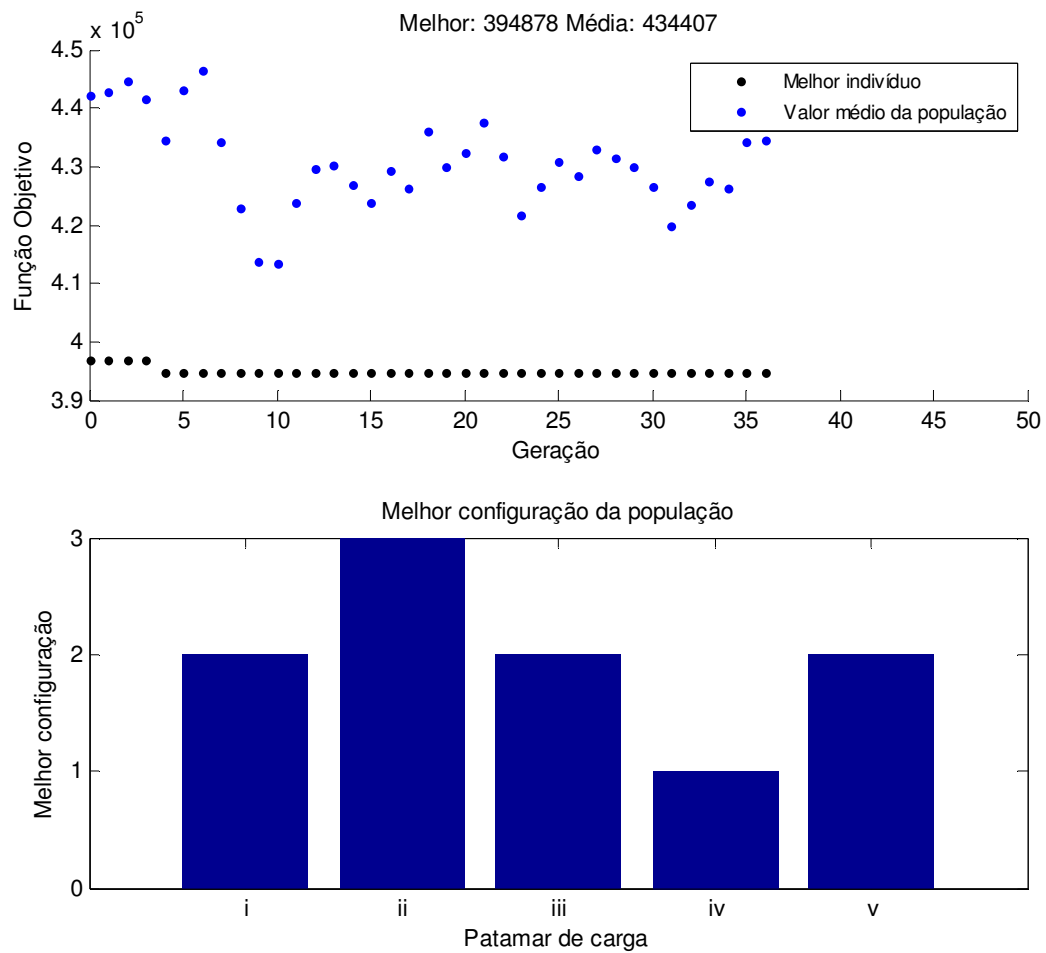


Figura 6.2. Configuração final da rede de distribuição Caso Teste 1.

O valor das perdas minimizadas com a reconfiguração é de 394,87 kW, melhor valor da função objetivo. Se comparado aos valores de perdas da Tabela 11 de configuração fixa, a melhor solução apresenta redução de perdas dissipadas nas linhas.

6.3.3 Caso Teste 2

A topologia da rede utilizada para o estudo Caso Teste 2 é apresentada na Figura 6.3.

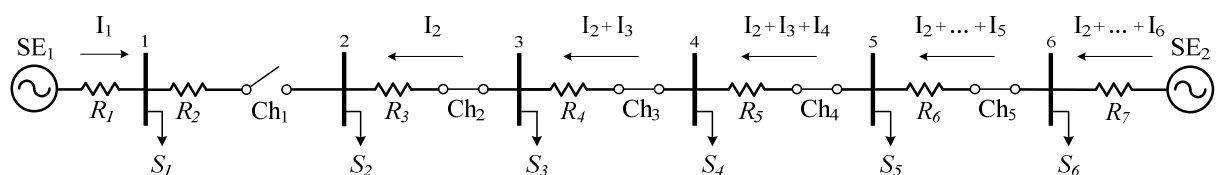


Figura 6.3. Representação dos elementos do circuito Caso Teste 2.

Para esta análise foram consideradas duas subestações com perfis de carga de transformadores reais, cujos dados estão disponíveis no Apêndice A. Foram adotados perfis de consumidores residenciais para as cargas S_1 e S_2 e S_3 e perfis industriais para as cargas S_4 , S_5 e S_6 . Todas as resistências da linha foram consideradas para o cabo 1/0 AWG de 0,3766 ohm/km, sendo ambas de 1 km.

A Tabela 13 mostra os perfis de carga considerados para cada patamar de carga analisado, onde se pode observar que a magnitude das cargas industriais é mais elevada se comparada a residencial.

Tabela 13. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 2.

Carga (kW)	Equipamento Particular - EP	Patamar (i)	Patamar (ii)	Patamar (iii)	Patamar (iv)	Patamar (v)
S_1	EP 27	297	733	560	1833	715
S_2	EP 1256	370	916	700	2290	893
S_3	EP 30	121	299	229	748	292
S_4	EP 2	50	1750	1675	1100	68
S_5	EP 5	62	2146	2054	1358	83
S_6	EP 29	87	3034	2900	1900	118

A Tabela 14 apresenta os resultados das perdas finais ao longo do dia, considerando que a rede da Figura 6.3 não seja reconfigurada e opere com uma configuração fixa. As configurações 3 e 4 seriam mais interessantes para a operação da rede por apresentarem menores perdas.

Tabela 14. Resultados das perdas de energia considerando configuração única.

Configuração	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	3.912,72	2.528,48	2.365,25	2.354,47	3.786,53
Chave 1	0	1	1	1	1
Chave 2	1	0	1	1	1
Chave 3	1	1	0	1	1
Chave 4	1	1	1	0	1
Chave 5	1	1	1	1	0

0 – chave aberta; 1 chave fechada

A Tabela 15 mostra a configuração dos parâmetros do *ga optimset* para execução do Caso Teste 2.

Tabela 15. Parâmetros do AG para o Caso Teste 2.

Tamanho da população	20
Nº de indivíduos de elite	3
Percentual de Crossover	0.5
Probabilidade de mutação	0,7 – 3 genes 0,3 – 2 genes
Nº de gerações	80
Limite de gerações	50

A Figura 6.4 mostra a evolução da população na execução da otimização com AG até convergir para a configuração que minimiza as perdas totais considerando as variações de carga por patamares.

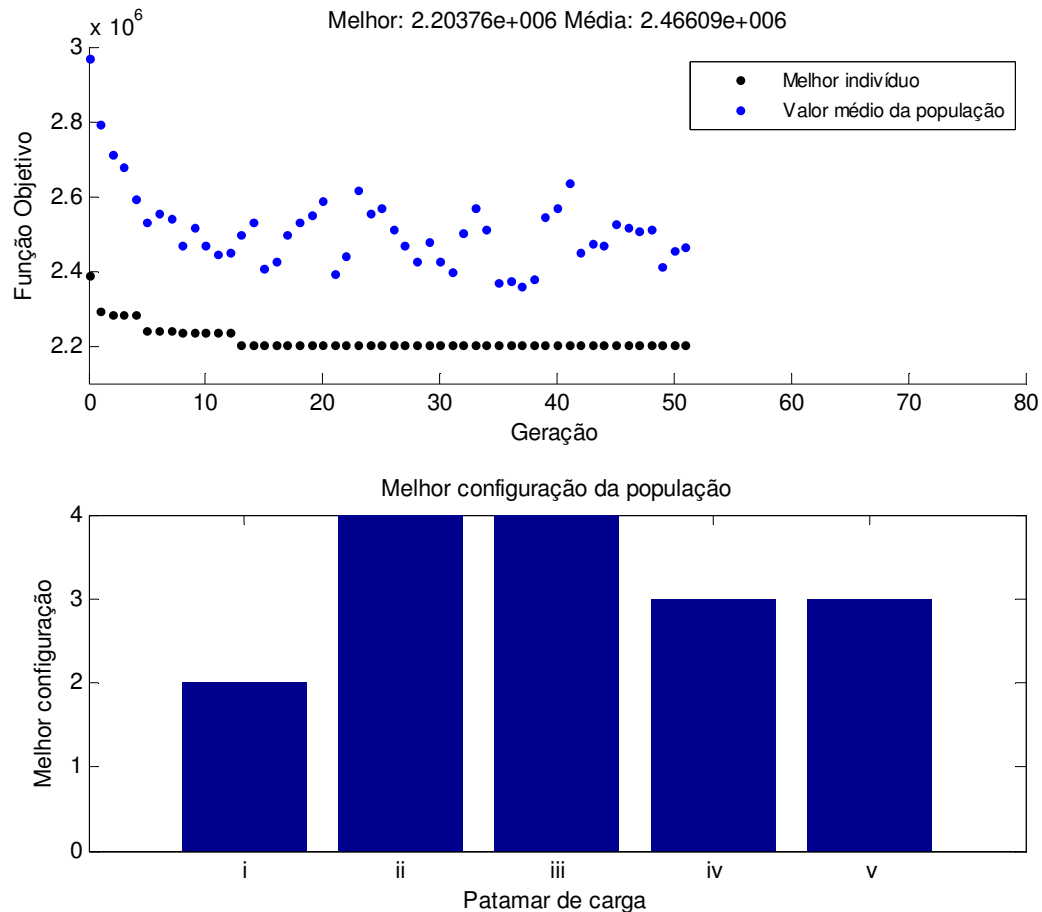


Figura 6.4. Configuração final da rede Caso Teste 2.

Para atingir a minimização das perdas para a rede da Figura 6.3 a otimização mostra três mudanças na topologia, a configuração 4 é a que resulta em menores valores de perdas. No patamar (i), período de consumo relativamente baixo em todas as classes, as cargas S_3 e S_4

residenciais são transferidas para a SE_2 , mantendo um balanceamento de cargas nos dois alimentadores e resultando em menores perdas. Nos patamares (ii) e (iii), a carga industrial é a mais significativa. Por esta razão, ocorre à transferência de S_4 para a SE_1 , que nesse período não está tão carregada, já que possui perfil residencial. Já nos patamares (iv) e (v), período de maior consumo das cargas residenciais e em que as cargas industriais têm consumo mais baixo, o balanceamento das cargas ocorre transferindo novamente S_4 para a SE_2 .

Para demonstrar a redução de perdas, calculou-se a diferença de valores entre cada configuração fixa e a melhor solução alcançada pelo algoritmo genético como apresentado na Tabela 16.

