

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

PAULO EDUARDO SOBUE

**RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA PARA REDUÇÃO DE
PERDAS ATIVAS ATRAVÉS DO
ALGORITMO GENÉTICO**

**São Carlos
2015**

PAULO EDUARDO SOBUE

**RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA PARA REDUÇÃO DE
PERDAS ATIVAS ATRAVÉS DO
ALGORITMO GENÉTICO**

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

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

ORIENTADOR: Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos
2015

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

S677r Sobue, Paulo Eduardo
RECONFIGURAÇÃO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA PARA A REDUÇÃO DE PERDAS ATIVAS
ATRAVÉS DO ALGORITMO GENÉTICO / Paulo Eduardo Sobue;
orientador Eduardo Nobuhiro Asada. São Carlos, 2015.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2015.

1. Reconfiguração. 2. Metaheurísticas. 3.
Minimização de perdas. 4. Sistemas de distribuição. I.
Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Paulo Eduardo Sobue

Título: “Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para redução de perdas ativas através de metaheurísticas”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 20 / 11 / 2015,

com NOTA 8,0 (OITO, ZERO), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado Eduardo Nobuhiro Asada - (Orientador - SEL/EESC/USP)

Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (SEL/EESC/USP)

Mestre Filipe de Oliveira Saraiva - (Doutorando - SEL/EESC/USP)

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Mitsuo Sobue, Irene Iha Sobue, à minha irmã, Melise Alessandra Sobue, pelo apoio durante toda a fase de graduação e elaboração deste projeto.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da EESC, em especial ao Professor Doutor Eduardo Nobuhiro Asada, pela orientação e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos do LASEE, em especial ao Fabrício, pela amizade, paciência e ensinamentos durante a elaboração deste trabalho de conclusão de curso.

Aos amigos USP, que de alguma maneira contribuíram para a minha formação durante todos os anos de graduação.

Resumo

O presente trabalho objetiva a análise e aplicação de metaheurísticas para a resolução do problema de reconfiguração de sistemas distribuição de energia elétrica com o objetivo de reduzir as perdas elétricas totais. Esses métodos são especialmente indicados para solucionar problemas de complexidade elevada, cuja modelagem matemática e resolução por métodos clássicos apresentam uma série de dificuldades tanto na implementação do método de solução, como também na obtenção de soluções de qualidade factíveis. A mudança de topologia da rede elétrica é realizada através de chaves seccionadoras e quanto maior for o número deste elementos presentes no sistema de distribuição, maior será a complexidade do problema devido a maior possibilidade de combinações destas chaves. Deste modo, justifica-se a utilização das metaheurísticas como ferramenta de solução para este problema de engenharia elétrica, pois os resultados obtidos demonstram que o método utilizado foi capaz de encontrar uma topologia com menores perdas. Encontrar a configuração ótima do sistema de distribuição significa reduzir as perdas ativas totais, ou seja, tornar o sistema mais otimizado.

Palavras Chave: Reconfiguração, Minimização de perdas, Metaheurísticas, Sistema de distribuição, Otimização, fluxo de carga.

Abstract

This work aims at the analysis and application of metaheuristics to solve the problem of reconfiguration of power distribution systems in order to reduce the total electrical losses. These methods are particularly suitable for resolving problems of high complexity, which mathematical modeling and resolution by conventional methods present a number of difficulties in implementing both the solution method, as well as in obtaining feasible solutions quality. A change of topology of the electrical network is performed using sectionalizing switches and the higher the number of the elements present in the distribution system, the greater the complexity of the problem owing to higher likelihood of these key combinations. Therefore, justified the use of metaheuristics as a solution tool for this problem of electrical engineering, because the results show that the method used was able to find a topology with lower losses. Finding the optimal configuration of the distribution system means reducing the total active losses, ie, make the most optimized system.

Keywords: Reconfiguration, minimization of losses, Metaheuristics, distribution system, optimization, load flow.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	1
1. Introdução	1
1.1 Objetivo.....	2
1.2 Estrutura do Trabalho.....	2
CAPÍTULO 2	3
2. Revisão Bibliográfica.....	3
2.1 Metaheurísticas.....	3
2.2. Algoritmo Genético (AG)	4
2.3 Algoritmo Genético Modificado	8
2.4. Otimização por Enxame de Partículas.....	10
2.5 Otimização por Enxame de Partículas Evolutivo	12
2.6. Otimização por Colônia de Formigas.....	13
2.7. Considerações Finais.....	16
CAPÍTULO 3	17
3. Análise do Sistema de Distribuição.....	17
3.1 Fluxo de Potência	17
3.2 Método de Varredura	20
3.3 Método de Newton-Raphson.....	22
3.4 Reconfiguração de Sistemas de Distribuição	24
3.5 Perdas no Sistema de Distribuição	26
3.6 A Restrição de Radialidade	27
3.7 Nível de tensão nas barras	29
CAPÍTULO 4	30
4 Estudo de Caso	30
4.1 Sistema de 14 Barras	31
4.2 Sistema de 32 Barras	33

4.3	Sistema de 69 Barras	35
4.4	Sistema de 84 Barras	37
CAPÍTULO 5.....		42
5	Resultados obtidos.....	42
5.1	Sistema de 14 barras.....	42
5.2	Sistema de 32 barras.....	46
5.3	Sistema de 69 barras.....	50
5.4	Sistema de 84 barras.....	55
CAPÍTULO 6.....		61
6	Conclusão.....	61
CAPÍTULO 7.....		63
7	Referências Bibliográficas	63
APÊNDICE A - Dados dos Sistemas Testados		65
a.	Sistema de 14 Barras	65
b.	Sistema de 32 barras.....	66
c.	Sistema de 69 barras.....	68
d.	Sistema de 84 barras.....	70

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Fluxograma AG	5
Figura 2.2: Exemplo de cruzamento de um ponto.....	7
Figura 2.3: Exemplo de cruzamento multiponto.....	7
Figura 2.4: Exemplo de mutação binária	8
Figura 2.5: Fluxograma PSO básico	11
Figura 2.6: Ilustração do experimento com formigas.....	14
Figura 2.7: Fluxograma do algoritmo ACO	15
Figura 3.1: Potência ativa e reativa, magnitude e ângulo de fase de tensão da barra K.....	17
Figura 3.2: Potência de entrada e saída da barra k.....	19
Figura 3.3: Trecho de um sistema de distribuição.....	21
Figura 3.4: Sistema de distribuição hipotético	25
Figura 3.5: Sistema de distribuição hipotético	28
Figura 3.6: Solução para o sistema hipotético.....	29
Figura 4.1: Sistema de 14 barras	31
Figura 4.2: Laços existentes para o sistema de 14 barras.....	32
Figura 4.3: Sistema de 32 barras	33
Figura 4.4: Laços existentes para o sistema de 32 barras.....	34
Figura 4.5 - Sistema de 69 barras	35
Figura 4.6: Laços formados para o sistema de 69 barras	36
Figura 4.7 - Sistema de 84 barras	38
Figura 4.8: Laços existentes para o sistema de 84 barras.....	40
Figura 5.1: Perdas antes e após a reconfiguração.....	44
Figura 5.2: Topologia que apresenta as menores perdas.....	44
Figura 5.3: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração	46
Figura 5.4: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração	48
Figura 5.5: Topologia que apresenta as menores perdas.....	48
Figura 5.6: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração	50
Figura 5.7: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração	52
Figura 5.8: Sistema de 69 barras configurado para as menores perdas ativas.....	53
Figura 5.9: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração	54
Figura 5.10: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração.	57
Figura 5.11: Topologia que apresenta as menores perdas.....	58
Figura 5.12: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração	60

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Tipos de barras	18
Tabela 3.2: Classificação dos níveis de tensão.....	29
Tabela 5.1: Perdas do sistema original.....	42
Tabela 5.2: Tensão nas barras do sistema original.....	42
Tabela 5.3: Resultados obtido com AG	43
Tabela 5.4: Tensão nas barras para a nova topologia.....	45
Tabela 5.5: Resultados obtidos do sistema original.....	46
Tabela 5.6: Tensão na barras para topologia original	46
Tabela 5.7: Resultados obtidos com AG.....	47
Tabela 5.8: Tensão nas barras	49
Tabela 5.9: Perdas do sistema original.....	50
Tabela 5.10: Tensão nas barras para o topologia original.....	51
Tabela 5.11: Resultados obtidos com AG.....	52
Tabela 5.12: Tensão nas barras após a reconfiguração.....	53
Tabela 5.13: Perdas do sistema original.....	55
Tabela 5.14: Tensão nas barras para o topologia original.....	55
Tabela 5.15: Resultados obtidos com AG.....	56
Tabela 5.16: Tensão nas barras após a reconfiguração.....	59
Tabela a.1: Dados do Sistema de 14 barras.....	65
Tabela b.1: Dados Sistema de 32 barras	66
Tabela c.1: Dados sistema de 69 Barras.....	68
Tabela d.1: Sistema de 84 barras.....	70

CAPÍTULO 1

1. Introdução

A computação evolutiva é uma área que tem se expandido rapidamente, devido ao desenvolvimento de algoritmos capazes de encontrar soluções adequadas para problemas complexos, das mais diversas áreas, ainda não resolvidos por técnicas convencionais. A simplicidade dos métodos, chamados de algoritmos evolutivos (AEs), utilizam princípios inspirados na natureza, como o Algoritmo Genético (AG) [1] e *Particle Swarm Optimization* (PSO) [2].

Com base no exposto, as metaheurísticas se tornaram uma poderosa ferramenta para resolução de problemas de engenharia. Neste trabalho, será utilizada essa ferramenta para propor soluções para o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica (RSDEE), ou seja, mudar a topologia da rede com o objetivo de reduzir as perdas ativas totais.

A reconfiguração da rede elétrica consiste na abertura e fechamento de chaves seccionadoras, com o objetivo de encontrar uma melhor topologia, de modo a atender a algum objetivo, tipicamente a redução de perdas ativas para um dado perfil de carga, ou o balanceamento de cargas entre os alimentadores. Isto permite a transferência de cargas de um alimentador muito carregado para outro menos carregado, assim, ocorrerá um balanceamento de cargas mais eficiente. A redução de perdas via RSDEE é uma alternativa eficaz e de baixo custo quando comparada a outras alternativas de mesmo propósito. A RSDEE é um método de planejamento e controle dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP), com o objetivo de aumentar os níveis de confiança do sistema, como o reestabelecimento de energia rápido em casos de faltas, intervenção de manutenção ou obras de expansão. Assim, os sistemas de distribuição operam preferencialmente de forma radial, pois os sistemas de proteção e controle são mais simples.

O problema de RSDEE é complexo e combinatorial, pois quanto maior for o número de chaves seccionadoras presentes no sistema elétrico, maior será quantidade de possibilidades de soluções para o problema. Encontrar a solução para este caso é de fundamental importância para o sistema elétrico, cada vez mais exigido, pois a demanda por energia aumentará nos próximos anos [3]. A otimização do sistema elétrico de potência é essencial para as empresas distribuidoras, pois assim estarão cumprindo todas as exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e também trará benefícios para os consumidores finais, com o fornecimento de energia de melhor qualidade e para a própria concessionária reduzindo os custos.

Neste trabalho de conclusão de curso, para analisar os problemas de otimização do sistema de distribuição, serão utilizados dois *softwares*. O primeiro é o Python [4], de código aberto e gratuito, em que será implementada toda a parte de controle da rede elétrica para alcançar os objetivos

desejados. O segundo é o *software Open Distribution System Simulator* (OPENDSS) [5], um *software* livre, desenvolvido para simulações em sistemas de energia elétrica. Esta ferramenta computacional foi criada pela *Electric Power Research Institute* (EPRI), empresa norte americana sem fins lucrativos, voltada ao estudo de sistemas elétricos. Neste software será implementado e simulado o sistema elétrico propriamente, e será o responsável por fornecer todos os dados requisitados como: tensões, correntes, potências, perdas, do sistema em análise. Existe uma interface entre essas duas ferramentas computacionais que permitirá a troca de informações entre os softwares, permitindo o sucesso deste trabalho de conclusão de curso. A interface entre o OpenDSS e o Python é realizada por meio da tecnologia COM, Component Object Model.

1.1 Objetivo

Este trabalho objetiva a reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para a redução de perdas ativas através de metaheurísticas. Para isso, foi necessário a adequação desses métodos para a solução do problema de mudança de topologia da rede.

1.2 Estrutura do Trabalho

No capítulo 2, encontra-se uma revisão bibliográfica das metaheurísticas estudadas no decorrer deste trabalho de conclusão de curso, tanto na parte de validação dos métodos, quanto na aplicação no problema de reconfiguração do sistema de distribuição.

No capítulo 3, é apresentada uma formulação matemática de fluxo de carga e também do método de Newton que foi utilizado no software OpenDSS para o cálculo das grandezas elétricas de interesse. Além disso, foi realizada uma abordagem mais profunda sobre os sistemas de distribuição de energia elétrica, tratando o problema de mudança de topologia da rede elétrica e uma análise das perdas ativas típicas dos sistemas de distribuição. Além disso, foi abordado como será feita a restrição da radialidade neste trabalho.

No capítulo 4, encontra-se a descrição dos sistemas de distribuição utilizados para verificar a eficiência das metaheurísticas para determinar uma topologia que apresente menores perdas para o sistema elétrico.

No capítulo 5, estão descritos todos os resultados obtidos após a aplicação das metaheurísticas para resolver o problema de reconfiguração visando a redução das perdas ativas.

Por fim, no capítulo 6, encontram-se as conclusões gerais deste trabalho de conclusão de curso.

2. Revisão Bibliográfica

2.1 Metaheurísticas

As metaheurísticas são métodos matemáticos aplicados preferencialmente para a resolução de problemas complexos e que apresentam características de explosão combinatória, ou seja, casos em que há enormes possibilidades de soluções factíveis (espaço de soluções). Deste modo, a solução destes casos por técnicas tradicionais demandaria elevado esforço computacional.

A idéia fundamental dos métodos heurísticos é a busca de boas soluções, em um tempo computacional razoável, no espaço de soluções, embora não há garantia de que essas soluções sejam realmente encontradas. O foco principal consiste em analisar apenas um conjunto reduzido de soluções do espaço de busca, assim, a procura por uma boa solução será encontrada mais facilmente. Portanto, uma metaheurística é um processo iterativo inteligente, que a partir de uma solução candidata inicial gerada aleatoriamente, consegue-se através de um conjunto eficiente de transições no espaço de busca, encontrar uma melhor solução, embora não existam provas matemáticas da otimalidade da mesma. Assim, o que diferencia as diversas metaheurísticas é a forma como essas transições são feitas, mas sempre com o mesmo objetivo.

Para realizar o processo de busca, deve-se estabelecer alguns pontos importantes: procedimento para geração da solução inicial, a codificação do problema, que consiste na forma de representar uma proposta de solução para o problema, especificar a função objetivo (função fitness), método de modificar a solução corrente, especificar a vizinhança da solução atual [6]. A forma de resolver cada um desses tópicos depende de cada metaheurística e do tipo de problema a ser resolvido. Ao especificar cada um desses pontos, é possível aplicar os métodos heurísticos para a resolução de diversos problemas.

Na literatura especializada existem várias metaheurísticas que foram utilizadas para a resolução do problema de RSDEE. Pode-se citar:

- Otimização por Colônia de Formigas [7]
- Otimização por Enxame de Partículas [8]
- Busca Tabu [9]

2.2. Algoritmo Genético (AG)

O algoritmo genético (AG) proposto por Holland na década de 70 [1] é uma metaheurística inspirada na teoria da evolução das espécies de Darwin. Esta teoria biológica está baseada na diversidade genética dos indivíduos de uma população, ou seja, cada indivíduo está mais ou menos adaptado ao meio onde vive que outros. Aqueles elementos da população melhor qualificados geneticamente possuem maiores chances de chegar à fase adulta e gerar descendentes (seleção natural), deste modo, transmitem suas características genéticas para seus filhos e assim, aumentam essa herança biológica na população. Baseado nisto, Holland considerou a evolução natural uma ferramenta simples e poderosa, que poderia ser adaptada para a obtenção de soluções para diversos problemas, em especial de otimização.

A variabilidade genética dos elementos de uma população está relacionada a dois operadores: o cruzamento e a mutação. O cruzamento é o principal operador responsável pela diversidade dos indivíduos, e a mutação é considerada um operador secundário, mas de grande importância para o processo evolutivo. A atuação destes operadores genéticos, geração após geração, tornará a população mais adaptada ao meio em que vive.

2.2.1 Ideia Fundamental do Algoritmo Genético

O algoritmo genético é inicializado com a geração de uma população inicial, gerada aleatoriamente, que representam as possíveis soluções para o problema. As etapas seguintes consistem em submeter essa população inicial ao processo de evolução, baseado em [1], pode-se destacar os seguintes passos:

- **Avaliação**
- **Seleção**
- **Cruzamento**
- **Mutação**
- **Atualização**
- **Finalização**

A figura 2.1 a seguir ilustra o fluxograma do funcionamento do algoritmo genético.

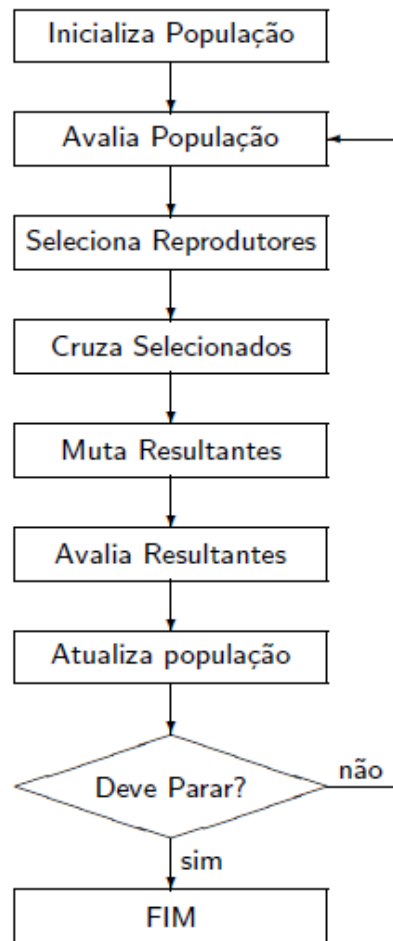


Figura 2.1: Fluxograma AG
Fonte: Próprio autor

Cada uma das etapas citadas acima será analisada de maneira separada, de modo a obter uma compreensão mais profunda sobre o algoritmo genético.