Tabela 16. Comparação considerando configuração fixa e a reconfiguração.

Configuração	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	3.912,72	2.528,48	2.365,25	2.354,47	3.786,53
Perdas ótimas	2.203,75				
Diferença (kW)	1.708,97	324,73	134,5	150,72	1.582,78
Diferença %	41,22	18,48	12,30	6,40	41,8

Desta forma, supondo que a rede em estudo está ajustada na configuração 4 por apresentar menor valor de perdas na configuração fixa, após a otimização a solução encontrada de perdas ótimas apresenta redução de 6,40% em perdas dissipadas nas linhas se comparada a configuração fixa.

Outra análise foi realizada com a rede Figura 6.3, considerando a variação das resistências com diferentes condutores e diferentes comprimentos da linha. Assim, esta nova análise apresenta mais semelhança a uma rede real de distribuição. Os perfis de consumo adotados na Tabela 14 permaneceram os mesmos.

Para as resistências R_1 e R_7 , saídas das subestações, adotou-se o cabo 2/0 AWG e para os demais trechos da rede o cabo 1/0 AWG. A Tabela 17 mostra os valores de resistências e as distâncias consideradas para este estudo.

Tabela 17. Resistências adotadas para o cálculo das perdas.

Resistência	(Ohm/km)·km
R ₁	(0,2989)·7
R ₂	(0,3766)·2
R ₃	(0,3766)·4
R ₄	(0,3766)·8
R ₅	(0,3766)·3
R ₆	(0,3766)·6
R ₇	(0,2989)·6

A Figura 6.5 mostra os resultados obtidos na execução do AG para otimização das perdas.

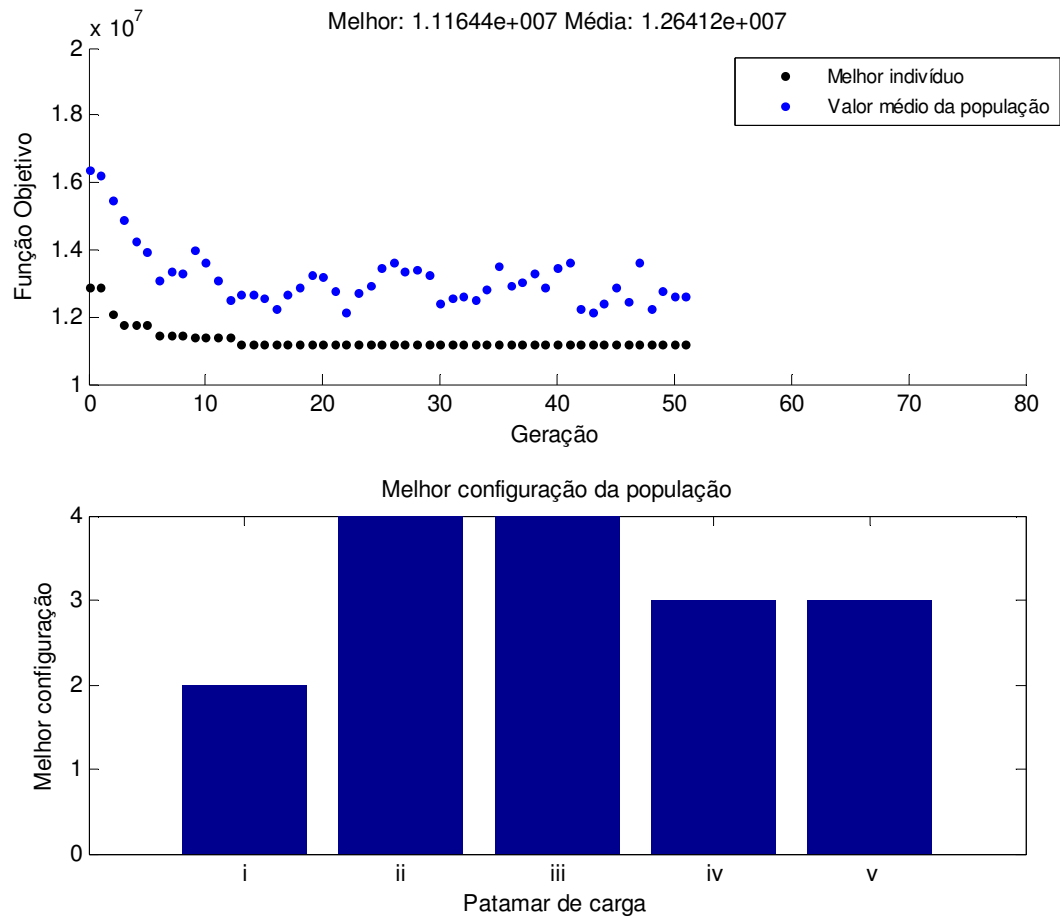


Figura 6.5. Configuração final da rede variando resistência e comprimento da linha.

Os resultados da reconfiguração por patamar de carga são bastante expressivos quando se considera a variação da carga ao longo do dia. Como se pode perceber na Figura 6.5, a melhor configuração que minimiza as perdas de energia sofreu três alterações ao longo do dia.

Sendo a melhor opção para o patamar (i) a configuração 2 e para os patamares (ii) e (iii), a configuração 4. A configuração 3 apresenta melhor resultado para o patamar (iv) e (v).

A Tabela 18 mostra a diferença de valores entre cada configuração fixa e a melhor solução alcançada pelo AG.

Tabela 18. Comparação considerando configuração fixa e a reconfiguração.

Configuração	1	2	3	4	5
Perdas (kW)	23.289,41	13.710,17	12.528,89	11.794,37	20.154,21
Perdas ótimas	11.164,37				
Diferença (kW)	12.125,04	2.545,8	1.364,52	630	8.989,84
Diferença %	52,06	18,56	10,89	5,34	44,60

A diferença nos valores entre a configuração fixa e após a otimização pode não representar em um primeiro momento um valor expressivo, pois é de 5,34% considerando a configuração de menor perda. Mas quando se considera que este resultado é de apenas um dia do ano e o perfil de consumo se repete ao longo do tempo, precisa-se estender esta análise para semanas, meses e anos, pois operar a rede com a configuração de mínimas perdas é importante tanto pelo aspecto econômico como para a qualidade de fornecimento.

A Tabela 19 mostra o resultado final das tensões nas barras de carga, obtidas através do fluxo de potência para o Caso Teste 2, com variação dos parâmetros da linha.

Tabela 19. Tensões nas barras de carga para o Caso Teste 2.

Tensão (V)	V1	V2	V3	V4	V5	V6
Patamar (i)	13.357,15	13.729,61	13.730,32	13.745,65	13.753,77	13.775,90
Patamar (ii)	13.461,39	13.363,18	13.226,37	12.883,42	13.184,63	13.396,97
Patamar (iii)	13.461,39	13.363,18	13.226,37	12.992,07	13.184,63	13.396,97
Patamar (iv)	13.357,15	13.257,41	13.208,16	13.163,38	13.217,89	13.460,94
Patamar (v)	13.357,15	13.257,41	13.208,16	13.163,38	13.217,89	13.460,94

Através dos resultados das tensões nas barras de carga, comprova-se que a solução da otimização com minimização de perdas apresenta boa distribuição dos fluxos de potência entre os dois alimentadores, pois apresenta um bom perfil de tensão.

6.3.4 Caso Teste 3

Neste estudo de caso, foram considerados os dados de consumo reais de uma rede de distribuição da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, que contempla 3 subestações localizadas na região metropolitana do Estado, nas cidades de Esteio, Gravataí e Sapucaia do Sul. São seis chaves de manobra. Porém, a representação da topologia da rede foi simplificada, para que pudesse ser empregada a metodologia de fluxo de potência desenvolvida neste trabalho.

A Figura 6.6 mostra a representação dos elementos para a rede em estudo, onde as chaves de manobra estão representadas em seus estados originais na rede, sendo as chaves $Ch_{SSU-368}$, $Ch_{SSU-1707}$ e $Ch_{SSU-899}$ normalmente abertas. Para a configuração original, esta rede possui o montante de 436,81 kW de perdas dissipadas nas linhas.

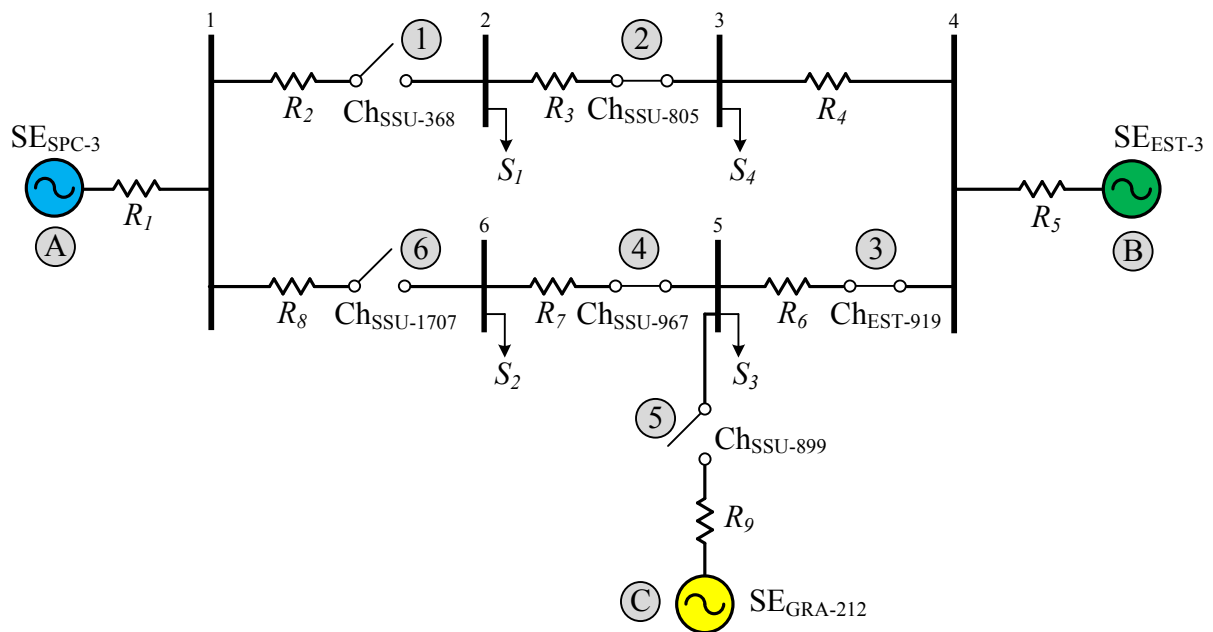


Figura 6.6. Representação dos elementos do circuito Caso Teste 3.

Cada carga S_1 , S_2 , S_3 e S_4 compreende um conjunto de consumidores ligados a transformadores que estão interligados por trechos de rede. O valor da carga de cada conjunto foi extraído do software *ASE Restoration* que atualmente possui um sistema computacional com banco de dados da AES SUL e estão apresentados na Tabela 20.

Tabela 20. Dados de consumo da rede Caso Teste 3.