2.2.2 Inicialização

A inicialização é a etapa em que uma população inicial é aleatoriamente gerada, e cada elemento desta representa uma possibilidade de solução para o problema. O tamanho dessa população irá depender da complexidade do problema, ou seja, se o problema for de simples resolução o número de indivíduos necessários não será elevado, já que uma pequena diversidade de elementos será capaz de encontrar uma solução de boa qualidade. Se o problema for complexo, a variabilidade de indivíduos presente na população deverá ser elevada para garantir uma boa abrangência no espaço de buscas e obter uma boa solução.

2.2.3 Avaliação

Após se obter a população inicial, a próxima etapa é a avaliação. Para cada elemento gerado aleatoriamente será determinado o seu grau de adaptação por meio da função objetivo (fitness) do problema, que mede a qualidade de cada solução proposta.

2.2.4 Seleção

A seleção é o operador genético responsável por selecionar as melhores características presentes na população atual, que proporcionam maior adaptação ao meio, e transmiti-las para a geração seguinte. Cada elemento da solução corrente é selecionado, de acordo com o valor de sua função objetivo.

Existem várias formas de se realizar a seleção de indivíduos para posteriormente fazer o cruzamento. O primeiro modo é a seleção proporcional. Nesta estratégia colocam-se os indivíduos em uma roleta, dando a cada um uma “fatia” proporcional a sua aptidão relativa. Depois roda-se a agulha da roleta. O elemento em cuja fatia a agulha parar permanece para a próxima geração. Repete-se o sorteio quantas vezes forem necessárias para selecionar o número de indivíduos desejados. O segundo modo é a seleção por Torneio. Nesta estratégia os descendentes são escolhidos realizando X jogos, sendo X o tamanho da população. Em cada jogo é escolhido aleatoriamente K elementos da população corrente e aquele que possuir a melhor qualidade da função objetivo será o vencedor do torneio. O valor de K é geralmente pequeno e tipicamente K pertence a {2,3,4} [6].

2.2.5 Cruzamento

Uma vez selecionados os indivíduos mais adaptados, realiza-se o processo de cruzamento (*crossover*), em que partes dos genes dos pais são combinados para a geração dos filhos. O processo de cruzamento nem sempre ocorre e depende de uma taxa de recombinação que de acordo com [10] deve ser superior a 0,7. Existem várias maneiras de se realizar o pareamento de genes dos pais. No cruzamento de um ponto sorteia-se um número p entre $0 < p < L$, sendo L o comprimento de cada solução. Supondo que os pais sejam denotados por A e B e que possuam o mesmo comprimento L. O cruzamento dos pais produzirá dois filhos. O primeiro seja receberá todos os genes de A de 1 até p e todos os genes de B de p+1 até L. O segundo filho receberá todos os genes de B de 1 até p e por todos os genes de A de p+1 até L. A figura 2.2 ilustra esse tipo de cruzamento [10].

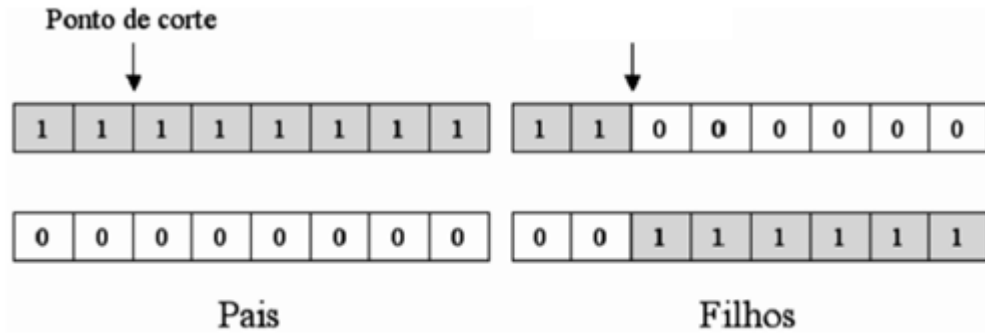


Figura 2.2: Exemplo de cruzamento de um ponto

Outra forma de recombinação é o cruzamento multiponto. Nesta estratégia é sorteado um número n de pontos de corte. Também será gerado dois filhos. O filho 1 herda do pai A n partes e do pai B $n-1$ partes. O filho 2 herda do pai B n partes e $n-1$ partes do pai A. A figura 2.3 ilustra o processo de cruzamento multiponto [10].

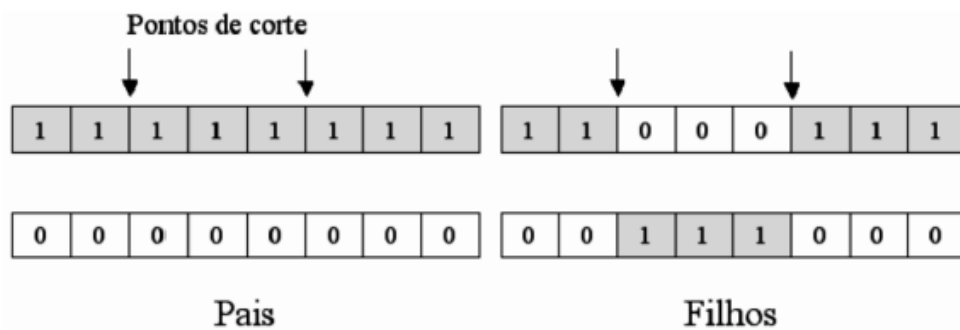


Figura 2.3: Exemplo de cruzamento multiponto

2.2.6 Mutação

O operador genético mutação é considerado como secundário, mas é de grande importância para o processo evolutivo. Tem como objetivo evitar que as soluções fiquem estagnadas em ótimos locais, possibilitando explorar todo o espaço de busca, aumentando as possibilidades de encontrar uma solução de boa qualidade.

A mutação poderá ou não atuar nos novos descendentes gerados a partir do processo de recombinação. Isto irá depender da taxa de mutação, que segundo [10] sugere um valor menor que 0.01. Se a mutação ocorrer os genes dos filhos sofrerão uma alteração genética e assim haverá a introdução de novas características na população, podendo ser positivas ou não. A figura 2.4 ilustra um exemplo de mutação binária simples [10].

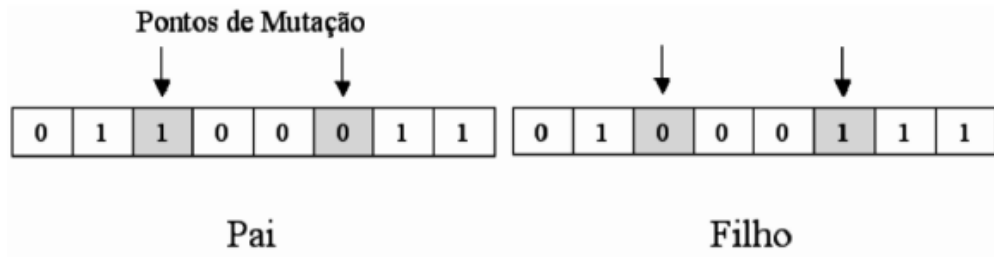


Figura 2.4: Exemplo de mutação binária

2.2.7 Atualização

Após a atuação dos operadores genéticos cruzamento e mutação, os novos indivíduos gerados podem ser inseridos na população. Na forma mais tradicional do algoritmo genético, a nova população mantém um tamanho fixo e todos os elementos da população antiga são substituídos pelos novos indivíduos.

2.2.8 Finalização

Verifica-se a condição de parada foi atingida, retornando para a etapa de avaliação em caso negativo e encerrando em caso positivo.

2.3 Algoritmo Genético Modificado

Apesar de seu caráter genérico, o desempenho dos AGs na sua forma tradicional não se mostra satisfatório para encontrar a solução ótima global de alguns problemas. Assim, foram introduzidas algumas variações no algoritmo genético tradicional e assim originou-se um algoritmo genético modificado. Algumas das alterações introduzidas são apresentadas a seguir.

2.3.1 Modelos Populacionais

2.3.1.1 Eliminação de duplicatas

Algoritmo genético simples como descrito na figura 2.1 permite uma rápida perda de diversidade na prática. Para atenuar esse fenômeno, a eliminação de duplicatas é uma boa solução. Se houver cromossomos duplicados após os processos de seleção, recombinação e mutação, então as duplicatas são eliminadas e substituídas por novos cromossomos. Esta verificação aumentará o tempo de processamento de cada geração devido a necessidade de comparar cada indivíduo com o restante da população

2.3.1.2 Estratégias Elitista

Neste procedimento garante-se que os melhores elementos de uma geração sempre aparecerão na geração seguinte. Deste modo não haverá perda de características boas na próxima população. Se a elite da população corrente não estiver presente na geração seguinte devido a atuação dos operadores genéticos, o elitismo insere os melhores indivíduos da população corrente no lugar dos piores elementos da próxima geração.

2.3.1.3 Reprodução de Estado Estável

Neste procedimento ao invés de substituir toda a população de uma vez, somente os piores elementos da população corrente são trocados por novos elementos obtidos pela atuação dos operadores genéticos.

2.3.1.4 Genocídio Periódico

Em problemas práticos o tempo de execução de um problema exige a utilização de população pequenas, isto é um problema pois há uma rápida perda de diversidade. Uma solução de fácil implementação é o genocídio, em que de tempo em tempos, a população de N elementos é aumentada, por exemplo, para $3N$ e em seguida, novamente reduzida para N indivíduos através de uma seleção rigorosa que mata “ $2N$ ” elementos em excesso. Esta estratégia introduz uma série de novos problemas como, a frequência ideal de genocídio, em quanto tempo deve se aumentar a população e como, entre outros.

2.3.2 AGs Paralelos e Distribuídos

2.3.2.1 AGs Insulares

Uma população é particionada em subpopulações e cada subpopulação é atribuída a um processador de um computador paralelo com memória distribuída. Cada computador executa o algoritmo genético convencional em sua subpopulação, mas de tempos em tempos envia e recebe cópias dos melhores elementos da subpopulação do processador vizinho, trocando os piores indivíduos de sua população pelos elementos obtidos da subpopulação vizinha.

2.3.3 Operadores Melhorados

2.3.3.1 Variações de Recombinação

Uma variação da recombinação é fazer o pareamento dos cromossomos de acordo com o grau de adequabilidade, ao invés de do simples pareamento aleatório. Deste modo elementos de alta qualidade pareiam-se com outros elementos de alta qualidade. Esta estratégia geralmente aumenta a velocidade de convergência.

Outra variação que tem ganhado muitos adeptos é a recombinação uniforme, aplicada inicialmente para cromossomos binários, mas existem variações para outros domínios. Neste processo inicialmente gera-se um padrão binário aleatório do mesmo comprimento dos cromossomos. Este padrão é interpretado do seguinte modo: cada “1” significa que os genes dos cromossomos pais devem ser trocados, cada “0” indica que os genes dos cromossomos pais não devem ser trocados.

Assim, sejam $a_1 = 010101$ e $a_2 = 101100$ os cromossomos pais e $a_{rec} = 011000$ o padrão de recombinação obtido aleatoriamente. Os filhos gerados pela recombinação uniforme serão: $\hat{a}_1 = 001101$ e $\hat{a}_2 = 110100$.

2.4. Otimização por Enxame de Partículas

O método de otimização denominado Otimização por Enxame de Partículas ou Particle Swarm Optimization (PSO) foi proposto por Kennedy e Eberhart, 1995 [2]. Este algoritmo de otimização é baseado no comportamento social de um bando de pássaros. A busca por alimentos e a interação entre os pássaros ao longo do voo são modelados como um mecanismo de otimização.

Fazendo uma analogia, o termo partícula foi utilizado para representar os pássaros e cada um significa uma possibilidade de solução para o problema a ser resolvido. Os pássaros estão voando com uma velocidade e percorrendo uma região, que representa o espaço de busca contendo todas as possíveis soluções. Encontrar alimento significa encontrar a uma solução boa qualidade (máximo ou mínimo) de uma função objetivo (aptidão).

2.4.1 Ideia Fundamental do PSO

Para que as partículas sempre se aproximem de uma solução de boa qualidade ao invés de se perderem e nunca alcança-lo enquanto estiverem percorrendo o espaço de busca, utiliza-se a função objetivo, responsável por avaliar cada partícula e informar as outras quão boa é a sua posição

Em um PSO contínuo, uma partícula individual i , percorrendo um espaço de solução D é representado por dois fatores: a sua posição u e velocidade v . A posição e a velocidade da i -ésima partícula no espaço de soluções d -dimensional pode ser representado como se segue:

$$v^{t+1}_{id} = v^t_{id} + c_1 r_1 (p_{best} - u^t_{id}) + c_2 r_2 (g_{best} - u^t_{id}) \quad (1)$$

$$u^{t+1}_{id} = u^t_{id} + v^{t+1}_{id} \quad (2)$$

onde c_1 e c_2 são constantes chamados de coeficientes de aceleração; r_1 e r_2 são dois números independentes aleatórios uniformemente distribuídos no intervalo $[0,1]$; p_{best} corresponde a melhor posição individual da partícula i obtido até o instante t ; g_{best} representa a melhor posição encontrar considerando todas as partículas, até o instante t . A equação (1) é utilizada para calcular a nova velocidade de cada partícula i no instante $t + 1$. A equação (2) é utilizada para a atualização da nova partícula i no instante de tempo $t + 1$. Cada $v^t_{id} \in [-v_{max}, v_{max}]$ e $u^t_{id} \in [-x_{max}, x_{max}]$ são definidos pelo usuário para delimitar o espaço de busca das partículas.

A figura 2.5 a seguir ilustra um fluxograma representando o funcionamento do PSO.

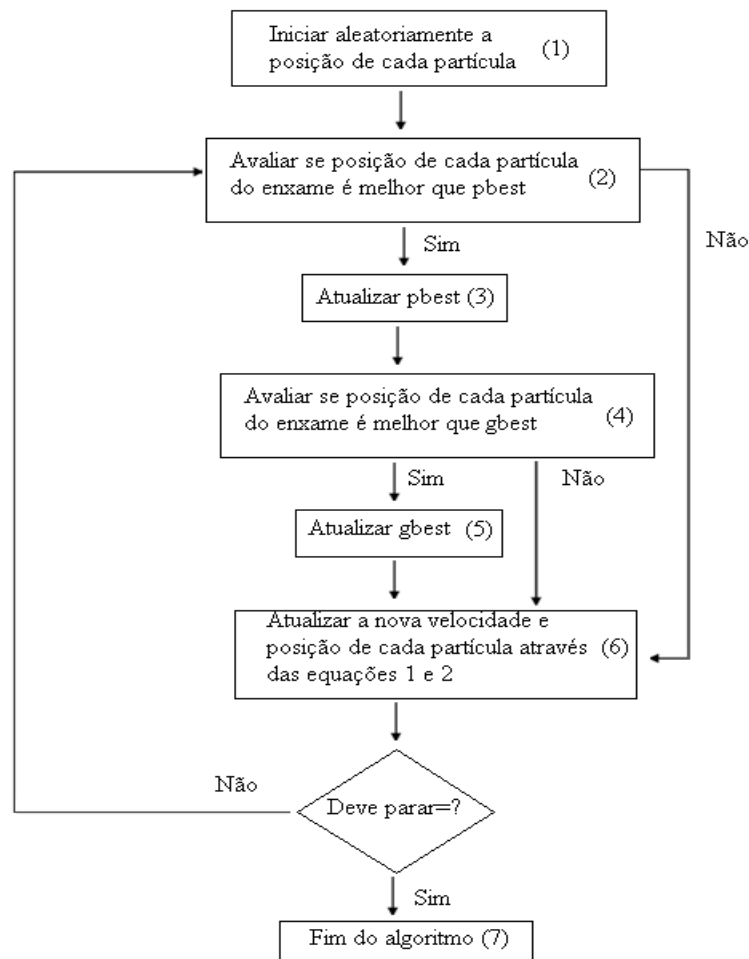


Figura 2.5: Fluxograma PSO básico
Fonte: Próprio Autor

Cada etapa do fluxograma do PSO será explicada separadamente a seguir.

- A posição e velocidade de cada partícula da população é gerada aleatoriamente no espaço de buscas (1);
- Compara-se o valor obtido da partícula i com o p_{best} (2). Se o valor for melhor, atualiza-se p_{best} com o novo valor (3);
- Compara-se o valor obtido da partícula i com o g_{best} (4). Se o valor for melhor, atualiza-se g_{best} com o novo valor (5);
- Altera-se o valor da velocidade e a posição da partícula (6);
- Se o critério de parada não for satisfeito, volta-se para o passo (2) e repete-se os passos seguintes. Se o critério de parada é satisfeito encerra-se o algoritmo (7).

2.5 Otimização por Enxame de Partículas Evolutivo

Assim como o algoritmo genético simples, a otimização por enxame de partícula convencional também pode apresentar algumas características indesejáveis na resolução de problema complexos. Pode-se citar problemas em encontrar a solução ótima global, em que o algoritmo permanece estagnado em regiões de mínimos locais, baixa eficiência na exploração do espaço de busca convergência prematura do algoritmo, entre outros. Deste modo, algumas modificações foram introduzidas no PSO convencional a fim de resolver esses problemas, originando um algoritmo por enxame de partículas evolutivo ou Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO).

Este novo algoritmo também procura reproduzir o comportamento social de certos grupos de animais (partículas). A partir disso, o movimento de cada uma delas é determinado por três componentes: fator de inercia, memória (representa a melhor posição encontrada pela própria partícula no espaço de buscas) e cooperação (representa a melhor posição encontrada pelo bando) [11].

O algoritmo básico do EPSO consiste nos seguintes passos [11]:

- Cada partícula é replicada uma vez, resultando em duas partículas por posição;
- Os pesos de cada partícula replicada sofrem mutação;
- As partículas original e replicada executam o movimento segundo a equação do PSO;
- É aplicado o operador de seleção em ambas, preservando a melhor delas;
- O processo é repetido para todas as partículas.