Carga	Carga (kW)
S_1	388,5
S_2	499,96
S_3	649,63
S_4	1210,23

Assumindo que a carga S_1 , S_2 e S_3 sejam compostas apenas por transformadores com consumo residencial e S_4 consumo comercial, a discriminação das cargas por patamar pode ser visualizada na Tabela 21. Todas as resistências das linhas foram consideradas para o cabo 1/0 AWG de 0,3766 ohm/km, sendo ambas de 1 km.

Tabela 21. Cargas por patamar adotadas para o Caso Teste 3.

Carga (kW)	Patamar (i)	Patamar (ii)	Patamar (iii)	Patamar (iv)	Patamar (v)
S_1	195	482	369	1207	470
S_2	327	807	617	2018	787
S_3	251	621	475	1553	605
S_4	87	3034	2903	900	118

A rede apresentada na Figura 6.6 possui 8 possíveis configurações para transferência de carga. Sendo que sempre serão três chaves abertas e três chaves fechadas para manter a topologia radial. A Tabela 22 apresenta os resultados das perdas finais ao longo do de um dia para as 8 configurações, considerando que a rede não seja reconfigurada e opere com uma configuração fixa.

Tabela 22. Resultados das perdas de energia considerando configuração fixa.

Configuração	1	2	3	4	5	6	7	8
	Estados das Chaves							
Chave 1	0	1	1	1	1	0	0	0
Chave 2	1	0	0	0	0	1	1	1
Chave 3	1	0	0	1	1	1	0	0
Chave 4	1	1	1	1	0	0	0	1
Chave 5	0	0	1	0	0	0	1	1
Chave 6	0	1	0	0	1	1	1	0
Perdas (kW)	1.310,44	882,01	641,27	1.022,42	750,72	907,02	734,63	810,49

0 – chave aberta; 1 chave fechada

A partir dos resultados da configuração fixa, pode-se considerar que a rede não está ajustada na melhor configuração, pois é a configuração que apresenta maior valor de perdas. O ideal seria que esta rede estivesse na configuração 3, se fosse considerada uma configuração fixa. A Figura 6.7 mostra a distribuição do fluxo na linha para a configuração 3, onde cada cor representa uma subestação.

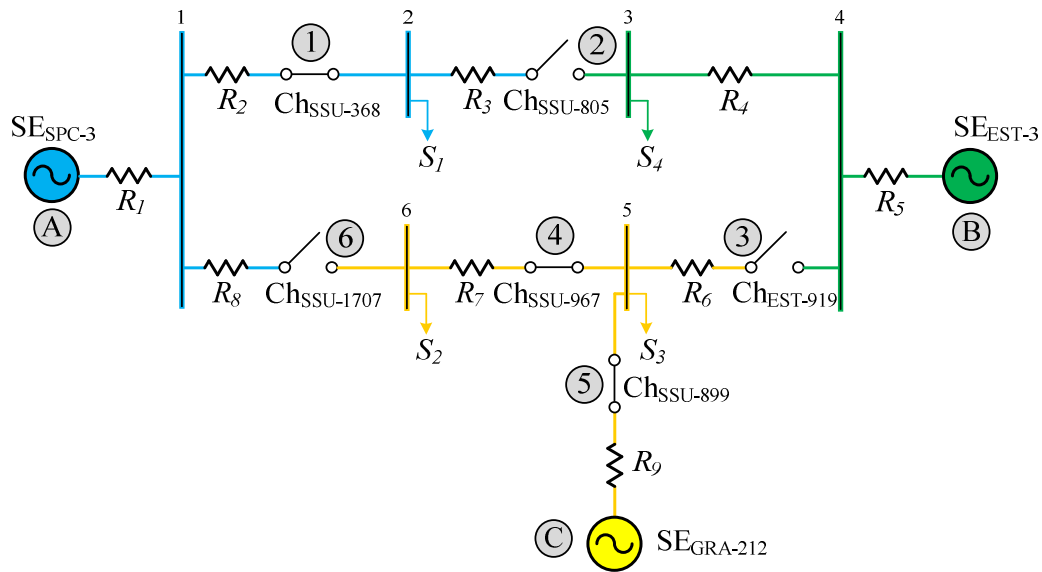


Figura 6.7. Distribuição do fluxo de potência na Configuração 3.

A Tabela 23 mostra a configuração dos parâmetros do *ga optimset* para execução da otimização do Caso Teste 3. Considerou-se que a população inicial parte da configuração original da rede. O número de gerações e o limite de gerações que o melhor valor da função objetivo se estabiliza foi ajustado para a complexidade da rede, que precisa executar mais iterações até convergir para a solução que minimiza as perdas da rede.

Tabela 23. Parâmetros do AG para o Caso Teste 3.

Tamanho da população	20
Nº de indivíduos de elite	2
Percentual de Crossover	0.6
Probabilidade de mutação	0,7 – 5 genes 0,3 – 3 genes
Nº de gerações	100
Limite de gerações	70
População inicial	[1 1 1 1 1]

A Figura 6.8 mostra a configuração final da rede da Figura 6.7 após otimização.

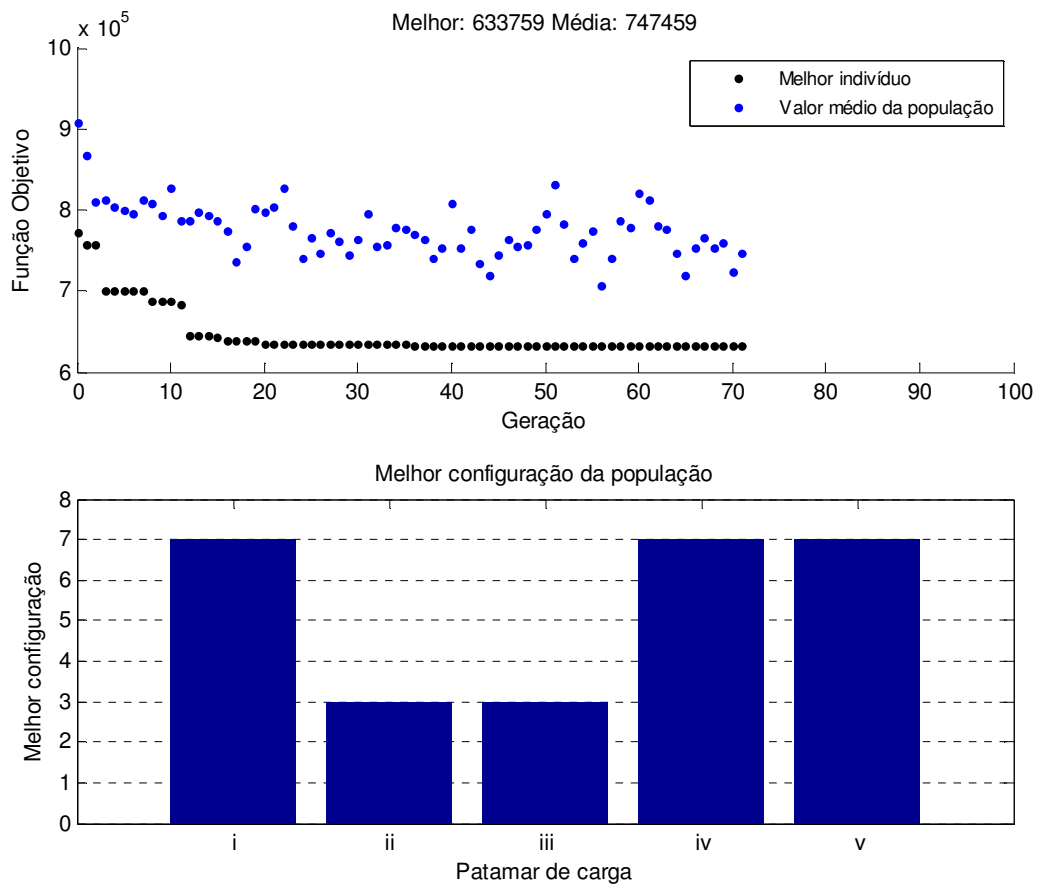


Figura 6.8. Configuração final da rede para o Caso Teste 3.

Admitindo que a rede estivesse ajustada na configuração 3, devido as menores perdas, pode-se concluir que a configuração 7 é de menor perda no patamar (i), porque a rede fica mais balanceada, transferindo a carga S_1 para a SE B, que estava alimentando somente a carga comercial S_4 . Nos patamares (ii) e (iii), a melhor configuração é manter S_7 na SE A, S_4 na SE B e S_2 e S_3 na SE C. O patamar (iv) é o de maior consumo das cargas residenciais e no patamar (v), as cargas residenciais são todas superiores a carga comercial. Por esta razão, nos dois últimos patamares a carga S_7 é novamente transferida para a SE B.

A Tabela 24 mostra o resultado das tensões finais nas barras de carga obtidas através do fluxo de potência para o Caso Teste 2.

Tabela 24. Tensões nas barras de carga para o Caso Teste 3.

Tensão (V)	SE A		SE B			SE C
	V1	V6	V2	V3	V4	V5
Patamar (i)	13.794,84	13.789,68	13.788,03	13.791,10	13.795,55	13.796,04
Patamar (ii)	13.792,39	13.764,70	13.784,79	13.703,72	13.751,86	13.777,45
Patamar (iii)	13.794,18	13.773,02	13.788,36	13.707,91	13.753,95	13.782,76
Patamar (iv)	13.768,05	13.736,11	13.714,09	13.733,23	13.766,61	13.775,48
Patamar (v)	13.787,57	13.775,15	13.774,01	13.781,43	13.790,71	13.790,46

Com o intuito de validar os resultados do fluxo de potência com a metodologia do Capítulo 4, foram realizadas simulações através do software MATLAB[®]/Simulink, as quais são demonstradas no Apêndice C. Para verificar os resultados da otimização e validar o AG foi utilizado o algoritmo de Busca Exaustiva.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho apresentou uma metodologia para a realização da reconfiguração das redes de distribuição de energia elétrica em estado normal de operação, considerando as variações de carga ao longo do dia, partindo da premissa que existem chaves automatizadas ao longo dos alimentadores.

Foi comprovada a necessidade de mudanças na configuração das redes teste, considerando análises por curvas típicas, discriminadas em patamares de carga, em diferentes perfis de consumo, com o objetivo principal de reduzir as perdas de energia elétrica nestas redes. Os estudos de casos mostraram vantagens na redução de perdas se comparada à operação da rede em configuração fixa, sem transferência de cargas entre alimentadores. A função objetivo (minimização das perdas) adotada no trabalho se mostrou eficiente, o que foi comprovado na validação dos resultados utilizando o MATLAB[®]/Simulink. Através do algoritmo de busca exaustiva, foi possível observar que as soluções encontradas pelo AG foram adequadas, já que, na busca exaustiva, enumeraram-se e verificaram-se as perdas para todas as possíveis configurações, indicando a melhor solução.

O problema de redução de perdas foi abordado utilizando algoritmos genéticos, explorando os recursos principais do método como seleção, operadores genéticos de mutação e *crossover*. Houve rápida convergência do algoritmo de uma forma geral, como demonstrado nos estudos de casos. Parte disso se deve ao fato da implementação da função *crossover*, onde ocorre a pré-seleção dos indivíduos mais adaptados, que são ordenados pelo valor da função objetivo, permanecendo na população somente a melhor metade dos novos indivíduos gerados. A função de mutação também foi eficiente, promovendo diversificação dos indivíduos, permitindo que o algoritmo não permanecesse preso na mesma configuração em todas as iterações.

Sendo assim a reconfiguração da rede se mostrou uma ferramenta valiosa quando usada para operação das redes em condições normais de operação, alterando a configuração

da rede de acordo com a necessidade do sistema para o balanceamento de carga e redução de perdas, o que na prática se tornaria possível devido ao uso de chaves telecomandadas. Operar a rede com a configuração de perdas reduzida nas linhas é importante principalmente para melhorar a distribuição do fluxo de potência nos circuitos, tendo como consequências o aumento da vida útil dos equipamentos e a melhora do perfil de tensão ao longo dos alimentadores.

No entanto, o problema apresentado é muito maior quando aplicado a redes de distribuição reais, e devem ser consideradas novas abordagens no estudo para possíveis continuções deste trabalho.

Sugestões de continuidade:

- Estender a metodologia apresentada, através da modelagem das redes de distribuição e equipamentos na representação de grafos, para análises mais intuitiva e eficiente do fluxo de potência;
- Empregar e comparar outras técnicas de otimização como *Simulated Annealing*, Busca Tabu, entre outros;
- Considerar na análise de reconfiguração os transitórios causados pela comutação das chaves.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amorim, E. de A. (2006). Fluxo de potência ótimo em sistemas multimercados através de um algoritmo evolutivo multiobjetivo. *Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista*.
- Araújo, T. de F. (2011). Gerenciamento da oferta e da demanda em micro sistemas de energia via otimização por enxame de partículas. *Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais*.
- Bento, E. P., & Kagan, N. (2008). Algoritmos genéticos e variantes na solução de problemas de configuração de redes de distribuição. *Revista Controle & Automação, 19(3)*.
- Bernardon, Daniel Pinheiro. (2007). Novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de algoritmos de tomadas de decisão multicriteriais. *Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM*.
- Bernardon, D.P., Sperandio, M., Garcia, V. J., Russi, J., Canha, L. N., Abaide, A. R., & Daza, E. F. B. (2011). Methodology for allocation of remotely controlled switches in distribution networks based on a fuzzy multi-criteria decision making algorithm. *Electric Power Systems Research, 81(2)*, 414-420.
- Braz, D. de M. H., & Souza, B. A. de. (2011). Distribution Network Reconfiguration Using Genetic Algorithms With Sequential Encoding: Subtractive and Additive Approaches. *IEEE Transactions on Power Systems, 26(2)*, 582-593.
- Cavellucci, C. (1998). Buscas Informadas Baseadas em Grafos para a Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Tese de Doutorado, Universidade de Campinas - UNICAMP*.
- Cossi, A. M. (2008). Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média tensão. *Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista - UNESP*.
- Costa, M. F. N. da. (1999). Computação Evolutiva para Minimização de Perdas Resistivas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação*.
- El-khodary, S. M., Abdelaziz, & Osama. (2012). Reconfiguration of distribution systems for loss reduction using the hyper-cube ant colony optimisation algorithm. *IET Generation, Transmission & Distribution, 6(April 2011)*, 176-187.
- Farahani, V., Vahidi, B., & Abyaneh, H. A. (2012). Reconfiguration and Capacitor Placement Simultaneously for Energy Loss Reduction Based on an Improved Reconfiguration Method, *27(2)*, 587-595.
- Gomes, F. V. (2005). Reconfiguração de sistemas de distribuição utilizando técnicas de otimização contínua e heurística para minimização de custos. *Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ*.

- Gonen, T. (1987). *Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design* (Second Edi.).
- Guerra, C. (2008). Otimização paramétrica de estruturas treliçadas por algoritmos genéticos. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS*.
- Guimarães, M. A. do N. (2005). Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos de Busca Tabu. *Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP*.
- Jardini, J. A., Tahan, C. M. V., Gouvea, M. R., Ahn, S. U., & Figueiredo, F. M. (2000). Daily Load Profiles for Residential , Commercial and Industrial Low Voltage Consumers. *IEEE Transactions on Power Delivery, 15*(1), 375-380.
- Kagan, N., César, C., & Oliveira, B. D. (1998). Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. *SBA Controle & Automação, 9*(1).
- Kagan, N., Oliveira, C. C. B. de, & Robba, E. J. (2005). *Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica*. (E. E. B. LTDA, Ed.) (1ª ed.). São Paulo.
- Konig, A. L. (2004). Desenvolvimento de algoritmos e ferramenta computacional para modelagem de cargas e rede secundária de distribuição. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria - UFSM*.
- Leal, A. G., Jardini, J. A., Magrini, L. C., & Ahn, S. U. (2009). Distribution Transformer Losses Evaluation: A New Analytical Methodology and Artificial Neural Network Approach. *IEEE Transactions on Power Systems, 24*(2), 705-712.
- Leite, A. M., Nascimento, L. C., Cassula, A. M., Sacramento, C. E., & Ávila, A. (2009). Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Metaheuristics and Reliability Measures. *Intelligent System Applications to Power Systems, 2009. ISAP '09. 15th International Conference on*.
- Lopes, P. da S. (2007). Detecção de danos em estruturas por meio de técnicas de redes neurais artificiais e algoritmos genéticos. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá*.
- Lu, L., Liu, J., & Wang, J. (2009). A Distributed Hierarchical Structure Optimization Algorithm Based Poly-Particle Swarm for Reconfiguration of Distribution Network. *Sustainable Power Generation and Supply, 2009. SUPERGEN '09. International Conference on*.
- Mantovani, J. R. S., Casari, F., & Romero, R. A. (2000). Reconfiguração de sistemas de distribuição radiais utilizando critério de queda de tensão. *SBA Controle & Automação, 11*(03), 150-159.

- Medeiros, J. A. C. C. (2005). Enxame de partículas como ferramenta de otimização em problemas complexos de engenharia nuclear. *Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE*.
- Mekhamer, S. F., Abdelaziz, A. Y., M., M. F., & Badr, M. A. L. (2008). A New Intelligent Optimization Technique for Distribution Systems Reconfiguration. *Power System Conference, 2008. MEPCON 2008. 12th International Middle-East*, 397-401.
- Mendoza, J. E., Lopez, M. E., Coello Coello, C. A., & Lopez, E. A. (2009). Microgenetic multiobjective reconfiguration algorithm considering power losses and reliability indices for medium voltage distribution network. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 3(9), 825.
- Meneses, A. A. de M. (2010). Otimização com enxame de partículas e busca baseada em classes aplicadas ao problema da recarga de um reator nuclear. *Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro - COPPE*.
- Pereira, M. A. (2000). Conjuntos nebulosos e algoritmos genéticos aplicados a restauração de redes de distribuição de energia elétrica. *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica da UNICAMP*.
- Queiroz, L. M. O., Roselli, M. A., Cavellucci, C., & Lyra, C. (2012). Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1-9.
- Radha, B., & Rughooputh, H. C. S. (2010). Optimal Network Reconfiguration of Electrical Distribution System Using Real Coded Quantum Inspired Evolutionary Algorithm. *Networking, Sensing and Control (ICNSC), 2010 International Conference on*, 38-43.
- Sacramento, C. E. (2007). Planejamento dinâmico da expansão de sistemas de subtransmissão através de metaheurísticas. *Tese de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá*.
- Schmidt, H. P. (2005). Reconfiguração de redes de distribuição através de programação não linear inteira mista. *Tese de Doutorado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*.
- Sedano, E. C. (2005). Restauração de redes de distribuição de energia elétrica usando algoritmo de busca tabu reativa. *Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual Paulista*.
- Serapião, A. B. de S. (2009). Fundamentos de otimização por inteligência de enxames uma visão geral. *Revista Controle & Automação*, 20(3), 271-304.
- Silva, L. G. W. da. (2005). Desenvolvimento de uma metodologia para alocação otimizada de dispositivos de controle e proteção em sistemas de distribuição de energia elétrica. *Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista - UNESP*.
- Souza, B. A., Silva, J. P. S., & Ferreira, N. R. (2010). Configuração Ótima de Redes de Distribuição Aplicando um Algoritmo Colônia de Formigas. *IEEE Transmission E Distribution Conference And Exposition Latin America*, 1-6.

- Sperandio, M. (2008). Planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. *Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC*.
- Sperandio, M., & Coelho, J. (2010). Métodos de programação inteira aplicados ao planejamento da automação de sistemas de manobra em redes de distribuição. *SBA Controle & Automação, 21(5)*.
- Xu, X., & Wang, C. (2009). A Tabu Search Approach for Distribution Network Reconfiguration Based on GIS. *Intelligent Systems and Applications, 2009. ISA 2009. International Workshop on, 1-4*.
- Yin, S.-A., & Lu, C.-N. (2009). Distribution Feeder Scheduling Considering Variable Load Profile and Outage Costs. *IEEE Transactions on Power Systems, 24(2), 652-660*.

Bibliografia Adicional

- Linden, Ricardo (2008). *Algoritmos Genéticos*. 2ª ed. Rio de Janeiro. Brasport LTDA.