A equação (1) é modificada com a introdução dos novos parâmetros e é apresentada na forma da equação a seguir:

$$v^{t+1}_{id} = w_1 v^t_{id} + w_2 (p_{best} - u^t_{id}) + w_3 (g_{best} - u^t_{id}) \quad (3)$$

Em que w_1, w_2 e w_3 representam respectivamente os pesos de inércia, memória e cooperação.

2.5.1 Operador Mutação

No algoritmo EPSO a mutação ocorre nos parâmetros da equação da velocidade e não nos próprios indivíduos como nos algoritmos genéticos vistos anteriormente. A equação de mutação é descrita a seguir:

$$w_k = w_k + \sigma N(0,1) \quad (4)$$

Em que w_k são os parâmetros que sofreram mutação, com $k = 1,2,3$. A operação de mutação ocorre pela composição de um valor obtido aleatoriamente segundo uma distribuição estatística Normal, com média zero e variância 1. O termo σ representa um parâmetro de aprendizagem, podendo ser fixo ou sujeitos a mutações e é responsável por controlar as amplitudes das mutações.

2.5.2 Fator de Inércia

O fator de inércia representa a tendência da partícula em continuar na mesma direção do último movimento. A introdução deste termo foi proposto por [12], com o objetivo de melhor controle sobre o processo de busca do algoritmo e ainda até a redução da importância de v_{max} . Segundo [12] o parâmetro w atua sobre a velocidade fazendo com que, dependendo de seu valor, as partículas explorem maiores ou menores áreas do espaço de busca.

2.6. Otimização por Colônia de Formigas

A otimização por colônias de formigas ou Ant Colony Optimization (ACO), assim como PSO e EPSO, é uma metaheurística inspirada no comportamento social dos animais. Esta técnica heurística proposta por [13] é baseada no comportamento real das formigas na busca por alimentos para sua colônia, criada para ser utilizada na busca de soluções para problemas de otimização combinatória.

2.6.1 Ideia Fundamental do ACO

Esta metaheurística é inspirada na observação do comportamento real das formigas, ou seja, do estudo para entender como esses animais mesmo com pouca visão conseguem encontrar a rota mais curta partindo da colônia até uma fonte de alimento.

Descobriu-se que as formigas quando caminhavam na busca por alimentos depositavam uma substância química, chamada feromônio, utilizada para a comunicação entre elas. Inicialmente as formigas caminham aleatoriamente pela trilha e depositam uma certa quantidade de feromônio no solo. Assim as próximas formigas tomam a decisão de seguir um caminho proporcional a quantidade

de feromônio depositada anteriormente. Uma formiga ao decidir por um caminho com a substância química, ocorre um reforço do caminho com o seu próprio feromônio. Este comportamento é denominado auto catalítico, por ser um processo que reforça a si mesmo. A substância tende a evaporar com o tempo, então quanto maior a quantidade de formigas passando pelo mesmo lugar, mais atrativo se torna para as próximas formigas. A figura 2.6 ilustra um experimento real realizado com formigas [10].

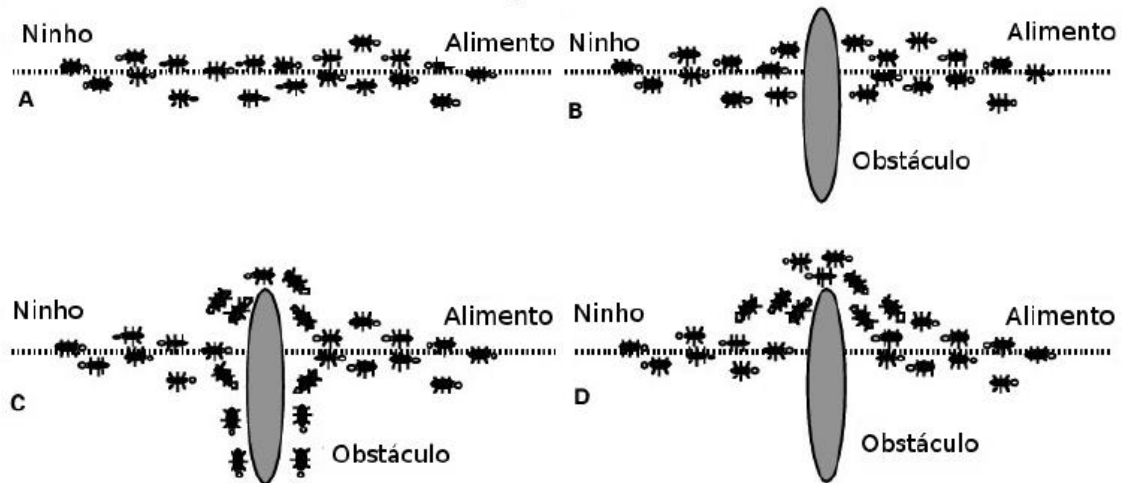


Figura 2.6: Ilustração do experimento com formigas.

Na ilustração acima é possível observar que em (A) as formigas seguem o caminho do ninho para o alimento. Em (B) é colocado um obstáculo no caminho das formigas. Em (C) as formigas começam a desviar o caminho, tendo duas possibilidades. Em (D) há maior frequência de formigas no caminho mais curto, ou seja as formigas conseguiram encontraram o melhor caminho após a colocação o obstáculo.

Este feito pode assim ser explicado:

- Após a inserção do obstáculo, as quantidades de formigas a escolher o caminho mais curto e mais longo deve ser aproximadamente a mesma;
- As formigas que escolheram o caminho mais curto chegaram ao alimento primeiro e já estão retornando ao ninho depositando ainda mais feromônio;
- A quantidade de feromônio no caminho mais curto deve ser maior, pois no caminho mais longo há uma maior evaporação da substância química;
- Com a menor quantidade de feromônio no caminho mais longo, há uma tendência de um menor números de formigas seguir tal caminho em relação a outra rota. Desta forma, as formigas devem percorrer o caminho mais curto.

A figura 2.7 a seguir ilustra o fluxograma do algoritmo ACO aplicado a um problema clássico na literatura, o problema do caixeiro viajante PCV, para exemplificar o funcionamento deste método.

Resumidamente, o PCV consiste em determinar a menor rota possível, considerando um grupo de cidades, para um viajante percorrer e retornar a cidade de origem, sendo que cada cidade pode ser visitada apenas uma vez.

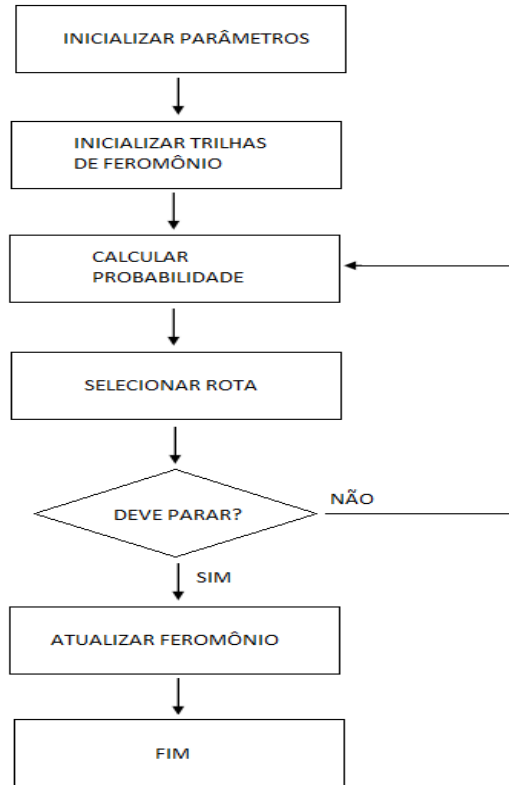


Figura 2.7: Fluxograma do algoritmo ACO

Fonte:Próprio autor

Na figura 2.7 acima, a etapa “CALCULAR PROBABILIDADE” é a parte do algoritmo que determina qual o caminho com maior quantidade de feromônio depositado no solo. A rota que tiver a maior quantidade da substancia, haverá maior probabilidade da formiga escolher aquele caminho. A equação que calcula a probabilidade de escolha de um caminho é dada pela equação (5) a seguir.

$$p_{ij}^k = \left\{ \frac{\tau_{ij}^\alpha \eta_{ij}^\beta}{\sum_{h \in N(i, s_k)} \tau_{ih}^\alpha \eta_{ih}^\beta} \right\} \text{ se } j \in N(i, s_k) \quad (5)$$

$$p_{ij}^k = 0 \text{ se } j \notin N(i, s_k)$$

$$\eta_{ij} = \frac{1}{d_{ij}} \quad (6)$$

Em que os resíduos de feromônio indicam o desejo de visitar uma determinada cidade i , partindo da cidade j , sendo denotados por τ_{ij} . O termo η_{ij} é chamado de “informação heurística” e pode ser determinado de acordo com a equação (6). O termo d_{ij} é a distância entre a cidade i e a

cidade j . Os parâmetros α e β indicam a importância do feromônio e da informação heurística, respectivamente. O conjunto $N(i, s_k)$ é o conjunto de cidade candidatas (novas) que podem ser selecionadas a partir da cidade i com a solução parcial s_k já construída pela formiga k , s_k é definida como uma estrutura vetorial de tamanho n , sendo n o número de cidades.

Após cada formiga ter construído sua rota, ocorre a atualização do feromônio por meio da evaporação e do depósito da substância. A atualização é dada pela equação (7) a seguir:

$$\tau_{ij} = (1 - \rho)\tau_{ij} + \sum_{k=1}^m \Delta\tau_{ij}^k \quad \forall i, j \in E \quad (7)$$

Onde $\Delta\tau_{ij}^k$ é dado pela equação (8) a seguir:

$$\Delta\tau_{ij}^k = \frac{1}{L_k} \text{ se a aresta } (i, j) \text{ pertence a solução } s_k \quad (8)$$

Em que L_k representa o custo da solução s_k , que é a soma dos custos de todas as arestas que fazem parte da rota construída pela formiga k . O parâmetro ρ representa a taxa de evaporação do feromônio, m representa o número de formigas artificiais utilizadas para este algoritmo, τ_0 representa a quantidade de feromônio a ser atribuída a cada aresta de inicialização do algoritmo.

2.7. Considerações Finais

Após o estudo de várias metaheurísticas neste capítulo, o método escolhido para a resolução do problema de reconfiguração dos sistemas de distribuição de energia elétrica foi o Algoritmo Genético (AG). Essa metaheurística foi escolhida devido a sua simplicidade de implementação, pois não possui tantos parâmetros para serem determinados como o PSO ou ACO. A escolha errada destes valores prejudicaria a eficiência do algoritmo, assim, o método retornaria uma solução de má qualidade para o problema.

3. Análise do Sistema de Distribuição

3.1 Fluxo de Potência

Um sistema elétrico de potência pode ser dividido em três partes: as centrais geradoras, as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição. Neste trabalho de conclusão de curso o foco principal será na parte do transporte da energia elétrica. Deste modo, será de grande importância o entendimento do fluxo de carga para a melhor operação dos sistemas elétricos. Neste capítulo será abordado alguns métodos de resolução de fluxo de carga.

O fluxo de carga ou fluxo de potência é uma das ferramentas básicas em análise de sistemas elétricos e consiste essencialmente na determinação: da magnitude e ângulo de fase de tensão nas barras, das distribuições dos fluxos de potência ativa e reativa que fluem pelas linhas e outras grandezas elétricas de interesse. Todas essas informações servem para determinar o estado operativo em regime permanente do sistema elétrico, verificar se o sistema está operando ou não de forma adequada, indicar o que deve ser feito para corrigir ou prevenir situações inadequadas de operação.

Em um sistema elétrico existem quatro grandezas associadas a cada barra: a magnitude e o ângulo de tensão e a injeção de potência ativa e reativa em cada barra. A figura 3.1 a seguir ilustra essas características para uma dada barra k .

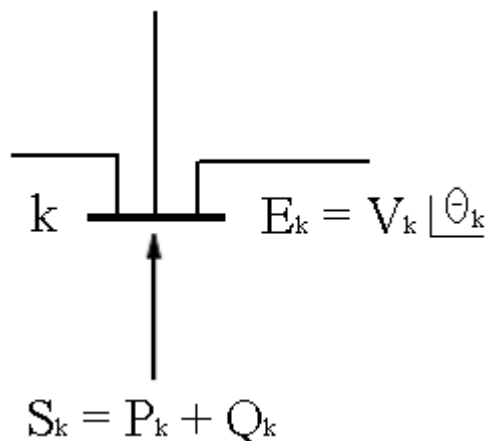


Figura 3.1: Potência ativa e reativa, magnitude e ângulo de fase de tensão da barra K

Fonte: Próprio autor

Sendo,

- V_k – Magnitude da tensão nodal
- θ_k – Ângulo da tensão nodal
- P_k - Injeção de potência ativa
- Q_k – Injeção de potência reativa

Geralmente, duas das variáveis acima são conhecidas (dadas) e as outras duas devem ser calculadas. Dependendo de quais incógnitas são dadas e quais são calculadas, definem-se três tipos básicos de barras para o sistema. Isto está ilustrado na tabela abaixo.

Tabela 3.1: Tipos de barras

Tipo	Dados	Incógnitas	Características
PQ	P_k, Q_k	V_k, θ_k	Barras de carga
PV	P_k, V_k	Q_k, θ_k	Barras de geração
Referência	V_k, θ_k	P_k, Q_k	Barras de referência

Baseado na tabela 3.1 acima, em uma barra de carga (PQ), as injeções de potência ativa e reativa são conhecidas e as incógnitas a serem calculadas são a magnitude e ângulo de fase da tensão na barra. Nas barras de geração (PV), a injeção de potência ativa e a magnitude da tensão são conhecidas e as incógnitas a serem calculadas são a injeção de potência reativa e o ângulo de fase da tensão. Por fim, na barra de referência as grandezas conhecidas são a magnitude e o ângulo de fase da tensão, e as incógnitas a serem calculadas são a injeção de potência ativa e reativa na barra.

O conjunto de equações do problema de fluxo de carga é formado por duas equações em cada barra, cada uma delas representando o fato de que as potências ativa e reativa injetadas em uma barra devem ser iguais a soma dos fluxos de potência que saem da mesma barra. A figura 3.2 a seguir ilustra esse comportamento de cada barra.

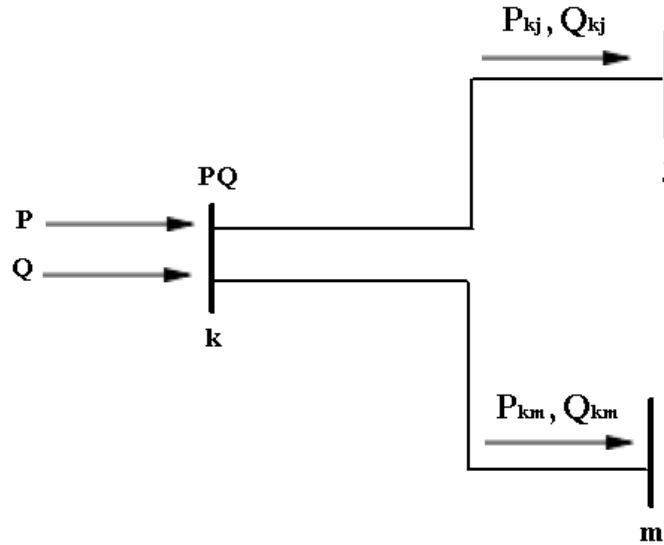


Figura 3.2: Potência de entrada e saída da barra k
Fonte: Próprio autor

$$P = P_{kj} + P_{km} \quad (9)$$

$$Q = Q_{kj} + Q_{km} \quad (10)$$

As potências ativa (P) e reativa (Q) que são injetadas na barra k , devem ser iguais a soma das potências ativa (P_{kj}, P_{km}) e reativa (Q_{kj}, Q_{km}) que deixam a barra k conforme pode ser observado na figura acima. O equacionamento das potências ativa e reativas em cada barra para um sistema elétrico está descrito a seguir.

A partir da matriz de impedância do sistema elétrico, obtém-se:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij}) + j |Y_{ij}| \text{sen}(\theta_{ij}) = G_{ij} + jB_{ij} \quad (11)$$

Sendo,

- G_{ij} – Condutância entre as barras i e j
- B_{ij} – Susceptância entre as barras i e j

As tensões e corrente em uma barra i são dadas por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos(\delta_i) + j |V_i| \text{sen}(\delta_i) \quad (12)$$

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{iN}V_N = \sum_{n=1}^N Y_{in}V_n \quad (13)$$

A potência aparente em uma barra i é dada por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (14)$$

Substituindo a equação 13, tem-se

$$S_i = V_i \left(\sum_{k=1}^N Y_{ik} V_k \right)^* = V_i \sum_{k=1}^N Y_{ik}^* V_k^* \quad (15)$$

Sabendo-se que,

$$V_i = |V_i| e^{j\theta_i} \quad (16)$$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k \quad (17)$$

$$Y_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (18)$$

A potência aparente na barra i pode ser reescrita como:

$$S_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| e^{j\theta_{ik}} (G_{ik} - jB_{ik}) \quad (19)$$

$$S_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (\cos(\theta_{ik}) + j\text{sen}(\theta_{ik})) (G_{ik} - jB_{ik}) \quad (20)$$

Separando as partes real e imaginária, tem-se:

$$P_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos(\theta_{ik}) + B_{ik} \text{sen}(\theta_{ik})) \quad (21)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^N |V_i| |V_k| (G_{ik} \text{sen}(\theta_{ik}) - B_{ik} \cos(\theta_{ik})) \quad (22)$$

As equações 21 e 22 determinam a potência ativa e reativa respectivamente para uma dada barra i.

3.2 Método de Varredura

Este método de solução é um processo iterativo para o cálculo de fluxo de carga. O algoritmo de resolução adota previamente um valor para a tensão nas barras, geralmente o valor escolhido é a tensão da subestação, que é a referência. O método divide-se em dois passos básicos: backward e forward. Na etapa Backward são calculados as correntes nas linhas, iniciando nas barras finais em direção a subestação, tensão de referência. Na etapa Forward é realizado o cálculo da queda de tensão nas barras, partindo da subestação alimentadora em direção as barras finais do alimentador, proporcionando atualização nas tensões de cada barramento baseadas nas correntes ou fluxos de potência estimados anteriormente. Essas duas etapas são repetidas até que se obtenha a convergência do algoritmo.

A seguir está descrito a formulação matemática para o método de varredura.

1ª Etapa: Backward

A primeira etapa deste método consiste em calcular a corrente em cada barra de carga, a partir dos valores de potência aparente e tensão da barra. A figura a seguir ilustra um trecho de um sistema de distribuição radial e cada barra é caracterizada pela tensão, potência aparente e corrente.

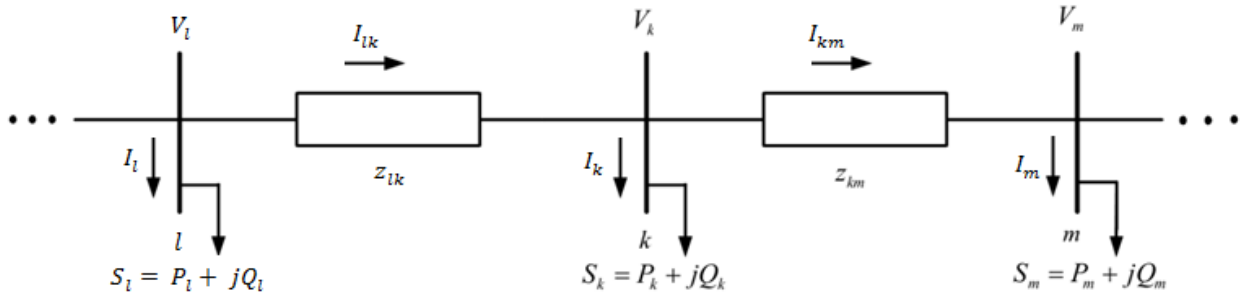


Figura 3.3: Trecho de um sistema de distribuição

Fonte: Próprio autor

Sendo,

- V_k - Tensão na barra k
- S_k - Potência Aparente na barra k
- I_k - Corrente na barra k
- I_{km} - Corrente entre a barra k e m
- Z_{km} - Impedância entre a barra k e m

A equação a seguir fornece a corrente na barra k.

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (23)$$

Após calcular a corrente em cada barra, determina-se a corrente que flui em cada linha, iniciando pelas extremidades do alimentador até a subestação. A corrente é calculado pela 1ª Lei de Kirchhoff em cada barra.

$$I_{km} = I_{lk} - I_k \quad (24)$$

2ª Etapa: Forward

Neste etapa calcula-se as tensão em cada barra, partindo do barramento de referência, subestação, até as extremidades do alimentador. A tensão é calculada através das correntes dos ramais,

calculadas na etapa anterior, e das impedâncias em cada trecho de linha. A equação a seguir fornece a tensão em cada barra:

$$V_k = V_m + Z_{km}I_{km} \quad (25)$$

Após a atualização da tensão em cada barra, é verificado se o critério de parada do algoritmo foi alcançado, analisando se o erro obtido está abaixo um valor de tolerância pré determinado, caso contrário o processo de varredura se reinicia. Com os novos valores de tensão nas barras é possível iniciar uma nova iteração, calcula-se novamente a corrente em cada barra, através das equação (23), e em todos os ramos do sistema. Assim, segue-se as etapas do algoritmo até que o critério de parada seja alcançado e os valores finais de tensão, corrente e potência são obtidos da última iteração.

3.3 Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é um dos métodos mais difundidos na literatura para o cálculo de fluxo de carga. Esta é uma técnica iterativa a qual aproxima um conjunto de equações não lineares simultâneas por um conjunto de equações lineares usando expansão por séries de Taylor e os termos são restritos a aproximação de primeira ordem. A partir de um valor inicial arbitrário das incógnitas é possível encontrar a solução para o problema. A grande vantagem deste método em relação a outros é a rápida convergência. No entanto, a estimativa inicial é um fator de grande importância. A seguir encontra-se a formulação matemática para este método.

Considerando a equação de uma função de duas variáveis x_1 e x_2 igual a uma constante K_1 expressa por:

$$f_1(x_1, x_2) = K_1 \quad (26)$$

e uma segunda equação

$$f_2(x_1, x_2) = K_2 \quad (27)$$

Onde K_1 e K_2 são constantes.

Então estima-se as soluções dessas equações como sendo $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$. Os índices superiores indicam que esses valores são estimativas iniciais. Designamos $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$ como sendo os valores a serem somados a $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$ para dar soluções corretas. Então, pode-se escrever:

$$K_1 = f_1(x_1, x_2) = f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) \quad (28)$$

$$K_2 = f_2(x_1, x_2) = f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)}, x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)}) \quad (29)$$

O problema agora é resolver essas equações para $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$, o que é feito pela expansão da série de Taylor das equações acima:

$$\begin{aligned} K_1 &= f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \Big|_{(0)} + \dots \\ K_2 &= f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) + \Delta x_1^{(0)} \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \Big|_{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \Big|_{(0)} + \dots \end{aligned}$$

onde as derivadas parciais de ordem maior que 1 não foram listadas conforme citado anteriormente. O termo $\frac{\partial f_1}{\partial x_1} \Big|_{(0)}$ indica que a deriva parcial é calculada para os valores de $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$. Os demais termos são calculados de modo semelhante.

Se as derivadas parciais de ordem superior a 1 forem desprezadas, pode-se reescrever as equações em forma matricial. Então, tem-se que

$$\begin{bmatrix} K_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \\ K_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Onde a matriz quadrada das derivadas parciais é chamada de jacobiano \mathbf{J} , ou nesse caso de $\mathbf{J}^{(0)}$ para indicar que as estimativas iniciais $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$ foram usadas para calcular o valor numérico das derivadas parciais. Nota-se que $f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)})$ é o valor calculado de K_1 para os valores estimados $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$ mas este valor de K_1 não é o especificado pela equação 26, a menos que os valores estimados $x_1^{(0)}$ e $x_2^{(0)}$ sejam corretos. Se designar por $\Delta K_1^{(0)}$ o valor especificado de K_1 menos o valor calculado de K_1 , e definir $\Delta K_2^{(0)}$ de maneira semelhante, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta K_1^{(0)} \\ \Delta K_2^{(0)} \end{bmatrix} = \mathbf{J}^{(0)} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(0)} \\ \Delta x_2^{(0)} \end{bmatrix} \quad (31)$$

Agora, obtendo a inversa do jacobiano, pode-se determinar $\Delta x_1^{(0)}$ e $\Delta x_2^{(0)}$. Entretanto, como fizemos um truncamento na expansão da série de Taylor, esses valores somados a estimativa inicial não determinam a solução correta e deve-se repetir o que foi feito, adotando novas estimativas $x_1^{(1)}$ e $x_2^{(1)}$, onde

$$x_1^{(1)} = x_1^{(0)} + \Delta x_1^{(0)} \quad (32)$$

$$x_2^{(1)} = x_2^{(0)} + \Delta x_2^{(0)} \quad (33)$$

e repetir o problema até que as correções se tornem tão pequenas que satisfaçam uma precisão escolhida.

Aplicando o método de Newton-Raphson ao problema de fluxo de carga, tem-se que os valores constantes de P e Q correspondem às constantes K na equação 26 acima. Os valores estimados do módulo e ângulo da tensão correspondem aos valores estimados para x_1 e x_2 na equação 26. Usa-se esses valores estimados para calcular os valores de P_k e Q_k .

$$\Delta P_k = P_{k,espec} - P_{k,calc} \quad (34)$$

$$\Delta Q_k = Q_{k,espec} - Q_{k,calc} \quad (35)$$

que correspondem aos valores de Δk da equação 31.

O jacobiano consiste nas derivadas parciais de P e Q em relação a cada uma das variáveis das equações 21 e 22. Os elementos do jacobiano são obtidos tomando as derivadas parciais das expressões para os P_k e Q_k e substituindo nelas as tensões adotadas para a primeira iteração ou calculadas na última iteração anterior.

3.4 Reconfiguração de Sistemas de Distribuição

A reconfiguração do sistema de distribuição de energia elétrica, consiste em encontrar uma topologia de melhor qualidade radial para o sistema, de modo a atender a algum objetivo, tipicamente a redução das perdas do sistema para um dado perfil de carga, a melhoria dos níveis de tensão para que atendam as normas brasileiras, o balanceamento de cargas entre os alimentadores entre outros. A figura a seguir ilustra um sistema de distribuição hipotético composto por subestações, barras de carga, chaves seccionadoras.

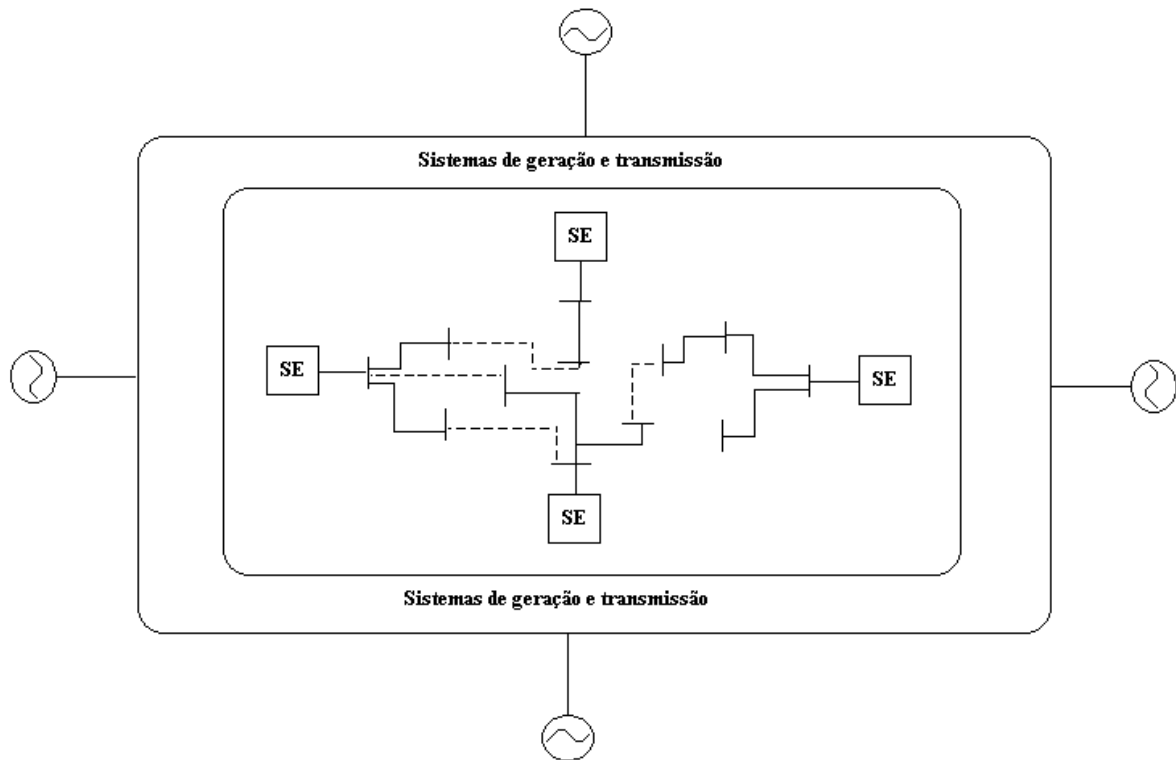


Figura 3.4: Sistema de distribuição hipotético

Fonte: Próprio autor

A partir da figura 3.4, pode-se perceber a possibilidade de mudança da topologia desse sistema de distribuição através das diversas possibilidades de configurações das chaves seccionadoras (linhas pontilhadas). Neste trabalho, o problema é encontrar a melhor configuração dessas chaves para se reduzir as perdas ativas totais.

A técnica de solução para o problema de reconfiguração utilizada neste trabalho serão as metaheurísticas, que são indicadas para este tipo de problema devido ao seu poder de solução aplicado a problemas com grande quantidade de soluções.

Será considerada uma topologia factível somente aquelas que forem radiais e que não apresentarem barras desconectadas do sistema. Os sistemas malhados não são recomendados porque exigem um nível de proteção maior que os sistemas de distribuição radiais, tornando mais difícil sua operação.

A mudança de topologia dos sistemas de distribuição de energia elétrica é uma alternativa para a otimização da operação destes sistemas. Isto acarreta melhoria tanto técnica quanto econômicas para as concessionárias de energia elétrica.

A reconfiguração é obtida por meio de manobras em equipamentos presentes nos sistemas de distribuição, que permitem a interconexão entre os alimentadores do sistema. Esses equipamentos são tipicamente as chaves seccionadoras tripolares de média tensão (MT).

As chaves seccionadoras são dispositivos formados por contatos fixos e móveis, que tem como função estabelecer ou interromper o circuito por meio do movimento de abertura e fechamento dos contatos. Durante a abertura dessas chaves pode ocorrer a formação de arcos elétricos, por isso as seccionadoras possuem a câmara de extinção de arco elétrico.

O problema de reconfiguração é um problema combinatorial, pois quanto maior for o número de chaves seccionadoras presentes no sistema, maior será a complexidade do problema, pois se um sistema possui n chaves, têm-se um número de topologias possíveis para este sistema de 2^n . Porém, algumas dessas soluções não são factíveis, pois não atendem a restrição de radialidade ou apresentam barras desconectadas.

Neste trabalho serão aplicadas as metaheurísticas para solucionar o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição, para isso serão analisados circuitos de complexidades diferentes, verificando a eficiência destes algoritmos. Após a reconfiguração, o objetivo final desejado é encontrar a topologia radial ótima que apresente as menores perdas ativas.

3.5 Perdas no Sistema de Distribuição

Para a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a energia medida pelas distribuidoras nas unidades consumidoras será sempre inferior à energia recebida dos agentes supridores. Essa diferença é denominada perda de energia e é sempre segregada segundo sua origem:

- **Perdas na Rede de Distribuição:** aquelas que ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição e podem ser divididos em duas categorias conforme sua causa:
 - **Perdas técnicas:** inerentes ao transporte de energia elétrica na rede, relacionadas à transformação de energia elétrica nos condutores (efeito Joule), perdas nos núcleos dos transformadores, perdas dielétricas, etc. Podem ser entendidas como o consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia. A equação a seguir fornece o cálculo das perdas ativas em um sistema trifásico:

$$P_{3\phi} = 3RI^2 \quad (36)$$

Sendo,

- $P_{3\phi}$ - Perdas ativas trifásicas
 - R - Resistência do condutor
 - I - Corrente percorrida no condutor
- **Perdas não técnicas:** Corresponde à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros de processos de

faturamento, unidades consumidoras sem equipamentos de medição, etc. Este tipo de perda está diretamente associado à gestão comercial da distribuidora.

Neste trabalho de conclusão de curso será considerado apenas as perdas técnicas.

Conforme mencionado anteriormente, a reconfiguração do sistema de distribuição tem como objetivo principal a minimização das perdas elétricas. Entretanto, existem outras maneiras para se realizar essa redução, sendo a principal a compensação de excesso de potência reativa nos cabos do sistema elétrico, através da alocação de bancos de capacitores.

3.6 A Restrição de Radialidade

O problema de reconfiguração de sistemas de distribuição caracteriza-se por apresentar inúmeras possibilidades de soluções, entretanto nem todas são factíveis. Para esse problema será considerada como uma solução factível as topologias radiais e que não apresentem barras desconectados do sistema, ou seja, todas as cargas do sistema devem ser atendidas. A seguir, está descrita a metodologia empregada neste trabalho para satisfazer estas duas condições.

Segundo [14], para a solução do problema da radialidade em sistemas de distribuição é necessário realizar uma codificação utilizando números inteiros e apenas as posições dos ramos que são desligados da rede. Esta proposta de solução é representada por uma vetor de números inteiros, em que cada número irá representar um ramo do sistema de distribuição que estará desligado. Para esta solução é necessário analisar o sistema malhado, ou seja, com todas as chaves seccionadoras fechadas. Também é preciso conhecer quantos e quais são os laços formados no sistema de distribuição. De acordo com [14] equação (37) fornece o número de laços formados pelo fechamento das chaves de interconexão.

$$L_F = n_r - n_b + 1 \quad (37)$$

Sendo,

- L_F – Número de laços (“Loops”)
- n_r – Número de ramos ativos no sistema
- n_b - Número de barras do sistema

A equação anterior também fornece o tamanho do vetor de codificação da solução para o problema de reconfiguração, pois para cada ramo formado deve-se abrir um ramo do laço para manter a radialidade do sistema.

A figura 3.5 ilustra um sistema elétrico hipotético para demonstrar o funcionamento da metodologia empregada.

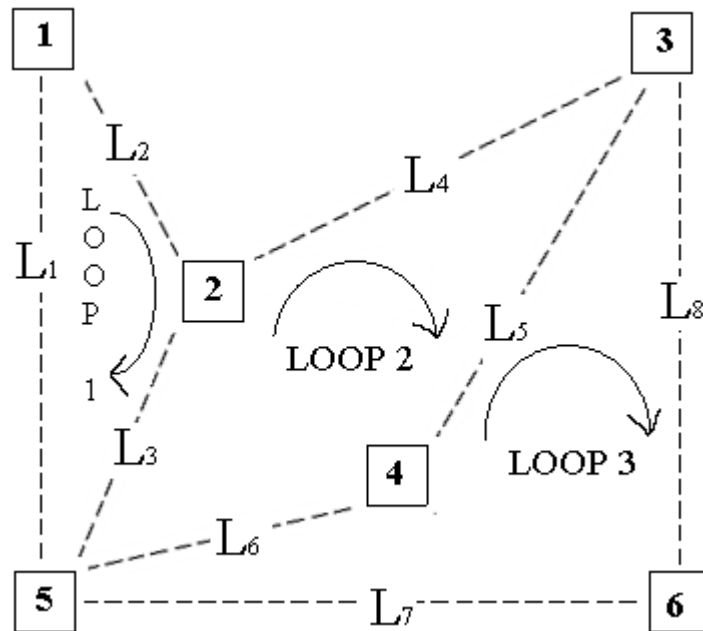


Figura 3.5: Sistema de distribuição hipotético
Fonte: Próprio autor

Na figura 3.6 é possível observar quais são os laços formados considerando o sistema malhado. Nota-se que existem 3 laços e assim o vetor de codificação possuirá dimensão três como será visto a seguir. Os vetores criados, que representam as chaves que devem ser abertas em cada ramo, não devem possuir um ramo já pertencente a outro vetor. Assim, os vetores formados são:

$$Laço_1 = [L_1, L_2, L_3]$$

$$Laço_2 = [L_4, L_5, L_6]$$

$$Laço_3 = [L_7, L_8]$$

Cada laço acima foi formado analisando a figura 3.6, ou seja, cada chave pertencente a cada vetor foi determinada manualmente, sem a necessidade de um algoritmo para essa tarefa.