APÊNDICE A – CURVAS TÍPICAS POR PATAMAR DE CARGA

PATAMARES	Hora	TRANSFORMADORES RESIDENCIAIS					TRANSFORMADORES INDUSTRIAIS					TRANSFORMADORES COMERCIAIS				
		CT Resid.	EP 27	EP 1256	EP 30	EP 575	CT Ind.	EP 2	EP 5	EP 6	EP 29	CT Com.	EP 3	EP 21	EP 34	EP 232
			590	737	241	308		698	856	2680	1210		2887	6191	4543	1306
(i)	1	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
	2	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
	3	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
	4	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
	5	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
	6	0,50337	296,986	370,9808	121,3112	155,0368	0,072727	50,76311	62,25389	194,9071	87,99908	0,064264	185,5307	397,8596	291,9522	83,92904
(ii)	7	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
	8	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
	9	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
	10	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
	11	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
	12	1,2428793	733,2988	916,0021	299,5339	382,8068	2,507811	1750,452	2146,686	6720,933	3034,451	2,6027	7513,995	16113,32	11824,07	3399,126
(iii)	13	0,9508027	560,9736	700,7416	229,1434	292,8472	2,399975	1675,182	2054,379	6431,933	2903,97	2,677675	7730,447	16577,49	12164,68	3497,043
	14	0,9508027	560,9736	700,7416	229,1434	292,8472	2,399975	1675,182	2054,379	6431,933	2903,97	2,677675	7730,447	16577,49	12164,68	3497,043
	15	0,9508027	560,9736	700,7416	229,1434	292,8472	2,399975	1675,182	2054,379	6431,933	2903,97	2,677675	7730,447	16577,49	12164,68	3497,043
	16	0,9508027	560,9736	700,7416	229,1434	292,8472	2,399975	1675,182	2054,379	6431,933	2903,97	2,677675	7730,447	16577,49	12164,68	3497,043
	17	0,9508027	560,9736	700,7416	229,1434	292,8472	2,399975	1675,182	2054,379	6431,933	2903,97	2,677675	7730,447	16577,49	12164,68	3497,043
(iv)	18	3,1071983	1833,247	2290,005	748,8348	957,0171	1,587444	1108,036	1358,852	4254,351	1920,808	2,364387	6825,985	14637,92	10741,41	3087,889
	19	3,1071983	1833,247	2290,005	748,8348	957,0171	1,587444	1108,036	1358,852	4254,351	1920,808	2,364387	6825,985	14637,92	10741,41	3087,889
	20	3,1071983	1833,247	2290,005	748,8348	957,0171	1,587444	1108,036	1358,852	4254,351	1920,808	2,364387	6825,985	14637,92	10741,41	3087,889
	21	3,1071983	1833,247	2290,005	748,8348	957,0171	1,587444	1108,036	1358,852	4254,351	1920,808	2,364387	6825,985	14637,92	10741,41	3087,889
(v)	22	1,2118074	714,9663	893,102	292,0456	373,2367	0,097805	68,26763	83,72076	262,1164	118,3436	0,157983	456,0964	978,0716	717,7159	206,3256
	23	1,2118074	714,9663	893,102	292,0456	373,2367	0,097805	68,26763	83,72076	262,1164	118,3436	0,157983	456,0964	978,0716	717,7159	206,3256
	24	1,2118074	714,9663	893,102	292,0456	373,2367	0,097805	68,26763	83,72076	262,1164	118,3436	0,157983	456,0964	978,0716	717,7159	206,3256

APÊNDICE B – PROGRAMAS EM MATLAB

Programa 1 – Curvas Típicas

```

% Prepara área de trabalho
clear all
clc
close all

% Comando load para importar os dados a serem tratados %
load ET.txt
load CT.txt
load DM.txt

k=0; t=0; r=0; o=0;

%% -----
% CÁLCULO DA MÉDIA DAS CURVAS TÍPICAS PARA CLASSE RESIDENCIAL

med=0; % O valor da média inicialmente precisa ser 0
for y=1:816; % 816->última linha da matriz CT para classe RESIDENCIAL
    med=med+CT(y,3);
    if rem(y,24)==0, % modo de encontrarmos os múltiplos de 24
        med=med/24;
        fcres((y/24),1)=med; % fc (fator de carga residencial)
        med=0;
    end
end

% CÁLCULO DA MÉDIA DAS CURVAS TÍPICAS PARA CLASSE INDUSTRIAL

med=0;
for y=1:888; % 2449:3336->última linha da matriz CT para INDUSTRIAL
    med=med+CT((y+2448),3);
    if rem(y,24)==0,
        med=med/24;
        fcind((y/24),1)=med; % fc (fator de carga industrial)
        med=0;
    end
end

% CÁLCULO DA MÉDIA DAS CURVAS TÍPICAS PARA CLASSE COMERCIAL

med=0;
for y=1:817; % 816:1632->última linha da matriz CT para COMERCIAL
    med=med+CT((y+815),3);
    if rem(y,24)==0,
        med=med/24;
        fccom((y/24),1)=med; % fc (fator de carga comercial)
        med=0;
    end
end

% CÁLCULO DA MÉDIA DAS CURVAS TÍPICAS PARA CLASSE RURAL

med=0;
for y=1:192; % 3337:3528->última linha da matriz CT para RURAL
    med=med+CT((y+3336),3);

```

```

    if rem(y,24)==0,
        med=med/24;
        fcrural((y/24),1)=med; % fc (fator de carga rural)
        med=0;
    end
end

% CÁLCULO DA MÉDIA DAS CURVAS TÍPICAS PARA CLASSE OUTROS

med=0; % O valor da media inicialmente precisa ser 0

for y=1:816; % 1633:2448->última linha da matriz CT para OUTROS
    med=med+CT((y+1632),3);
    if rem(y,24)==0, % modo de encontrarmos os múltiplos de 24
        med=med/24;
        fcout((y/24),1)=med; % fc (fator de carga outros)
        med=0;
    end
end

% -----
% DEMANDA MÉDIA POR CURVA TÍPICA

Dmed=0;

for x=1:70; % x = classe de consumidores para cada ET

    if (ET(x,2)==1), % CLASSE RESIDENCIAL
        k=k+1;

        if ((ET(x,4)>0)&&(ET(x,4)<=160)) % CONSUMO RESIDENCIAL FAIXA 0 - 160
            Dmed(x,1) = ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (KW)
            figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
RESIDENCIAL DE 0 A 160kW)')

            for y=1:11 % FAIXA DE CONSUMO 0 - 160 = 11 tipos de curvas
                % equação para acessar a demanda e a hora de um dia
                % (1 até 24) para um tipo y de curva (1:24)+24*(y-1)
                Dmax(y,1)=Dmed(x,1)/fcres(y,1);
                subplot(4,3,y), % mostra os gráficos na posição y
                plot(CT((1:24)+24*(y-1),2), Dmax(y,1)*CT((1:24)+24*(y-
1),3),'r','linewidth',2);
                xlim([0 24]); grid on;
            end
        end

        if ((ET(x,4)>=161)&&(ET(x,4)<=500)) % CONSUMO RESID. FAIXA 161 - 500
            Dmed(x,1) = ET(x,4)/(30*24)
            figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
RESIDENCIAL DE 161 A 500kW)')

            for y=1:10 % FAIXA DE CONSUMO 161 - 500 = 10 tipos de curvas
                Dmax(y,2)=Dmed(x,1)/fcres(y+11,1);
                subplot(4,3,y),
                plot(CT((265:288)+24*(y-1),2),
Dmax(y,2)*CT((265:288)+24*(y-1),3),'b','linewidth',2)
                xlim([0 24]); grid on;
                % inicia em 265 - primeiro valor da faixa 2
            end
        end
    end
end

```

```

end

if((ET(x,4)>=501)) % CONSUMO RESIDENCIAL FAIXA 501 - 1000kW
    Dmed(x,1) = ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
    figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
RESIDENCIAL >= 501kW')
    for y=1:13 % FAIXA DE CONSUMO 501 - 1000kW = 13 tipos de curvas
        Dmax(y,3)=Dmed(x,1)/fcres(y+21,1);
        subplot(4,4,y),
        plot( CT((505:528)+24*(y-
1),2),Dmax(y,3)*CT((505:528)+24*(y-1),3), 'g', 'linewidth',2)
        xlim([0 24]); grid on;
    end
end
end

%% -----INDUSTRIAL-----

if (ET(x,2)==2),
    t=t+1;

    if((ET(x,4)>0)&&(ET(x,4)<=500)) % FAIXA 0 - 500kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
INDUSTRIAL DE 0 A 500kW')

        for y=1:13 % FAIXA DE CONSUMO 13 tipos de curvas
            Dmax(y,4)=Dmed(x,1)/fcind(y,1);
            subplot(4,4,y),
            plot(CT((2449:2472)+24*(y-1),2),
Dmax(y,4)*CT((2449:2472)+24*(y-1),3), 'c', 'linewidth',2)
            xlim([0 24]); grid on;
        end
    end

    if((ET(x,4)>501)&&(ET(x,4)<=1000)) % FAIXA 501 - 1000kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
INDUSTRIAL DE 501 A 1000kW')

        for y=1:12 % FAIXA DE CONSUMO 12 tipos de curvas
            Dmax(y,5)=Dmed(x,1)/fcind(y+11,1);% (y+11)para acessar os
fccom da sequencia de 12 a 24
            subplot(4,4,y),
            plot(CT((2472:2495)+24*(y-1),2),
Dmax(y,5)*CT((2472:2495)+24*(y-1),3), 'yellow', 'linewidth',2)
            xlim([0 24]); grid on;
        end
    end

    if((ET(x,4)>1000)) % FAIXA ACIMA DE 1000kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
INDUSTRIAL ACIMA DE 1000kW')
        for y=1:12 % FAIXA DE CONSUMO 12 tipos de curvas
            Dmax(y,6)=Dmed(x,1)/fcind(y+24,1);

```

```

        subplot(4,3,y),
        plot(CT((3049:3072)+24*(y-1),2),
Dmax(y,6)*CT((3049:3072)+24*(y-1),3),'r','linewidth',2)
        xlim([0 24]); grid on;
    end
end
end

%% -----COMERCIAL-----

if (ET(x,2)==3), % PARA CLASSE COMERCIAL

    if((ET(x,4)>0)&&(ET(x,4)<=500)) % FAIXA 0 - 500kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
COMERCIAL DE 0 A 500kW)')
        for y=1:11 % FAIXA DE CONSUMO 11 tipos de curvas
            Dmax(y,4)=Dmed(x,1)/fcom(y,1);
            subplot(4,3,y),
            plot(CT((817:840)+24*(y-1),2),
Dmax(y,4)*CT((817:840)+24*(y-1),3),'c','linewidth',2)
            xlim([0 24]); grid on;
        end
    end

    if((ET(x,4)>501)&&(ET(x,4)<=1000)) % FAIXA 501 - 1000kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW) - consumo (kWh)
matriz ET
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
COMERCIAL DE 501 A 1000kW)')
        for y=1:13 % FAIXA DE CONSUMO 13 tipos de curvas
            Dmax(y,5)=Dmed(x,1)/fcom(y+11,1);% (y+11)para acessar os
fcom da sequencia de 12 a 24
            subplot(4,4,y),
            plot(CT((1081:1104)+24*(y-1),2),
Dmax(y,5)*CT((1081:1104)+24*(y-1),3),'yellow','linewidth',2)
            xlim([0 24]); grid on;
        end
    end

    if((ET(x,4)>1000)) % FAIXA ACIMA DE 1000kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW) - consumo (kWh)
matriz ET
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
COMERCIAL ACIMA DE 1000kW)')
        for y=1:10 % FAIXA DE CONSUMO COMERCIAL ACIMA DE 1000
            Dmax(y,6)=Dmed(x,1)/fcom(y+24,1);
            subplot(4,3,y),
            plot(CT((1393:1416)+24*(y-1),2),
Dmax(y,6)*CT((1393:1416)+24*(y-1),3),'g','linewidth',2)
            xlim([0 24]); grid on;
        end
    end
end
end

%% -----RURAL-----

if (ET(x,2)==4), % PARA CLASSE RURAL
    r=r+1;
    if(ET(x,4)>0)