A figura 3.6, representa uma possível proposta de solução para este caso com três ramos desligados do sistema de distribuição.

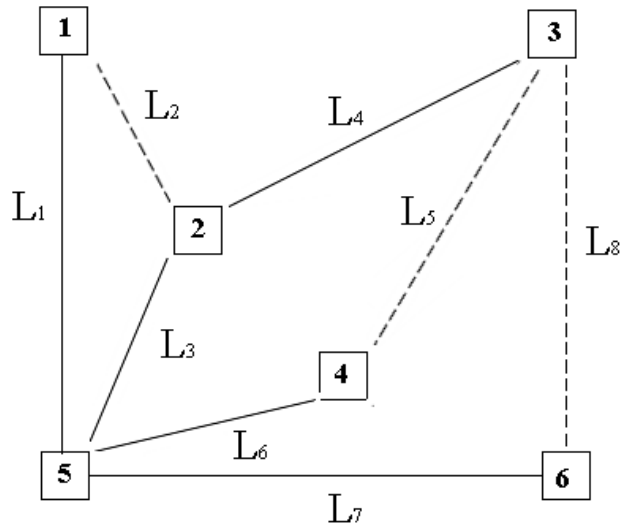


Figura 3.6: Solução para o sistema hipotético.
Fonte: Próprio autor

Observando a figura pode-se notar que os ramos desligados foram L_2, L_5, L_8 . Assim, o vetor de codificação dessa solução é representado por:

$$[2, 5, 8]$$

3.7 Nível de tensão nas barras

Outro ponto relevante que deve ser analisado, são os níveis de tensão nas barras do sistema para a configuração adotada. Segundo [15], para tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV, os valores de tensão considerados adequados estão compreendidos entre 0,93 pu e 1,05 pu. Tensões entre 0,90 pu e 0,93 pu são considerados precários. Valores abaixo de 0,90 pu ou acima de 1,05 são chamados críticos. Isto pode ser observado na tabela 3.2 abaixo.

Tabela 3.2: Classificação dos níveis de tensão

Tensão de Atendimento	Faixa de variação de tensão de leitura em relação a tensão de referência
Adequada	$0,93 \text{ pu} \leq TL \leq 1,05 \text{ pu}$
Precária	$0,90 \text{ pu} \leq TL < 0,93 \text{ pu}$
Crítica	$TL < 0,90$ ou $TL > 1,05 \text{ pu}$

O nível de tensão de todos os sistemas de distribuição analisados neste trabalho pertencem ao intervalo de tensão citado acima.

4 Estudo de Caso

Neste capítulo será apresentado os sistemas de distribuição utilizados neste trabalho para posteriormente aplicação do algoritmo genético para a resolução do problema de reconfiguração. Os sistemas analisado foram: sistema de 14 barras, 32 barras, 69 barras e 84 barras. Em todos os sistemas será analisado uma maneira de otimização da rede elétrica, que poderá assumir uma grande quantidade de topologias distintas, de acordo com a configuração das chaves seccionadoras existentes. O objetivo é encontrar a melhor forma de organização destas chaves para alcançar a redução das perdas ativas totais.

Para alcançar este resultado, serão utilizados dois softwares o Python [5] e o OpenDSS [6]. No primeiro, será implementado o algoritmo de otimização que será o responsável pela parte de controle do sistema elétrico, ou seja, pela abertura e fechamento das chaves seccionadoras. Já no segundo, será implementado o sistema elétrico propriamente, ou seja, onde serão definidos as barras, a distância entre elas, a impedância dos cabos, a tensão de alimentação, os bancos de capacitores, o carregamento em cada barra, entre outros. A interface entre esses dois softwares é realizada através da tecnologia COM e permitirá a troca de informações entre eles.

Para todos os sistemas analisados, a metaheurística utilizada para o problema de RSDEE foi o Algoritmo Genético. A população inicial de indivíduos, foi gerada aleatoriamente através de uma função do software Python, respeitando a condição que cada chave só pertence a um laço fundamental.

A codificação ou representação utilizada também é a mesma para todos os sistemas, o que variou foi a quantidade de laços presentes entre cada um.

O tipo de cruzamento utilizado para o resolução de todos os sistemas de distribuição, foi o cruzamento de um ponto. O ponto de cruzamento foi escolhido aleatoriamente através de uma função do software Python.

A avaliação dos indivíduos da população é feita através da função objetivo do problema. Este parâmetro do algoritmo é o responsável pela classificação da qualidade de cada solução proposta para o problema. Para este caso, a função aptidão é o somatório das perdas elétricas de cada elemento do sistema de distribuição e pode ser calculada de acordo com a equação 36. Assim, um indivíduo (configuração das chaves) será considerado de boa qualidade, quanto menor forem as perdas na rede.

Para o método de resolução empregado neste trabalho, o cálculo das perdas (função objetivo) para cada solução é realizado pelo software OpenDSS. Cada proposta de solução, conjunto de chaves que devem ser abertas, é gerada no software Python e enviada para ao OpenDSS que realiza o cálculo do fluxo de carga pelo método de Newton e fornece as perdas totais do sistema testado.

A seguir está descrito cada sistema de distribuição analisado e as diferenças existentes entre cada um.

4.1 Sistema de 14 Barras

Para esse sistema elétrico de potência, será analisada a melhor configuração das chaves seccionadoras existentes para minimizar as perdas na rede. Esse sistema possui 14 barras de carga, 13 chaves seccionadoras, 3 chaves de interconexão (linhas pontilhadas), que inicialmente estão abertas, e 3 alimentadores, conforme pode ser observado no diagrama unifilar ilustrado na figura 4.1. Este sistema é de 23kV e potência base de 100 MVA, as condições de carga total são iguais a 28,7 MW e 17,3 MVar. Este sistema é apresentado em [16]. Os dados utilizados para a simulação deste sistema no software OpenDSS estão anotados na tabelas do apêndice A.

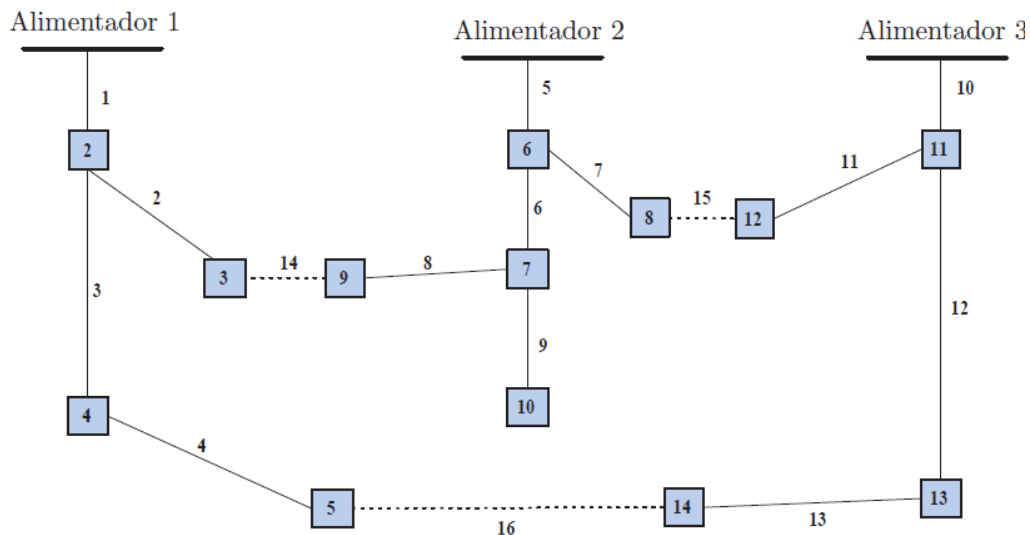


Figura 4.1: Sistema de 14 barras

A seguir encontra-se uma descrição detalhada das principais partes constituintes do algoritmo genético aplicado para a resolução deste problema.

4.1.1. Representação ou Codificação

A codificação que foi utilizada na implementação do algoritmo genético é representada por um vetor de dimensão igual ao número de laços existentes neste sistema. De acordo com a equação (37) o número de laços para este sistema é:

$$L_F = 16 - 14 + 1$$

$$L_F = 3$$

Deste modo, existem três laços fundamentais para o sistema de 14 barras. A figura a 4.2 mostra quais são esses laços:

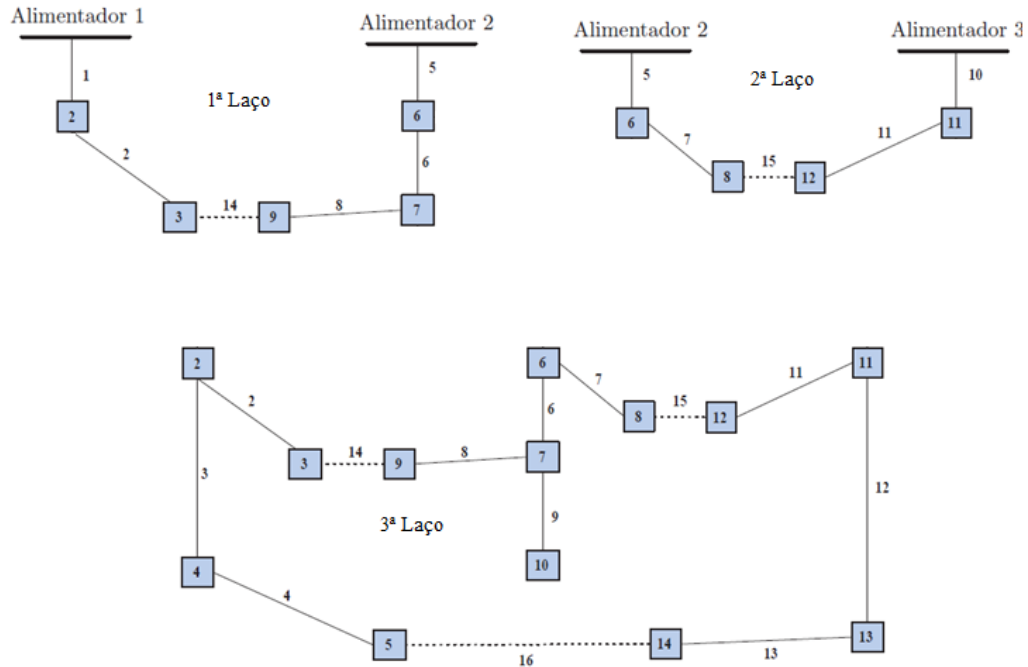


Figura 4.2: Laços existentes para o sistema de 14 barras
Fonte: Autor próprio

Analisando a figura 4.2, nota-se que este sistema apresenta 3 laços fundamentais, quando todas as chaves estão fechadas. Assim, o vetor de codificação apresentará uma dimensão três, em que cada valor contido no vetor representa o número da chaves pertencente ao ramo que está aberta. A seguir encontra-se as chaves pertencente a cada laço, lembrando que cada chave só pode pertencer a somente um laço.

$$L_1 = [1, 2, 14, 8, 6, 5]$$

$$L_2 = [7, 15, 11, 10]$$

$$L_3 = [3, 4, 16, 13, 12]$$

4.1.2 Parâmetros do Algoritmo Genético

Para a eficiência do algoritmo, o valor dos parâmetros do AG devem ser escolhidos corretamente para que o mesmo convirja e encontre a melhor solução para o problema.

Os operadores genéticos crossover e mutação dever ser ajustados de modo a satisfazer essa condição, e os valores encontrados para a taxa de recombinação (p_c) e mutação (p_m) são respectivamente: $p_c = 0,7$ e $p_m = 0,01$.

O modo de seleção escolhido foi o modo de torneio conforme explicado anteriormente, com $k = 4$.

O critério de parada utilizado para o algoritmo foi o número máximo de iterações $iter_{max} = 20$.

4.2 Sistema de 32 Barras

Para este sistema também será analisado a melhor configuração das chaves seccionadoras presentes para se obter a menor perda ativa na rede. Esse sistema é de 12,66 kV é constituído por 1 barra de subestação e de 32 barras de carga [17]. Apresenta também carga total de 3.715 kW e 2.300 kVar, 32 chaves seccionadoras, 5 chaves de interconexão (linhas pontilhadas), que inicialmente estão abertas, conforme pode ser observado no diagrama unifilar ilustrado na figura 4.3 a seguir. Este sistema possui maior quantidade de soluções factíveis, devido ao maior número de chaves, assim, solução deste problema se torna mais complexa. Os dados utilizados para a simulação deste sistema elétrico no software OpenDSS estão anotados nas tabelas apêndice A.

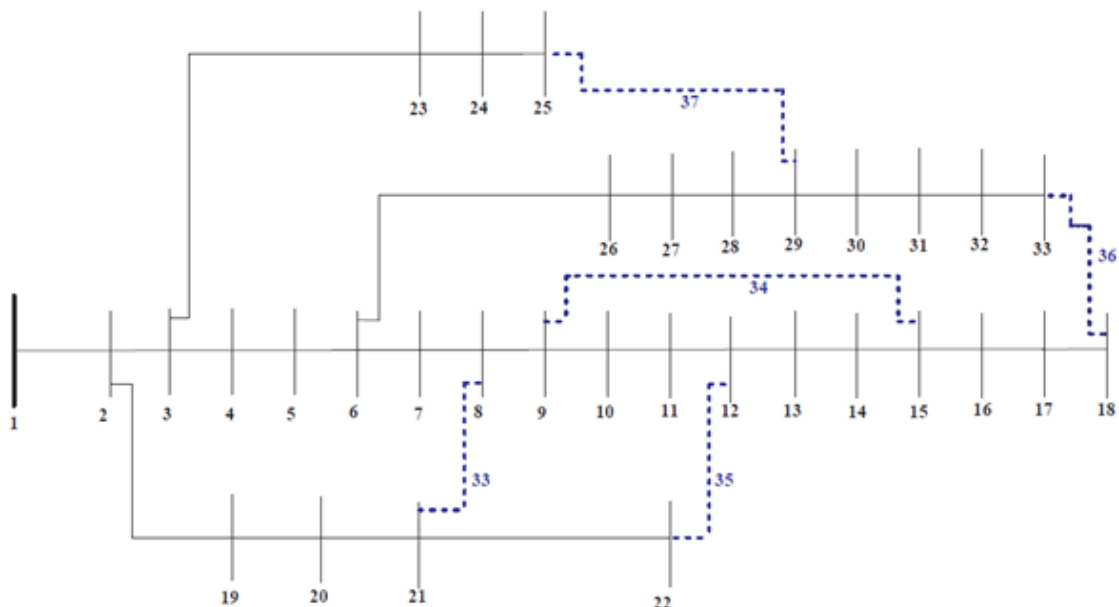


Figura 4.3: Sistema de 32 barras

A seguir encontra-se uma descrição detalhada das principais partes constituintes do algoritmo genético aplicado para a resolução deste problema.

4.2.2 Representação ou Codificação

A codificação que foi utilizada é a mesma que o sistema de 14 barras. Assim, para este sistema o número de laços existentes são:

$$L_F = 37 - 33 + 1$$

$$L_F = 5$$

Deste modo, existem cinco laços fundamentais. A figura 4.4 ilustra quais são os laços formados.

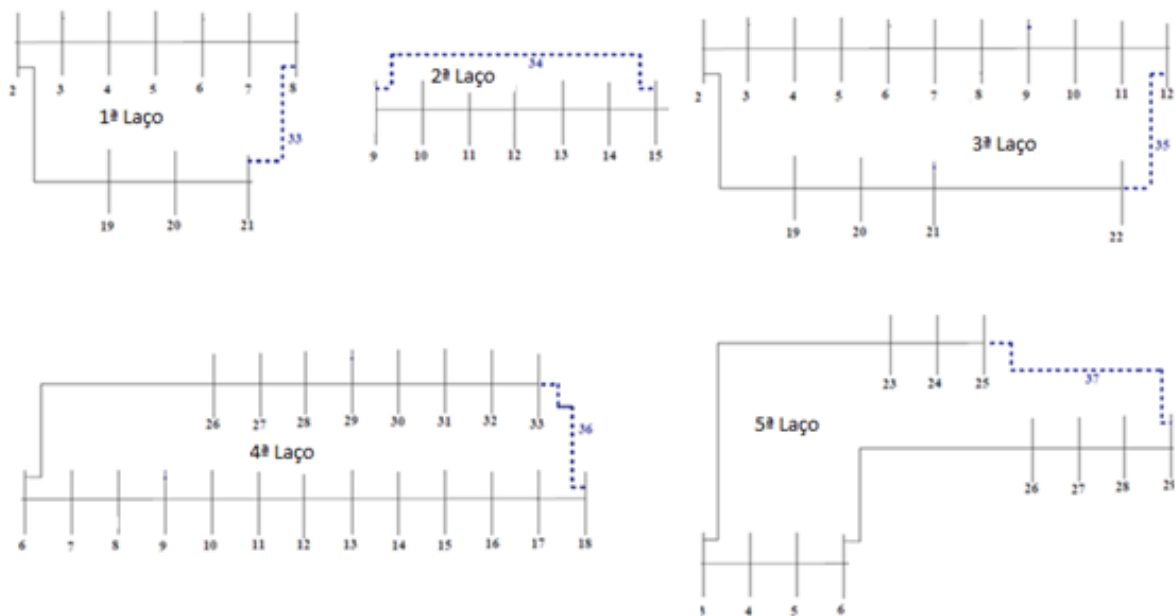


Figura 4.4: Laços existentes para o sistema de 32 barras

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura 4.4, pode-se concluir que existe cinco laços neste sistema, assim, o vetor codificação apresentará dimensão cinco. A seguir, está ilustrado o conjunto de chaves pertencentes a cada laço fundamental do sistema.

$$L_1 = [2, 3, 4, 5, 6, 7, 33, 18, 19, 20]$$

$$L_2 = [9, 10, 11, 12, 13, 14, 34]$$

$$L_3 = [8, 35, 21]$$

$$L_4 = [25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 15, 16, 17]$$

$$L_5 = [22, 23, 24, 37]$$

4.2.3 Parâmetros do AG

Os valores determinados para a taxa de recombinação (p_c) e mutação (p_m) são respectivamente: $p_c = 0,7$ e $p_m = 0,01$.

O modo de seleção escolhido foi o modo de torneio conforme explicado anteriormente, com $k = 4$.

O critério de parada utilizado para o algoritmo foi o número máximo de iterações $iter_{max} = 20$.

4.3 Sistema de 69 Barras

Para este sistema será analisado a melhor configuração das chaves seccionadoras presentes para se obter a menor perda ativa na rede. Esse sistema é de 12,66 kV é constituído por 1 barra de subestação e de 69 barras de carga [18]. Apresenta também carga total de 1179,03 kW e 1024,70 kVar, 69 chaves seccionadoras, 5 chaves de interconexão (linhas pontilhadas), que inicialmente estão abertas, conforme pode ser observado no diagrama unifilar ilustrado na figura 4.5 a seguir. Os dados utilizados para a simulação deste sistema elétrico no software OpenDSS estão anotados nas tabelas apêndice A.

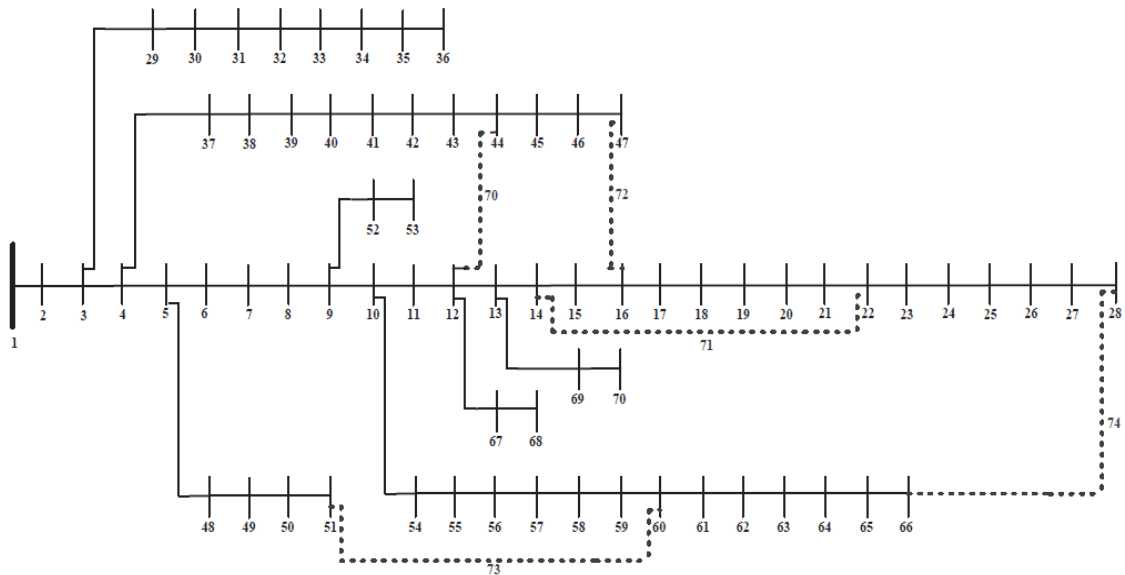


Figura 4.5 - Sistema de 69 barras

A seguir encontra-se uma descrição detalhada das principais partes constituintes do algoritmo genético aplicado para a resolução deste problema.

4.3.2 Representação ou Codificação

A codificação que foi utilizada também é a mesma do sistemas anteriores. Assim para este sistema o número de laços é fornecido pela equação (37):

$$L_F = 74 - 70 + 1$$

$$L_F = 5$$

Assim, existem cinco laços fundamentais para este sistema. A figura a seguir ilustra quais são os laços formados.

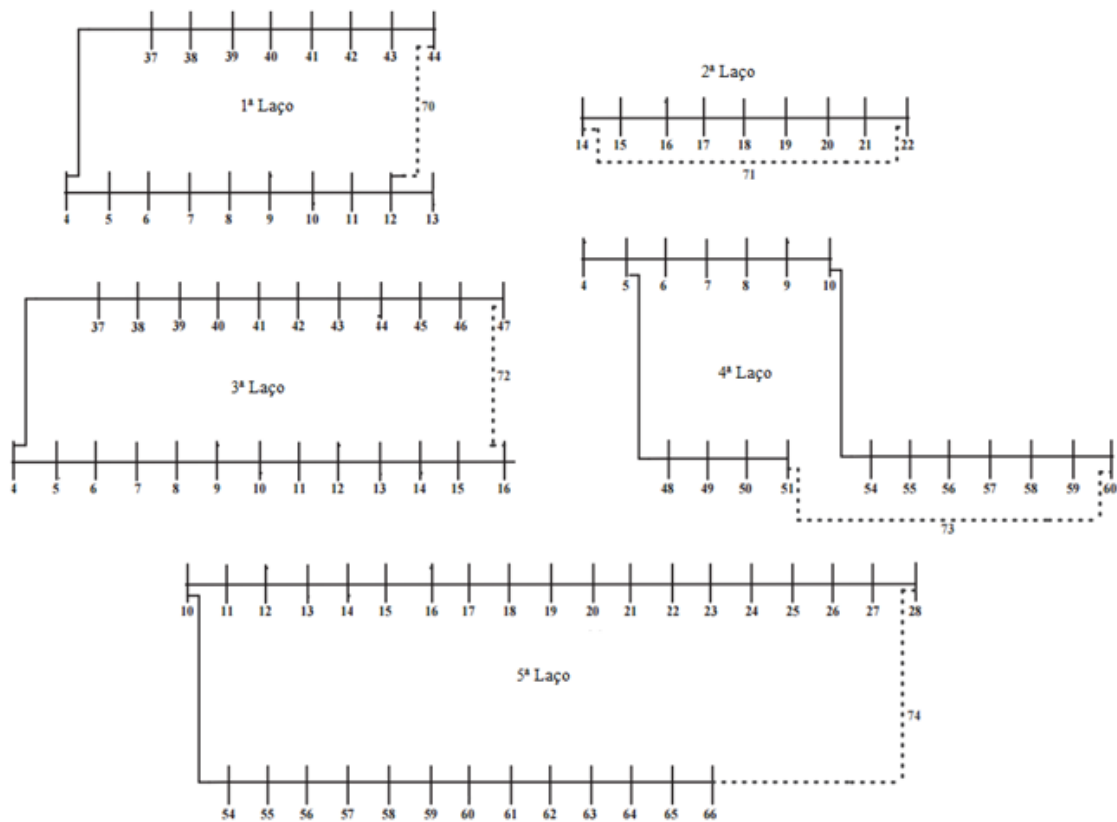


Figura 4.6: Laços formados para o sistema de 69 barras

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura, pode-se concluir que existe cinco laços neste sistema, assim, o vetor codificação apresentará dimensão cinco. A seguir, está ilustrado o conjunto de chaves pertencentes a cada laço fundamental do sistema.

$$L_1 = [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 70, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43]$$

$$L_2 = [16, 17, 18, 19, 20, 21, 71]$$

$$L_3 = [12, 13, 14, 15, 72, 44, 45, 46]$$

$L_4 = [47, 48, 49, 50, 73, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59]$

$L_5 = [22, 23, 24, 25, 26, 27, 74, 60, 61, 62, 63, 64, 65]$

4.3.3 Parâmetros do AG

Os valores encontrados para a taxa de recombinação (p_c) e mutação (p_m) são respectivamente:

$p_c = 0,7$ e $p_m = 0,01$.

O modo de seleção escolhido foi o modo de torneio conforme explicado anteriormente, com $k = 4$.

O critério de parada utilizado para o algoritmo foi o número máximo de iterações $iter_{max} = 20$.

4.4 Sistema de 84 Barras

Para este sistema será analisado a melhor configuração das chaves seccionadoras presentes para se obter a menor perda ativa na rede. Esse sistema é de 11,4 kV é constituído por 1 barra de subestação e de 83 barras de carga [19]. Apresenta também carga total de 28.350 kW e 20.700 kVAr, 84 chaves seccionadoras, 13 chaves de interconexão (linhas pontilhadas), que inicialmente estão abertas, conforme pode ser observado no diagrama unifilar ilustrado na figura 4.7 a seguir. Os dados utilizados para a simulação deste sistema elétrico no software OpenDSS estão anotados nas tabelas apêndice A.

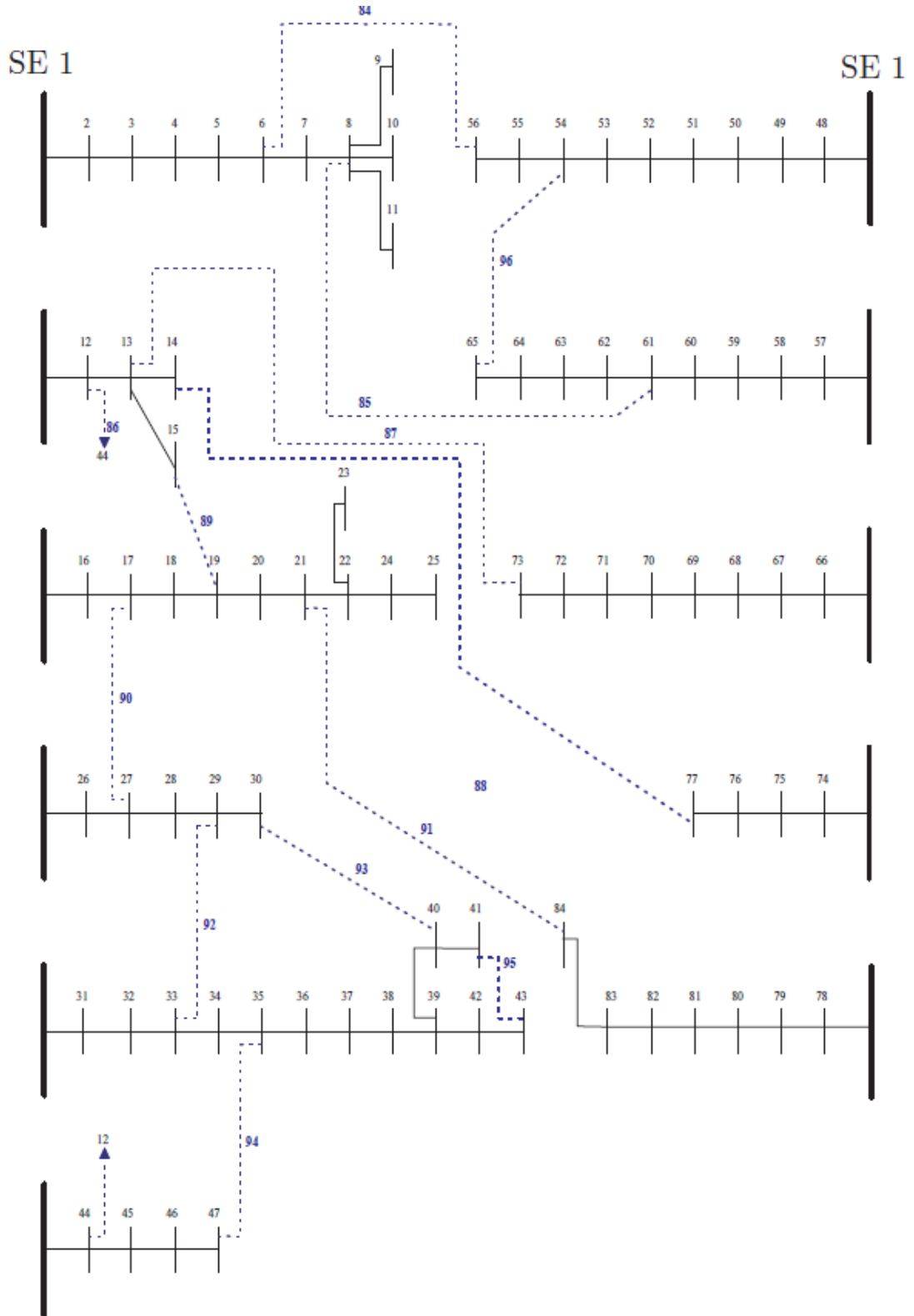


Figura 4.7 - Sistema de 84 barras

A seguir encontra-se uma descrição detalhada das principais partes constituintes do algoritmo genético aplicado para a resolução deste problema.

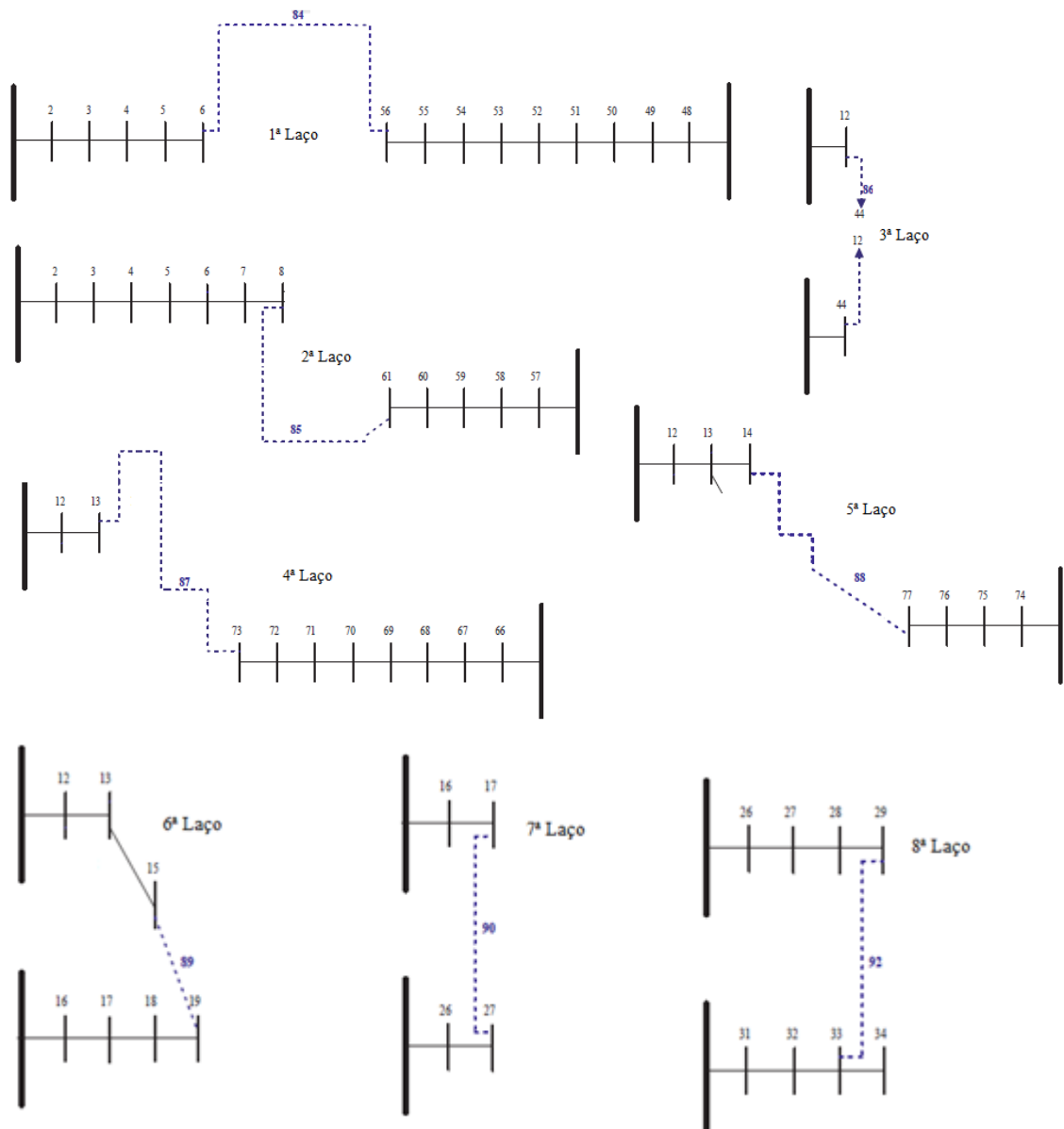
4.4.2 Representação ou Codificação

A codificação que foi utilizada é a mesma dos sistemas anteriores. Deste modo, a quantidade de laços existentes neste sistema é:

$$L_F = 96 - 84 + 1$$

$$L_F = 13$$

Assim, existem treze laços fundamentais para o sistema de 84 barras. A figura a seguir ilustra quais são os laços formados.