```

```

Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA-
RURAL')
    for y=1:8 % FAIXA DE CONSUMO RURAL = 8 tipos de curvas
        Dmax(y,7)=Dmed(x,1)/fcrural(y,1);
        subplot(2,4,y),
        plot(CT((3337:3360)+24*(y-1),2),
Dmax(y,7)*CT((3337:3360)+24*(y-1),3),'m','linewidth',2)
        xlim([0 24]); grid on;
    end
end
end

%% -----OUTROS-----

if (ET(x,2)==5),
    o=o+1;

    if((ET(x,4)>0)&&(ET(x,4)<=500)) % CONSUMO FAIXA 0 - 500kW
        Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
        figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA
- OUTROS DE 0 A 500kW')
            for y=1:11 % FAIXA DE CONSUMO 11 tipos de curvas
                Dmax(y,4)=Dmed(x,1)/fccom(y,1);
                subplot(4,3,y),
                plot(CT((1633:1656)+24*(y-1),2),
Dmax(y,4)*CT((1633:1656)+24*(y-1),3),'b','linewidth',2)
                xlim([0 24]); grid on;
            end
        end

        if((ET(x,4)>501)&&(ET(x,4)<=1000)) % CONSUMO FAIXA 501 - 1000kW
            Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
            figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA -
OUTROS DE 501 A 1000kW')
                for y=1:13 % FAIXA DE CONSUMO 13 tipos de curvas
                    Dmax(y,5)=Dmed(x,1)/fcout(y+11,1);% (y+11)para acessar os
fccom da sequencia de 12 a 24
                    subplot(4,4,y),
                    plot(CT((1897:1920)+24*(y-1),2),
Dmax(y,5)*CT((1897:1920)+24*(y-1),3),'yellow','linewidth',2)
                    xlim([0 24]); grid on;
                end
            end

            if((ET(x,4)>1000)) % CONSUMO CLASSE OUTROS FAIXA ACIMA DE 1000kW
                Dmed(x,1)=ET(x,4)/(30*24) % Demanda Média (kW)
                figure('name','CURVAS DE CARGA (CURVA TÍPICA x DEMANDA MÁXIMA -
OUTROS ACIMA DE 1000kW')
                    for y=1:10 % FAIXA DE CONSUMO OUTROS ACIMA DE 1000
                        Dmax(y,6)=Dmed(x,1)/fcout(y+24,1);
                        subplot(4,3,y),
                        plot(CT((2209:2232)+24*(y-1),2),
Dmax(y,6)*CT((2209:2232)+24*(y-1),3),'g','linewidth',2)
                        xlim([0 24]); grid on;
                    end
                end
            end
end
end
end

```

Programa 2 – Caso Teste 1

```

function val = myfitnessfun(x)
%CASO TESTE 1 TRÊS CHAVES

% Cargas em Patamares
S1 = [297 333 560 1833 715]*1e3;    %Residencial
S2 = [350 439 620 2200 472]*1e3;    %Residencial
S3 = [120 934 1300 200 158]*1e3;    %Comercial
S4 = [140 1720 1431 254 163]*1e3;    %Comercial

Vg = 13.8e3;
r3 = sqrt(3);
Lpa = 0;
% vetor de duas posições Ix e Ix(i+1)
V1=[Vg;0]; V2=[Vg;0]; V3=[Vg;0]; V4=[Vg;0]; V3B=[Vg;0]; V2B=[Vg;0];
I1=[0;0]; I2=[0;0]; I3=[0;0]; I4=[0;0]; I2a=[0;0]; I3a=[0;0];

R1=[0.3766*1]; R2=[0.3766*1]; R3=[0.3766*1]; R4=[0.3766*1]; R5=[0.3766*1];

for j=1:5

    switch x(j)
        case 1
            E1=0;
            E2=1;
            E3=1;

        case 2
            E1=1;
            E2=0;
            E3=1;

        case 3
            E1=1;
            E2=1;
            E3=0;

    end

    % Calcula a corrente inicial das cargas
    I1(1) = S1(j)/(r3*V1(1));
    I2(1) = S2(j)/(r3*V2(1));
    I3(1) = S3(j)/(r3*V3(1));
    I4(1) = S4(j)/(r3*V4(1));
    I2a(1) = S2(j)/(r3*V2B(1));
    I3a(1) = S3(j)/(r3*V3B(1));

    teste=2;
    i=1;
    while (teste>1)

        i=i+1;
        V1(i)=Vg-(I1(i-1)+I2(i-1)*E1+I3(i-1)*E1*E2)*R1;
        I1(i)=(S1(j)/(r3*V1(i)));
        V2(i)= V1(i)-(I2(i-1)+I3(i-1)*E2)*R2;
        I2(i)=(S2(j)/(r3*V2(i)));
        V3(i)= V2(i)-(I3(i-1))*R3;
    end
end

```

```

I3(i)=(S3(j)/(r3*V3(i)));
V1(i+1)= Vg-(I1(i)+I2(i)*E1+I3(i)*E1*E2)*R1;
V2(i+1)= V1(i+1)-(I2(i)+I3(i)*E2)*R2;
V3(i+1)= V2(i+1)-(I3(i))*R3;

V4(i)=Vg-(I4(i-1)+I3a(i-1)*E3+I2a(i-1)*E3*E2)*R5;
I4(i)=(S4(j)/(r3*V4(i)));
V3B(i)= V4(i)-(I3a(i-1)+I2a(i-1)*E2)*R4;
I3a(i)=(S3(j)/(r3*V3B(i)));
V2B(i)= V3B(i)-(I2a(i-1))*R3;
I2a(i)=(S2(j)/(r3*V2B(i)));
V4(i+1)=Vg-(I4(i)+I3a(i)*E3+I2a(i)*E3*E2)*R5;
V3B(i+1)=V4(i+1)-(I3a(i)+I2a(i)*E2)*R4;
V2B(i+1)= V3B(i+1)-(I2a(i))*R3;

teste=abs(V1(i)-V1(i-1)+V4(i)-V4(i-1));

if i>20
    break
end
end

% pega o valor da última posição da matriz
i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);
i3a=length(I3a); i2a=length(I2a);

% PERDAS TOTAIS
Lp=((I1(i1)+I2(i2)*E1+I3(i3)*E1*E2)^2)*R1+...
(I2(i2)*E1+I3(i3)*E1*E2)^2*R2+...
(I3(i3)*E1*E2)^2*R3+...
(I4(i4)+I3a(i3a)*E3+I2a(i2a)*E2*E3)^2*R5+...
(I3a(i3a)*E3+I2a(i2a)*E2*E3)^2*R4+...
(I2a(i2a)*E2*E3)^2*R3);

% Tempo de duração de cada patamar
if j==1, tempo=6; end
if j==2, tempo=6; end
if j==3, tempo=5; end
if j==4, tempo=4; end
if j==5, tempo=3; end

fprintf('Patamar %d - Perda = %f\n',j,Lp*tempo)
val=Lpa+3*(Lp*tempo); % soma o valor de perdas anterior mais o atual
Lpa=val;
end

% mostra tensão na barra de carga
fprintf('Sub A | V1 = %f | V2 = %f | V3 = %f\n',V1(length(V1)),V2(length(V2)),V3(length(V3)));
fprintf('Sub B | V4 = %f | V3B = %f | V2B = %f\n',V4(length(V4)),V3B(length(V3B)),V2B(length(V2B)));

```

Programa 3 – Caso Teste 2

```

function val = myfitnessfun(x)

% CASO TESTE 2 - REDE COM 5 CHAVES

S1 = [297 733 560 1833 715]*1e3; %Residencial EP 27 = 590 kw
S2 = [370 916 700 2290 893]*1e3; %Residencial EP 1256 = 737 kw
S3 = [121 299 229 748 292]*1e3; %Residencial EP 30 = 241 kw
S4 = [50 1750 1675 1100 68]*1e3; %Industrial EP 2 = 698 kw
S5 = [62 2146 2054 1358 83]*1e3; %Industrial EP 5 = 856 kw
S6 = [87 3034 2900 1900 118]*1e3; %Industrial EP 29 = 1210 kw

Vg = 13.8e3; Lpa = 0; r3 = sqrt(3);
V1a=[Vg;0]; V2a=[Vg;0]; V2b=[Vg;0]; V3a=[Vg;0]; V3b=[Vg;0];
V4a=[Vg;0]; V4b=[Vg;0]; V5a=[Vg;0]; V5b=[Vg;0]; V6b=[Vg;0];

% vetor de duas posições Ix e Ix(i+1)
I1a=[0;0]; I2b=[0;0]; I2a=[0;0]; I3a=[0;0]; I3b=[0;0]; I4a=[0;0];
I4b=[0;0]; I5a=[0;0]; I5b=[0;0]; I6b=[0;0];

% ALTERA A RESISTÊNCIA E COMPRIMENTO DA LINHA
% R1=[0.3766*1]; R2=[0.3766*1]; R3=[0.3766*1]; R4=[0.3766*1];
% R5=[0.3766*1]; R6=[0.3766*1]; R7=[0.3766*1];
R1=[0.2989*7]; R2=[0.3766*2]; R3=[0.3766*4]; R4=[0.3766*8];
R5=[0.3766*3]; R6=[0.3766*6]; R7=[0.2989*6];

for j=1:5

    switch x(j)
        case 1
            E1=0;
            E2=1;
            E3=1;
            E4=1;
            E5=1;

        case 2
            E1=1;
            E2=0;
            E3=1;
            E4=1;
            E5=1;

        case 3
            E1=1;
            E2=1;
            E3=0;
            E4=1;
            E5=1;

        case 4
            E1=1;
            E2=1;
            E3=1;
            E4=0;
            E5=1;

```



```

case 5
E1=1;
E2=1;
E3=1;
E4=1;
E5=0;

end

% Calcula a corrente inicial das cargas
I1a(1) = S1(j)/(r3*V1a(1));
I2a(1) = S2(j)/(r3*V2a(1));
I3a(1) = S3(j)/(r3*V3a(1));
I4a(1) = S4(j)/(r3*V4a(1));
I5a(1) = S5(j)/(r3*V5a(1));
I6b(1) = S6(j)/(r3*V6b(1));
I5b(1) = S5(j)/(r3*V5b(1));
I4b(1) = S4(j)/(r3*V4b(1));
I3b(1) = S3(j)/(r3*V3b(1));
I2b(1) = S2(j)/(r3*V2b(1));

teste=2;
i=1;

while (teste>1)
    i=i+1;
    V1a(i)= Vg-(I1a(i-1)+I2a(i-1)*E1+I3a(i-1)*E1*E2+I4a(i-
1)*E1*E2*E3+I5a(i-1)*E1*E2*E3*E4)*R1;
    I1a(i)= (S1(j)/(r3*V1a(i)));
    V2a(i)= V1a(i)-(I2a(i-1)+I3a(i-1)*E2+I4a(i-1)*E2*E3+I5a(i-
1)*E2*E3*E4)*R2;
    I2a(i)= (S2(j)/(r3*V2a(i)));
    V3a(i)= V2a(i)-(I3a(i-1)+I4a(i-1)*E3+I5a(i-1)*E3*E4)*R3;
    I3a(i)= (S3(j)/(r3*V3a(i)));
    V4a(i)= V3a(i)-(I4a(i-1)+I5a(i-1)*E4)*R4;
    I4a(i)= (S4(j)/(r3*V4a(i)));
    V5a(i)= V4a(i)-I5a(i-1)*R5;
    I5a(i)= S5(j)/(r3*V5a(i));
    V1a(i+1)= Vg-
(I1a(i)+I2a(i)*E1+I3a(i)*E1*E2+I4a(i)*E1*E2*E3+I5a(i)*E1*E2*E3*E4)*R1;
    V2a(i+1)= V1a(i+1)-
(I2a(i)+I3a(i)*E2+I4a(i)*E2*E3+I5a(i)*E2*E3*E4)*R2;
    V3a(i+1)= V2a(i+1)-(I3a(i)+I4a(i)*E3+I5a(i)*E3*E4)*R3;
    V4a(i+1)= V3a(i+1)-(I4a(i)+I5a(i)*E4)*R4;
    V5a(i+1)= V4a(i+1)-I5a(i)*R5;

    V6b(i)= Vg-(I6b(i-1)+I5b(i-1)*E5+I4b(i-1)*E5*E4+I3b(i-
1)*E5*E4*E3+I2b(i-1)*E5*E4*E3*E2)*R7;
    I6b(i)= (S6(j)/(r3*V6b(i)));
    V5b(i)= V6b(i)-(I5b(i-1)+I4b(i-1)*E4+I3b(i-1)*E4*E3+I2b(i-
1)*E4*E3*E2)*R6;
    I5b(i)= (S5(j)/(r3*V5b(i)));
    V4b(i)= V5b(i)-(I4b(i-1)+I3b(i-1)*E3+I2b(i-1)*E3*E2)*R5;
    I4b(i)= (S4(j)/(r3*V4b(i)));
    V3b(i)= V4b(i)-(I3b(i-1)+I2b(i-1)*E2)*R4;
    I3b(i)= S3(j)/(r3*V3b(i));
    V2b(i)= V3b(i)-I2b(i-1)*R3;
    I2b(i)= S2(j)/(r3*V2b(i));

```

```

V6b(i+1)= Vg-
(I6b(i)+I5b(i)*E5+I4b(i)*E5*E4+I3b(i)*E5*E4*E3+I2b(i)*E5*E4*E3*E2)*R7;
V5b(i+1)= V6b(i+1)-
(I5b(i)+I4b(i)*E4+I3b(i)*E4*E3+I2b(i)*E4*E3*E2)*R6;
V4b(i+1)= V5b(i+1)-(I4b(i)+I3b(i)*E3+I2b(i)*E3*E2)*R5;
V3b(i+1)= V4b(i+1)-(I3b(i)+I2b(i)*E2)*R4;
V2b(i+1)= V3b(i+1)-I2b(i)*R3;

teste=abs(V1a(i)-V1a(i-1)+V6b(i)-V6b(i-1));
if i>20
    break
end
end

i1=length(I1a); i2b=length(I2b); i2a=length(I2a);
i3a=length(I3a); i3b=length(I3b); i4a=length(I4a);
i4b=length(I4b); i5a=length(I5a); i5b=length(I5b); i6=length(I6b);

% PERDAS TOTAIS

LpA=((I1a(i1) + I2a(i2a)*E1 + I3a(i3a)*E1*E2 + I4a(i4a)*E1*E2*E3 +
I5a(i5a)*E1*E2*E3*E4)^2)*R1+...
((I2a(i2a)*E1 + I3a(i3a)*E2*E1 + I4a(i4a)*E1*E2*E3 +
I5a(i5a)*E1*E2*E3*E4)^2)*R2+...
((I3a(i3a)*E1*E2 + I4a(i4a)*E3*E2*E1 +
I5a(i5a)*E1*E2*E3*E4)^2)*R3+...
((I4a(i4a)*E1*E2*E3 + I5a(i5a)*E1*E2*E3*E4)^2)*R4+...
(I5a(i5a)^2)*R5*E1*E2*E3*E4);

LpB=((I6b(i6) + I5b(i5b)*E5 + I4b(i4b)*E5*E4 + I3b(i3b)*E5*E3*E4 +
I2b(i2b)*E5*E3*E4*E2)^2)*R7+...
((I5b(i5b)*E5 + I4b(i4b)*E4*E5 + I3b(i3b)*E5*E4*E3 +
I2b(i2b)*E5*E3*E4*E2)^2)*R6+...
((I4b(i4b)*E5*E4 + I3b(i3b)*E3*E4*E5 +
I2b(i2b)*E5*E3*E4*E2)^2)*R5+...
((I3b(i3b)*E5*E4*E3 + I2b(i2b)*E5*E3*E4*E2)^2)*R4+...
(I2b(i2b)^2)*R3*E2*E3*E4*E5);

% Tempo de duração de cada patamar
if j==1, tempo=6; end
if j==2, tempo=6; end
if j==3, tempo=5; end
if j==4, tempo=4; end
if j==5, tempo=3; end

fprintf('Patamar %d - Perda = %f\n',j,(LpA+LpB))*tempo;

val=Lpa+3*((LpA+LpB)*tempo); % soma o valor de perdas anterior mais o
atual
Lpa=val;

%fprintf('Perdas totais...\n')

fprintf('\nTensões na Subestação A\n');
fprintf('V1a = %5.5f V | V2a = %5.5f
V\n',V1a(length(V1a)),V2a(length(V2a)));
fprintf('V3a = %5.5f V | V4a = %5.5f
V\n',V3a(length(V3a)),V4a(length(V4a)));
fprintf('V5a = %5.5f V\n\n',V5a(length(V5a)));

```

```

fprintf('Tensões na Subestação B\n');
fprintf('V6b = %5.5f V | V5b = %5.5f
V\n',V6b(length(V6b)),V5b(length(V5b)));
fprintf('V4b = %5.5f V | V3b = %5.5f
V\n',V4b(length(V4b)),V3b(length(V3b)));
fprintf('V2b = %5.5f V\n',V2b(length(V2b)));

fprintf('\nPT = %5.5f W\n',val);

end

```

Programa 4 – Caso Teste 3

```

function val = myfitnessfun(x)

S1 = [195 482 369 1207 470]*1e3;    %Residencial 388,5
S2 = [327 807 617 2018 787]*1e3;    %Residencial 649,63
S3 = [251 621 475 1553 605]*1e3;    %Residencial 499,96
S4 = [87 3034 2903 900 183]*1e3;    %Comercial 1306,23

Vg = 13.8e3; Lpa = 0; r3 = sqrt(3);
V1=[Vg;0]; V2=[Vg;0]; V5=[Vg;0]; V6=[Vg;0];
V2B=[Vg;0]; V3B=[Vg;0]; V4B=[Vg;0]; V5B=[Vg;0]; V6B=[Vg;0];
V5C=[Vg;0]; V6C=[Vg;0];

I1=[0;0]; I2=[0;0]; I3=[0;0]; I4=[0;0];

R1=[0.3766*1];R2=[0.3766*1];R3=[0.3766*1];R4=[0.3766*1];R5=[0.3766*1];
R6=[0.3766*1];R7=[0.3766*1];R8=[0.3766*1];R9=[0.3766*1];

for j=1:5
    switch x(j)

        case 1
            % Calcula a corrente inicial das cargas
            I1(1) = S1(j)/(r3*V2B(1));
            I2(1) = S2(j)/(r3*V6B(1));
            I3(1) = S3(j)/(r3*V5B(1));
            I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
            teste=2;
            i=1;
            while (teste>1)
                i=i+1;
                V4B(i)= Vg-(I1(i-1)+I2(i-1)+I3(i-1)+I4(i-1))*R5;
                V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1)+I1(i-1))*R4;
                V2B(i)= V3B(i)-(I1(i-1))*R3;
                V5B(i)= V4B(i)-(I3(i-1)+I2(i-1))*R6;
                V6B(i)= V5B(i)-(I2(i-1))*R7;
                I1(i)= (S1(j)/(r3*V2B(i)));
                I2(i)= (S2(j)/(r3*V6B(i)));
                I3(i)= (S3(j)/(r3*V5B(i)));
                I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
                V4B(i+1)= Vg-(I1(i)+I2(i)+I3(i)+I4(i))*R5;
                V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i)+I1(i))*R4;
            end
        end
    end
end

```

```

V2B(i+1)= V3B(i+1)-(I1(i))*R3;
V5B(i+1)= V4B(i+1)-(I3(i)+I2(i))*R6;
V6B(i+1)= V5B(i+1)-(I2(i))*R7;

teste= abs(V4B(i)-V4B(i+1));
if i>20
    break
end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R5*(I1(i1)+I4(i4)+I3(i3)+I2(i2))^2)+(R4*(I4(i4)+I1(i1))^2)+...
    (R3*I3(i3)^2)+(R6*(I3(i3)+I2(i2))^2)+R7*(I2(i2)^2);

case 2
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6(1));
I3(1) = S3(j)/(r3*V5(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)
    i=i+1;
    V1(i)= Vg-(I1(i-1)+I2(i-1)+I3(i-1))*R1;
    V2(i)= V1(i)-(I1(i-1))*R2;
    V6(i)= V1(i)-(I2(i-1)+I3(i-1))*R8;
    V5(i)= V6(i)-(I3(i-1))*R7;
    I1(i)= (S1(j)/(r3*V2(i)));
    I2(i)= (S2(j)/(r3*V6(i)));
    I3(i)= (S3(j)/(r3*V5(i)));
    V1(i+1)= Vg-(I1(i)+I2(i)+I3(i))*R1;
    V2(i+1)= V1(i+1)-(I1(i))*R2;
    V6(i+1)= V1(i+1)-(I2(i)+I3(i))*R8;
    V5(i+1)= V6(i+1)-(I3(i))*R7;

    V4B(i)= Vg-(I4(i-1))*R5;
    V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1))*R4;
    I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
    V4B(i+1)= Vg-(I4(i))*R5;
    V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i))*R4;

    teste=abs(V1(i)-V1(i+1)+V4B(i)-V4B(i+1));
    if i>20
        break
    end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R1*(I1(i1)+I2(i2)+I3(i3))^2)+(R2*I1(i1)^2)+(R8*(I3(i3)+...
    I2(i2))^2)+R7*(I3(i3)^2)+(R5*I4(i4)^2)+(R4*I4(i4)^2);

case 3
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6C(1));