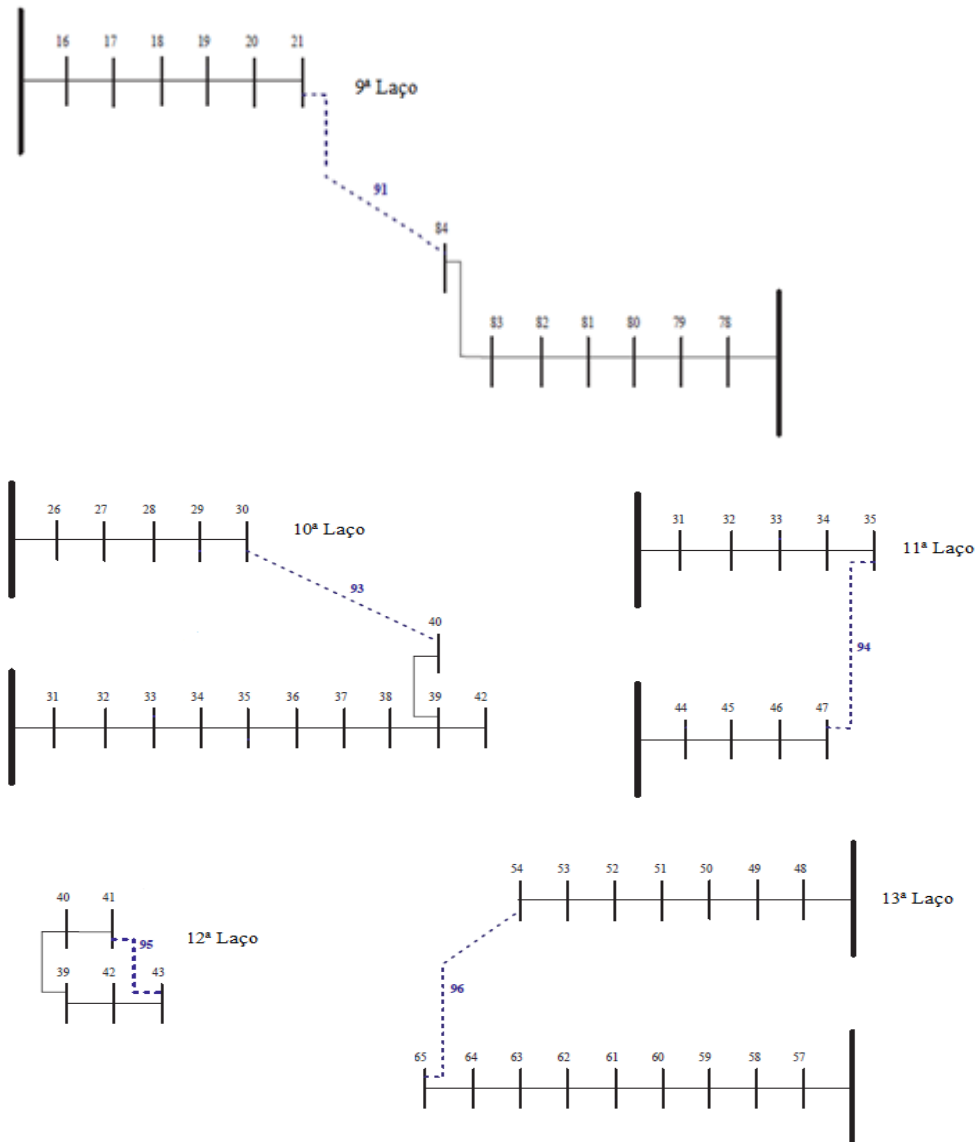


Figura 4.8: Laços existentes para o sistema de 84 barras
Fonte: Próprio autor

Baseado na figura, pode-se concluir que existe treze laços neste sistema, assim, o vetor codificação apresentará dimensão treze. A seguir, está ilustrado o conjunto de chaves pertencentes a cada laço fundamental do sistema.

$$L_1 = [1, 2, 3, 4, 5, 84, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55]$$

$$L_2 = [6, 7, 85, 56, 57, 58, 59, 60]$$

$$L_3 = [86, 43]$$

$$L_4 = [87, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72]$$

$$L_5 = [11, 12, 13, 88, 73, 74, 75, 76]$$

$$L_6 = [14, 89, 15, 16, 17, 18]$$

$$L_7 = [90, 25, 26]$$

$$L_8 = [19, 20, 91, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83]$$

$$L_9 = [27, 28, 92, 30, 31, 32]$$

$$L_{10} = [29, 93, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39]$$

$$L_{11} = [94, 44, 45, 46]$$

$$L_{12} = [40, 95, 41, 42]$$

$$L_{13} = [96, 61, 62, 63, 64]$$

4.4.3 Parâmetros do AG

Para a eficiência do algoritmo, o valor dos parâmetros do AG devem ser escolhidos corretamente para que o mesmo convirja e encontre a melhor solução para o problema.

Os valores encontrados para a taxa de recombinação (p_c) e mutação (p_m) são respectivamente:

$$p_c = 0,7 \text{ e } p_m = 0,01.$$

O modo de seleção escolhido foi o modo de torneio conforme explicado anteriormente, com $k = 4$.

O critério de parada utilizado para o algoritmo foi o número máximo de iterações $iter_{max} = 30$.

5 Resultados obtidos

Neste capítulo estão descritos todos os resultados obtidos após a aplicação do algoritmo genético para a resolução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição apresentados no capítulo anterior.

Os resultados das simulações foram obtidos executando-se várias vezes algoritmo genético para cada sistema de distribuição e verificou-se qual a solução com maior número de ocorrências que apresenta as menores perdas ativas. Esta solução será a melhor topologia encontrada pela algoritmo. Os resultados finais dos sistemas analisados estão ilustrados a seguir.

O objetivo principal deste problema é a redução das perdas ativas no sistema. Uma análise dos níveis de tensão nas barras foi realizada apenas como mais um indicador positivo para comprovar a eficiência da reconfiguração de sistemas de distribuição. No algoritmo utilizado para resolução deste problema não havia restrição da solução baseado nos níveis de tensão nas barras, a única restrição de solução considerada era redução das perdas e manter a radialidade do sistema de distribuição.

5.1 Sistema de 14 barras

Inicialmente realizou-se uma análise do sistema de 14 barras em sua forma original, ou seja, com as chaves de interconexão abertas. Os resultados obtidos estão anotados na tabela 5.1 a seguir.

Tabela 5.1: Perdas do sistema original

Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
14,15 e 16	522,4	1,82

Analisando os dados da tabela acima, nota-se que o sistema de 14 barras com as chaves 14, 15 e 16 abertas, apresenta 522,4 kW de perdas ativas totais, representando 1,82% de energia perdida por efeito Joule. A seguir, na tabela 5.2 estão anotados os resultados obtidos dos níveis de tensão em todas as barras deste sistema.

Tabela 5.2: Tensão nas barras do sistema original

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	22,84	0,9929
2	22,62	0,9834
3	22,55	0,9804

4	22,51	0,9786
5	22,48	0,9775
6	22,34	0,9713
7	22,14	0,9628
8	22,29	0,9692
9	22,14	0,9626
10	22,09	0,9606
11	22,70	0,9872
12	22,71	0,9875
13	22,64	0,9845
14	22,63	0,9839

Percebe-se pela tabela anterior que o nível de tensão em todas as barras do sistema pertence ao intervalo de adequado, de acordo com o estabelecido pela ANEEL.

Após realizar esta análise do sistema, a seguir encontram-se descritos os dados obtidos após a aplicação do algoritmo genético proposto para a resolução do problema de reconfiguração do sistema de 14 barras, visando reduzir as perdas da rede. O teste realizado consistia em executar o algoritmo 10 vezes e verificar qual a solução com maior ocorrência. Os dados obtidos estão anotados na tabela 5.3 a seguir.

Tabela 5.3: Resultados obtido com AG

Ocorrência	Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas Totais (%)
80%	7,8 e 16	476,007	1,66

Após a execução do teste, nota-se a partir da tabela 5.3 acima, que em 80% das soluções encontradas pelo algoritmo genético apresentavam as chaves 7, 8 e 16 como solução final. O número de indivíduos utilizados para encontrar a solução de melhor qualidade apresentava 30 elementos. A função objetivo para esta solução é 476,007 kW de perdas ativas, que correspondem a 1,66% do total de energia desperdiçada nas linhas deste sistema.

A figura 5.1 a seguir mostra a redução das perdas após a reconfiguração do sistema de 14 barras.

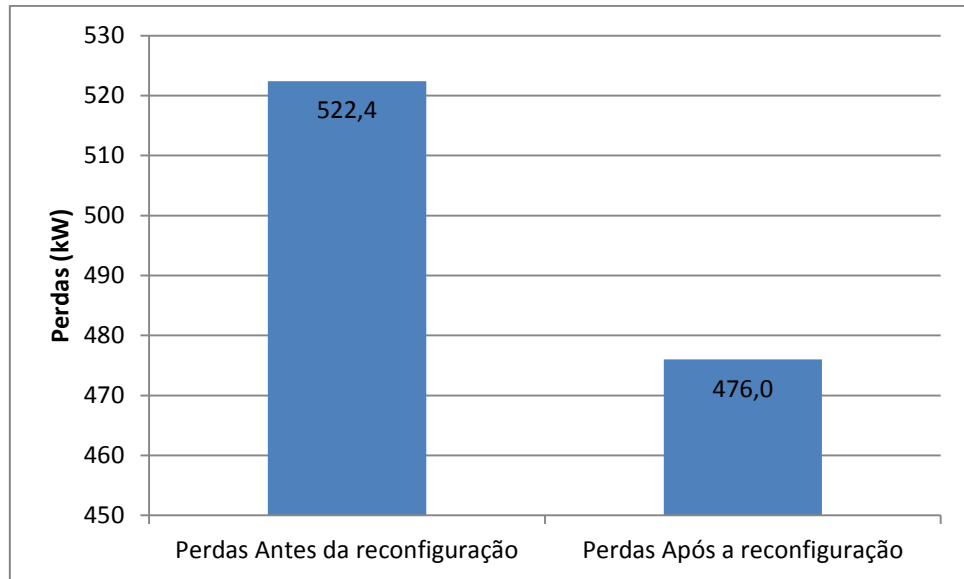


Figura 5.1: Perdas antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura acima pode-se notar que houve uma redução das perdas totais de 8,88%, comprovando a eficiência do método utilizado neste sistema de distribuição.

A figura 5.2 a seguir ilustra a topologia final do sistema de 14 barras na configuração que apresenta as menores perdas, ou seja, com as chaves seccionadoras 7, 8 e 16 abertas enquanto o restante das chaves permanece fechada.

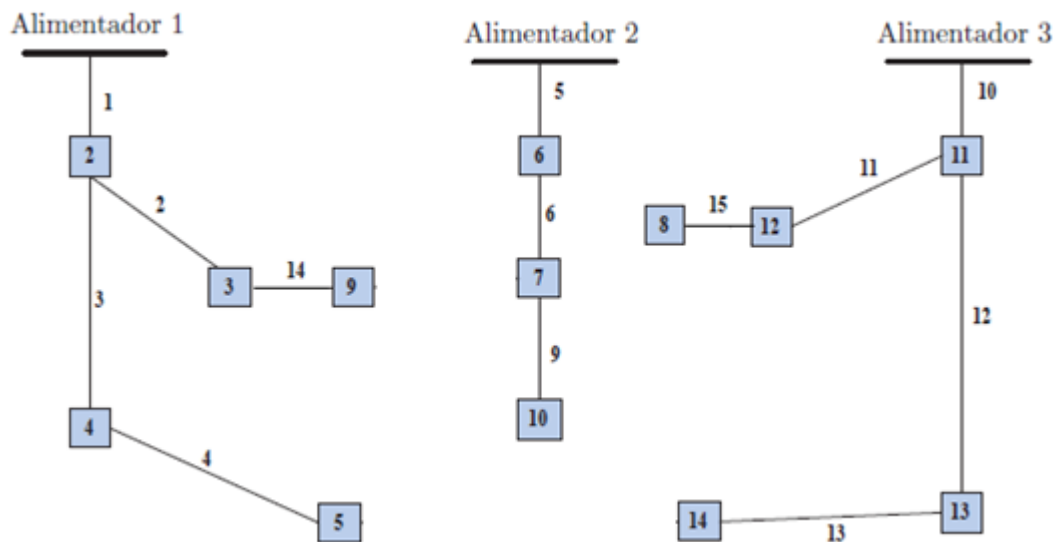


Figura 5.2: Topologia que apresenta as menores perdas

Fonte: Próprio autor

Pode-se perceber que a nova configuração deste sistema manteve a radialidade, conforme a rede original.

De acordo com a tabela 3.2, realizou-se uma análise dos níveis de tensão do sistema de 14 barras configurado na topologia com as menores perdas. Na tabela 5.4 a seguir, estão anotados os resultados obtidos via software OpenDSS.

Tabela 5.4: Tensão nas barras para a nova topologia

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	22,84	0,9929
2	22,62	0,9834
3	22,55	0,9805
4	22,51	0,9787
5	22,48	0,9775
6	22,40	0,9738
7	22,20	0,9653
8	22,60	0,9826
9	22,55	0,9805
10	22,15	0,9632
11	22,66	0,9850
12	22,62	0,9834
13	22,59	0,9823
14	22,58	0,9818

Baseado na tabela acima, nota-se que a para a nova topologia a tensão todas as barras é superior a 0,93 pu, como na topologia original, entretanto houve melhora nos níveis de tensão em algumas barras. Deste modo, a tensão de atendimento é adequada segundo a classificação da ANEEL.

A figura 5.3 abaixo ilustra a comparação da tensão nas barras entre a topologia original (TO) e a nova topologia (NT).

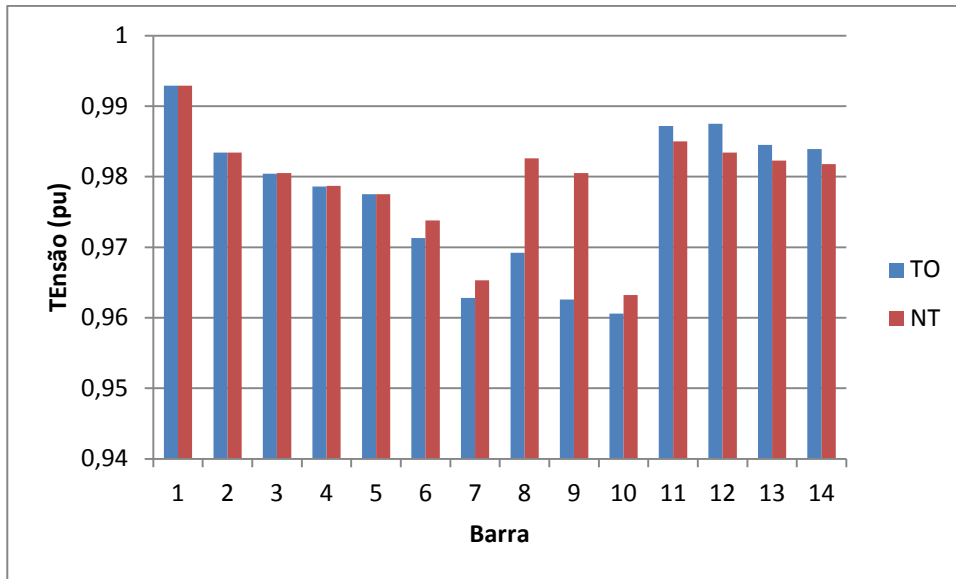


Figura 5.3: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

Da figura acima, pode-se notar que para a nova topologia (NT) adotada o nível de tensão na maioria das barras melhorou. Somente nas barras 11, 12, 13 e 14 o nível de tensão é menor que a topologia original.

5.2 Sistema de 32 barras

Primeiramente realizou-se simulações com o sistema original que apresentava toda as chaves de interconexão abertas. Os resultados obtidos estão anotados na tabela 5.5 a seguir.

Tabela 5.5: Resultados obtidos do sistema original.

Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
33,34,35,36 e 37	215,4	5,99

Analisando os dados da tabela acima, nota-se que o sistema em sua configuração original apresenta 215,4 kW de perdas ativas totais. A seguir na tabela 5.6 está anotado os resultados dos níveis de tensão em todas as barras.

Tabela 5.6: Tensão na barras para topologia original

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	12,64	0,9984	18	11,60	0,9162
2	12,60	0,9955	19	12,60	0,9950
3	12,43	0,9819	20	12,55	0,9914

4	12,34	0,9748	21	12,54	0,9907
5	12,25	0,9677	22	12,53	0,9901
6	12,03	0,9503	23	11,95	0,9441
7	11,99	0,9470	24	11,87	0,9374
8	11,93	0,9424	25	11,82	0,9340
9	11,86	0,9365	26	12,01	0,9485
10	11,79	0,9311	27	11,98	0,9461
11	11,78	0,9303	28	11,84	0,9353
12	11,76	0,9289	29	11,74	0,9276
13	11,69	0,9233	30	11,70	0,9243
14	11,66	0,9212	31	11,65	0,9204
15	11,65	0,9199	32	11,64	0,9196
16	11,63	0,9186	33	11,64	0,9193
17	11,61	0,9168			

A partir da tabela acima, percebe-se que os níveis de tensão das barras não estão de acordo com a classificação da tabela 3.2. Alguns valores estão abaixo de 0,93 pu que é o mínimo exigido para a tensão de atendimento estar classificada como adequada.

A seguir, encontram-se descritos os resultados obtidos após a aplicação do algoritmo genético proposto para a resolução do problema de otimização do sistema de 32 barras. O teste realizado foi o mesmo do sistema de 14 barras, porém o número de execuções do algoritmo foi de 15 vezes, devido ao problema ser um pouco mais complexo. Os dados obtidos estão anotados na tabela 5.7 a seguir.

Tabela 5.7: Resultados obtidos com AG

Ocorrência	Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
73,3%	7, 9, 14, 32, 37	167,9	4,56

Analisando os dados obtidos, nota-se que a solução com maior ocorrência apresenta as chaves 7, 9, 14, 32 e 37 abertas. Essa solução foi encontrada em 73,3% das execuções do algoritmo e a população inicial apresentava 30 elementos.

Portanto, esta é melhor topologia encontrada para o sistema, e apresenta 167,9 kW de perdas ativas representando 4,56% de energia desperdiçada nas linhas do sistema.

A figura 5.4 a seguir ilustra a redução das perdas ativas totais após a reconfiguração do sistema de 32 barras.