```

```

I3(1) = S3(j)/(r3*V5C(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)
    i=i+1;
    V1(i)= Vg-(I1(i-1))*R1;
    V2(i)= V1(i)-(I1(i-1))*R2;
    I1(i)= (S1(j)/(r3*V2(i)));
    V1(i+1)= Vg-(I1(i))*R1;
    V2(i+1)= V1(i+1)-(I1(i))*R2;

    V4B(i)= Vg-(I4(i-1))*R5;
    V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1))*R4;
    I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
    V4B(i+1)= Vg-(I4(i))*R5;
    V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i))*R4;

    V5C(i)= Vg-(I3(i-1)+I2(i-1))*R9;
    V6C(i)= V5C(i)-(I2(i-1))*R7;
    I2(i)= (S2(j)/(r3*V6C(i)));
    I3(i)= (S3(j)/(r3*V5C(i)));
    V5C(i+1)= Vg-(I3(i)+I2(i))*R9;
    V6C(i+1)= V5C(i+1)-(I2(i))*R7;

    teste=abs(V1(i)-V1(i+1)+V4B(i)-V4B(i+1)+V5C(i)-V5C(i+1));
    if i>20
        break
    end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R1*I1(i1)^2)+(R2*I1(i1)^2)+(R5*(I4(i4))^2)+(R4*(I4(i4))^2)+...
    (R9*(I3(i3)+I2(i2))^2)+R7*(I2(i2)^2);

fprintf('\nTensões na Subestação A\n');
fprintf('V1 = %5.5f V | V2 = %5.5f
V\n',V1(length(V1)),V2(length(V2)));

fprintf('Tensões na Subestação B\n');
fprintf('V4B = %5.5f V | V3B = %5.5f
V\n',V4B(length(V4B)),V3B(length(V3B)));

fprintf('Tensões na Subestação C\n');
fprintf('V5C = %5.5f V ',V5C(length(V5C)));
fprintf('V6C = %5.5f V ',V6C(length(V6C)));

case 4
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6B(1));
I3(1) = S3(j)/(r3*V5B(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)
    i=i+1;
    V1(i)= Vg-(I1(i-1))*R1;

```

```

V2(i) = V1(i) - (I1(i-1)) * R2;
I1(i) = (S1(j) / (r3 * V2(i)));
V1(i+1) = Vg - (I1(i)) * R1;
V2(i+1) = V1(i+1) - (I1(i)) * R2;

V4B(i) = Vg - (I2(i-1) + I3(i-1) + I4(i-1)) * R5;
V5B(i) = V4B(i) - (I3(i-1) + I2(i-1)) * R6;
V6B(i) = V5B(i) - (I2(i-1)) * R7;
V3B(i) = V4B(i) - (I4(i-1)) * R4;
I2(i) = (S2(j) / (r3 * V6B(i)));
I3(i) = (S3(j) / (r3 * V5B(i)));
I4(i) = (S4(j) / (r3 * V3B(i)));
V4B(i+1) = Vg - (I2(i) + I3(i) + I4(i)) * R5;
V5B(i+1) = V4B(i+1) - (I3(i) + I2(i)) * R6;
V6B(i+1) = V5B(i+1) - (I2(i)) * R7;
V3B(i+1) = V4B(i+1) - (I4(i)) * R4;

teste = abs(V1(i) - V1(i+1) + V4B(i) - V4B(i+1));
if i > 20
    break
end
end

i1 = length(I1); i2 = length(I2); i3 = length(I3); i4 = length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp = (R1 * I1(i1) ^ 2) + (R2 * I1(i1) ^ 2) + (R5 * (I4(i4) + I3(i3) + I2(i2)) ^ 2) + ...
      (R4 * I4(i4) ^ 2) + (R6 * (I3(i3) + I2(i2)) ^ 2) + R7 * (I2(i2) ^ 2);

case 5
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j) / (r3 * V2(1));
I2(1) = S2(j) / (r3 * V6(1));
I3(1) = S3(j) / (r3 * V5B(1));
I4(1) = S4(j) / (r3 * V3B(1));
teste = 2;
i = 1;
while (teste > 1)
    i = i + 1;
    V1(i) = Vg - (I1(i-1) + I2(i-1)) * R1;
    V2(i) = V1(i) - (I1(i-1)) * R2;
    V6(i) = V1(i) - (I2(i-1)) * R8;
    I1(i) = (S1(j) / (r3 * V2(i)));
    I2(i) = (S2(j) / (r3 * V6(i)));
    V1(i+1) = Vg - (I1(i) + I2(i)) * R1;
    V2(i+1) = V1(i+1) - (I1(i)) * R2;
    V6(i+1) = V1(i+1) - (I2(i)) * R8;

    V4B(i) = Vg - (I3(i-1) + I4(i-1)) * R5;
    V3B(i) = V4B(i) - (I4(i-1)) * R4;
    V5B(i) = V4B(i) - (I3(i-1)) * R6;
    I3(i) = (S3(j) / (r3 * V5B(i)));
    I4(i) = (S4(j) / (r3 * V3B(i)));
    V4B(i+1) = Vg - (I3(i) + I4(i)) * R5;
    V3B(i+1) = V4B(i+1) - (I4(i)) * R4;
    V5B(i+1) = V4B(i+1) - (I3(i)) * R6;

    teste = abs(V1(i) - V1(i+1) + V4B(i) - V4B(i+1));

    if i > 20

```

```

        break
    end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R1*(I1(i1)+I2(i2))^2)+(R2*(I1(i1))^2)+(R8*I2(i2)^2)+...
    (R5*(I3(i3)+I4(i4))^2)+R4*(I4(i4)^2)+R6*(I3(i3)^2);

case 6
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2B(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6(1));
I3(1) = S3(j)/(r3*V6B(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)
    i=i+1;
    V1(i)= Vg-(I2(i-1))*R1;
    V6(i)= V1(i)-(I2(i-1))*R8;
    I2(i)= (S2(j)/(r3*V6(i)));
    V1(i+1)= Vg-(I2(i))*R1;
    V6(i+1)= V1(i+1)-(I2(i))*R8;

    V4B(i)= Vg-(I1(i-1)+I3(i-1)+I4(i-1))*R5;
    V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1)+I1(i-1))*R4;
    V2B(i)= V3B(i)-(I1(i-1))*R3;
    V6B(i)= V4B(i)-(I3(i-1))*R6;
    I1(i)= (S1(j)/(r3*V2B(i)));
    I3(i)= (S3(j)/(r3*V6B(i)));
    I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
    V4B(i+1)= Vg-(I1(i)+I3(i)+I4(i))*R5;
    V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i)+I1(i))*R4;
    V2B(i+1)= V3B(i+1)-(I1(i))*R3;
    V6B(i+1)= V4B(i+1)-(I3(i))*R6;
    teste=abs(V1(i)-V1(i+1)+V4B(i)-V4B(i+1));
    if i>20
        break
    end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R1*(I2(i2))^2)+(R8*(I2(i2))^2)+(R5*(I1(i1)+I3(i3)+
    I4(i4))^2)+(R4*(I1(i1)+I4(i4))^2)+R3*(I1(i1)^2)+R6*(I3(i3)^2);

case 7
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2B(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6(1));
I3(1) = S3(j)/(r3*V5C(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)

```

```

i=i+1;
V1(i)= Vg-(I2(i-1))*R1;
V6(i)= V1(i)-(I2(i-1))*R8;
I2(i)= (S2(j)/(r3*V6(i)));
V1(i+1)= Vg-(I2(i))*R1;
V6(i+1)= V1(i+1)-(I2(i))*R8;

V4B(i)= Vg-(I1(i-1)+I4(i-1))*R5;
V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1)+I1(i-1))*R4;
V2B(i)= V3B(i)-(I1(i-1))*R3;
I1(i)= (S1(j)/(r3*V2B(i)));
I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
V4B(i+1)= Vg-(I1(i)+I4(i))*R5;
V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i)+I1(i))*R4;
V2B(i+1)= V3B(i+1)-(I1(i))*R3;

V5C(i)= Vg-(I3(i-1))*R9;
I3(i)= (S3(j)/(r3*V5C(i)));
V5C(i+1)= Vg-(I3(i))*R9;

teste=abs(V1(i)-V1(i+1)+V4B(i)-V4B(i+1)+V5C(i)-V5C(i+1));
if i>20
    break
end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R1*(I2(i2))^2)+(R8*(I2(i2))^2)+(R5*(I1(i1)+I4(i4))^2)+ ...
    (R4*(I1(i1)+I4(i4))^2)+R3*(I1(i1)^2)+R9*(I3(i3)^2);

fprintf('\nTensões na Subestação A\n');
fprintf('V1 = %5.5f V | V6 = %5.5f
V\n',V1(length(V1)),V6(length(V6)));

fprintf('Tensões na Subestação B\n');

fprintf('V4B = %5.5f V | V3B = %5.5f
V\n',V4B(length(V4B)),V3B(length(V3B)));
fprintf('V2B = %5.5f V ',V2B(length(V2B)));

fprintf('Tensões na Subestação C\n');
fprintf('V5C = %5.5f V ',V5C(length(V5C)));

case 8
% Calcula a corrente inicial das cargas
I1(1) = S1(j)/(r3*V2B(1));
I2(1) = S2(j)/(r3*V6C(1));
I3(1) = S3(j)/(r3*V5C(1));
I4(1) = S4(j)/(r3*V3B(1));
teste=2;
i=1;
while (teste>1)
    i=i+1;
    V4B(i)= Vg-(I1(i-1)+I4(i-1))*R5;
    V3B(i)= V4B(i)-(I4(i-1)+I1(i-1))*R4;
    V2B(i)= V3B(i)-(I1(i-1))*R3;
    I1(i)= (S1(j)/(r3*V2B(i)));

```



```

I4(i)= (S4(j)/(r3*V3B(i)));
V4B(i+1)= Vg-(I1(i)+I4(i))*R5;
V3B(i+1)= V4B(i+1)-(I4(i)+I1(i))*R4;
V2B(i+1)= V3B(i+1)-(I1(i))*R3;

V5C(i)= Vg-(I3(i-1)+I2(i-1))*R9;
V6C(i)= V5C(i)-(I2(i-1))*R7;
I2(i)= (S2(j)/(r3*V6C(i)));
I3(i)= (S3(j)/(r3*V5C(i)));
V5C(i+1)= Vg-(I3(i)+I2(i))*R9;
V6C(i+1)= V5C(i+1)-(I2(i))*R7;
teste=abs(V4B(i)-V4B(i+1)+V5C(i)-V5C(i+1));
if i>20
    break
end
end
end

i1=length(I1); i2=length(I2); i3=length(I3); i4=length(I4);

% PERDAS TOTAIS
Lp=(R5*(I4(i4)+I1(i1))^2)+(R4*(I4(i4)+I1(i1))^2)+ ...
(R3*(I1(i1)^2))+(R9*(I3(i3)+I2(i2))^2)+R7*(I2(i2)^2);

end

if j==1, tempo=6; end
if j==2, tempo=6; end
if j==3, tempo=5; end
if j==4, tempo=4; end
if j==5, tempo=3; end

fprintf('Patamar %d - Perda = %f\n',j,Lp*tempo)
val=Lpa+3*(Lp*tempo); % soma o valor de perdas anterior mais o atual
Lpa=val;
end

end

%fprintf('Perdas Totais...\n')

```

APÊNDICE C – VALIDAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

O fluxo de potência foi validado no *software* MATLAB®/Simulink através da reprodução de uma configuração fixa da rede representada por um circuito elétrico. A figura abaixo ilustra os resultados das tensões da rede para o Caso Teste 3. Nota-se que os valores são bastante semelhantes em relação aos obtidos no patamar (i) da Tabela 24, demonstrando que a metodologia adotada é adequada.