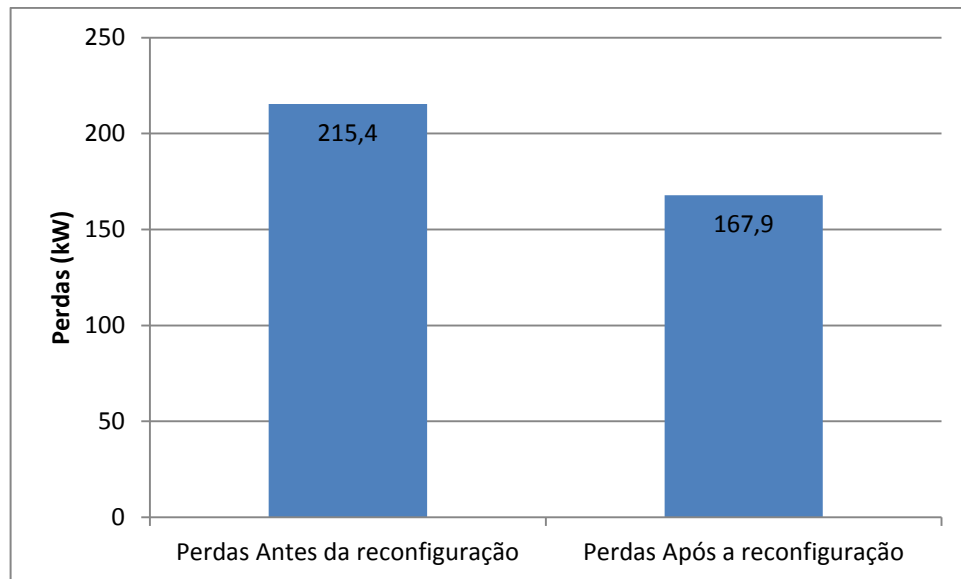


Figura 5.4: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura 5.4 acima pode-se notar que houve uma redução das perdas totais de 22,05%, comprovando a eficiência do método utilizado neste sistema de distribuição.

Adotando esta nova topologia para a rede, a figura 5.5 a seguir ilustra a configuração do sistema de 32 barras após a abertura das chaves seccionadoras mencionadas anteriormente.

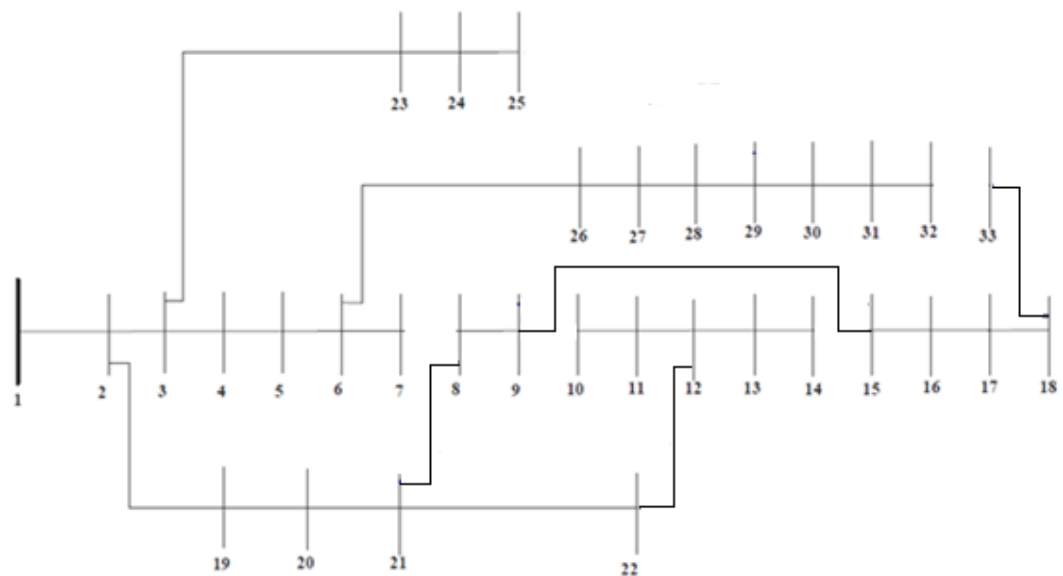


Figura 5.5: Topologia que apresenta as menores perdas

Fonte: Próprio autor

Observando a nova configuração do sistema, percebe-se que a radialidade da rede foi mantida, conforme a topologia original.

Considerando a classificação da tabela 3.2, realizou-se uma análise dos níveis de tensão do sistema de 32 barras configurado na topologia com as menores perdas. Na tabela 5.8 e na figura 5.6 a seguir, estão anotados os resultados obtidos e o gráfico das tensões nas barras.

Tabela 5.8: Tensão nas barras

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	12,64	0,9984	18	11,98	0,9463
2	12,60	0,9955	19	12,58	0,9935
3	12,48	0,9854	20	12,37	0,9767
4	12,42	0,9810	21	12,31	0,9721
5	12,37	0,9767	22	12,26	0,9687
6	12,23	0,9661	23	11,99	0,9475
7	12,22	0,9654	24	11,91	0,9407
8	12,17	0,9612	25	11,87	0,9374
9	12,13	0,9579	26	12,21	0,9643
10	12,17	0,9613	27	12,18	0,962
11	12,17	0,9614	28	12,05	0,9517
12	12,17	0,9617	29	11,96	0,9444
13	12,14	0,9591	30	11,92	0,9412
14	12,13	0,9583	31	11,87	0,9379
15	12,05	0,9519	32	11,87	0,9372
16	12,03	0,9502	33	11,98	0,9460
17	11,99	0,9473			

Baseado na tabela acima, nota-se que a para a nova topologia a tensão em todas as barras é superior a 0,93 pu. Após a reconfiguração houve melhora nos níveis de tensão em algumas barras conforme pode ser observado na figura 5.8 abaixo, que ilustra a comparação da tensão nas barras entre a topologia original (TO) e a nova topologia (NT).

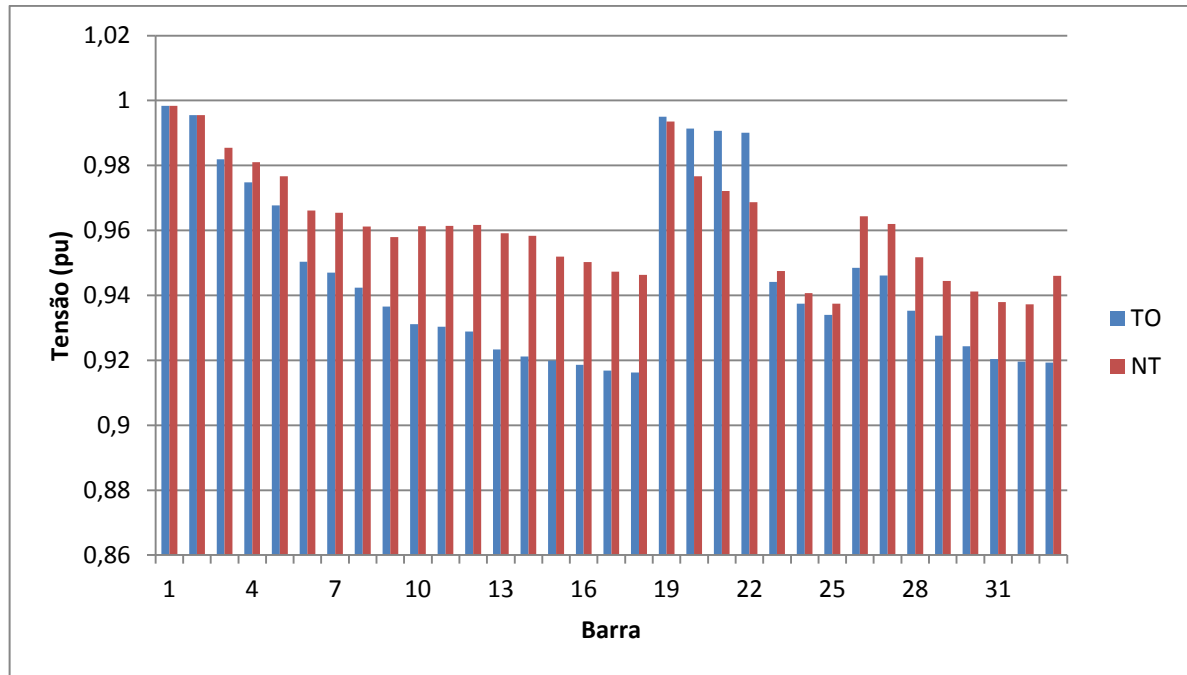


Figura 5.6: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

A partir da figura 5.6 pode-se notar que a tensão nas barras para o sistema configurado na topologia original (TO) estão abaixo da tensão nas barras para o sistema configurado para a nova topologia (NT). Isto indica que a reconfiguração foi essencial para a otimização da rede, pois houve uma melhora tanto nas perdas, quanto no controle do nível de tensão.

5.3 Sistema de 69 barras

Inicialmente realizou-se uma análise do sistema de 69 barras em sua configuração original, ou seja, com as chaves de interconexão abertas. Os resultados obtidos estão anotados na tabela 5.9 a seguir.

Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
70, 71, 72, 73 e 74	29	2.62

Analisando os dados da tabela acima, nota-se que o sistema de 69 barras com as chaves 70, 71, 72, 73 e 74 abertas, apresenta 29 kW de perdas ativas totais, representando 2,62% de energia perdida por efeito Joule. A seguir, na tabela 5.10 estão anotados os resultados obtidos dos níveis de tensão em todas as barras.

Tabela 5.10: Tensão nas barras para o topologia original

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	12,65	0,9995	36	12,65	0,9991
2	12,65	0,9994	37	12,65	0,9994
3	12,65	0,9994	38	12,65	0,9994
4	12,65	0,9994	39	12,65	0,9993
5	12,65	0,9993	40	12,65	0,9993
6	12,64	0,9984	41	12,65	0,9993
7	12,61	0,9957	42	12,65	0,9992
8	12,58	0,9934	43	12,65	0,9992
9	12,57	0,9928	44	12,65	0,9992
10	12,55	0,9916	45	12,65	0,9992
11	12,54	0,9903	46	12,65	0,9991
12	12,53	0,9898	47	12,65	0,9991
13	12,52	0,9887	48	12,65	0,9993
14	12,51	0,9879	49	12,65	0,9989
15	12,50	0,9870	50	12,63	0,9978
16	12,48	0,9861	51	12,63	0,9976
17	12,48	0,9859	52	12,57	0,9928
18	12,48	0,9857	53	12,57	0,9928
19	12,48	0,9857	54	12,54	0,9908
20	12,48	0,9855	55	12,53	0,9898
21	12,48	0,9854	56	12,51	0,9885
22	12,47	0,9853	57	12,50	0,9872
23	12,47	0,9853	58	12,41	0,9804
24	12,47	0,9852	59	12,37	0,9771
25	12,47	0,9852	60	12,20	0,9636
26	12,47	0,9851	61	12,18	0,9620
27	12,47	0,9851	62	12,15	0,9597
28	12,47	0,9851	63	12,14	0,9590
29	12,65	0,9994	64	12,14	0,9589
30	12,65	0,9994	65	12,13	0,9583
31	12,65	0,9994	66	12,13	0,9581
32	12,65	0,9994	67	12,53	0,9898
33	12,65	0,9993	68	12,53	0,9898
34	12,65	0,9993	69	12,52	0,9886
35	12,65	0,9991			

A partir da tabela acima, percebe-se que os níveis de tensão das barras estão de acordo com a classificação da ANEEL representada na tabela 3.2. Todos os valores de tensão estão acima de 0,93 pu que é o mínimo exigido para a tensão de atendimento estar classificada como adequada.

A seguir encontram-se descritos os resultados obtidos após a aplicação do algoritmo genético proposto para a resolução do problema de otimização do sistema de 69 barras. Após executar o algoritmo 20 vezes, os dados obtidos estão anotados na tabela 5.11 a seguir.

Tabela 5.11: Resultados obtidos com AG

Ocorrência	Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
75%	13, 21, 56, 64, 70	9,437	0,85

A topologia encontrada com a maior frequência de ocorrência foi a que apresentava as chaves seccionadoras de número 13, 21, 56, 64 e 70 abertas. Assim, esta foi a melhor topologia encontrada para o sistema de 69 barras, com uma frequência de 75%. O tamanho da população inicial foi de 35 elementos. Para esta configuração, as perdas são de 9,437 kW representando 0,85% de energia desperdiçada nas linhas do sistema.

A figura 5.7 a seguir ilustra a redução das perdas ativas totais após a reconfiguração do sistema de 69 barras.

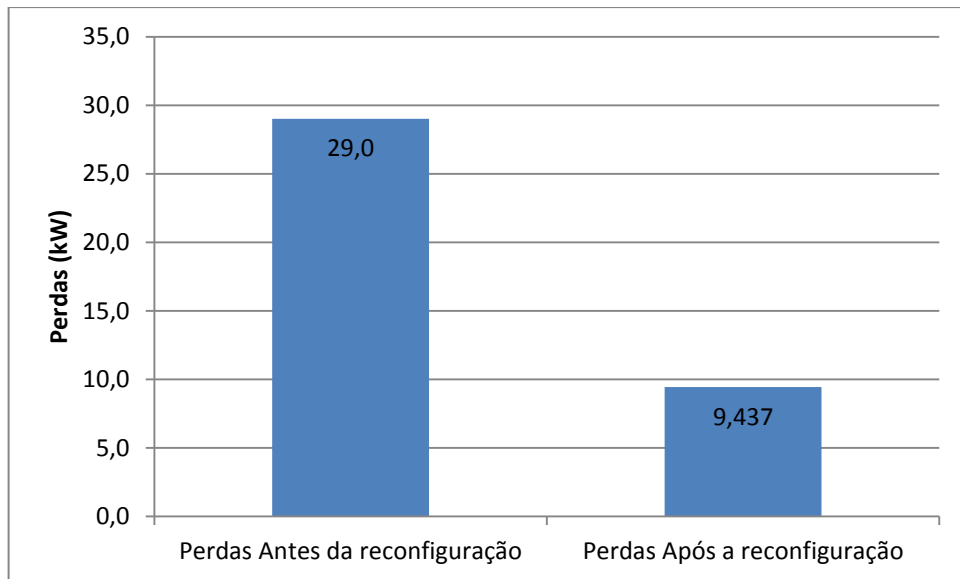


Figura 5.7: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura 5.7 acima pode-se notar que houve uma redução das perdas totais de 67,46%, comprovando a eficiência do método utilizado neste sistema de distribuição.

Adotando esta nova topologia para a rede, a figura 5.8 a seguir ilustra a configuração do sistema de 69 barras após a abertura das chaves seccionadoras mencionadas anteriormente

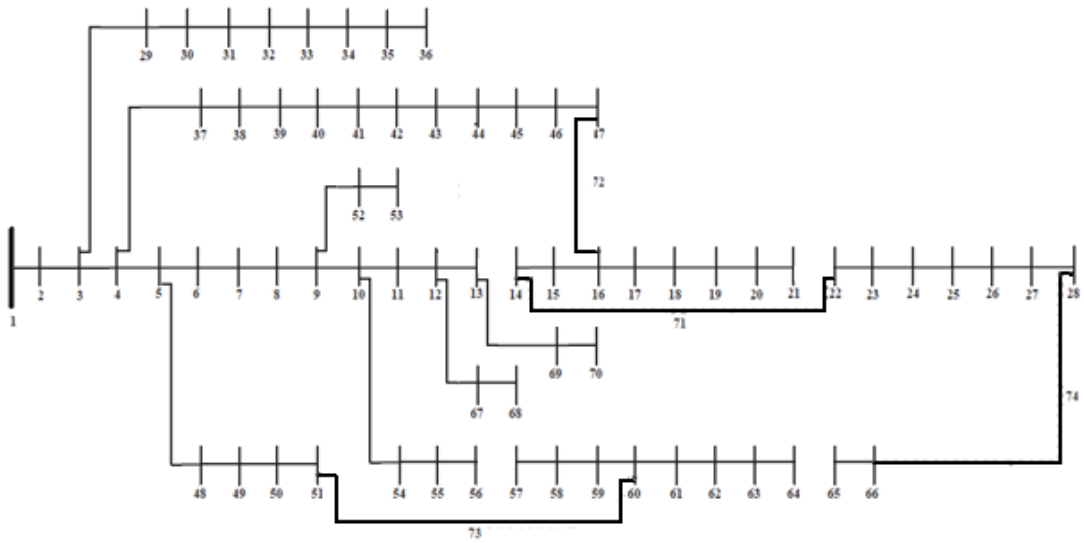


Figura 5.8: Sistema de 69 barras configurado para as menores perdas ativas.

Fonte: Próprio autor

Considerando a classificação da tabela 3.2, realizou-se uma análise dos níveis de tensão do sistema de 69 barras configurado na topologia com as menores perdas. Na tabela 5.12 e na figura 5.9 a seguir, estão anotados os resultados obtidos e o gráfico das tensões nas barras.

Tabela 5.12: Tensão nas barras após a reconfiguração.

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	12,65	0,9995	36	12,65	0,9991
2	12,65	0,9994	37	12,65	0,9994
3	12,65	0,9994	38	12,65	0,9992
4	12,65	0,9994	39	12,65	0,9989
5	12,65	0,9993	40	12,64	0,9988
6	12,65	0,9991	41	12,64	0,9988
7	12,64	0,9984	42	12,62	0,997
8	12,63	0,9979	43	12,61	0,9963
9	12,63	0,9977	44	12,61	0,9962
10	12,63	0,9975	45	12,61	0,9962
11	12,62	0,9968	46	12,61	0,9959
12	12,62	0,9965	47	12,61	0,9959
13	12,61	0,9961	48	12,65	0,9993
14	12,55	0,9911	49	12,64	0,9982
15	12,56	0,9924	50	12,6	0,9949
16	12,58	0,9938	51	12,59	0,9941
17	12,58	0,9937	52	12,63	0,9977

18	12,58	0,9936	53	12,63	0,9977
19	12,58	0,9936	54	12,63	0,9975
20	12,58	0,9936	55	12,63	0,9974
21	12,58	0,9936	56	12,63	0,9974
22	12,54	0,9903	57	12,47	0,9847
23	12,54	0,9902	58	12,47	0,9847
24	12,53	0,9901	59	12,47	0,9847
25	12,53	0,9898	60	12,47	0,9847
26	12,52	0,9892	61	12,45	0,9834
27	12,52	0,9889	62	12,43	0,9816
28	12,52	0,9888	63	12,43	0,9815
29	12,65	0,9994	64	12,43	0,9815
30	12,65	0,9994	65	12,5	0,9871
31	12,65	0,9994	66	12,5	0,9877
32	12,65	0,9994	67	12,62	0,9965
33	12,65	0,9993	68	12,62	0,9965
34	12,65	0,9993	69	12,61	0,996
35	12,65	0,9992			

Baseado na tabela acima, nota-se que a para a nova topologia a tensão em quase todas as barras é superior a 0,93 pu. Após a reconfiguração houve melhora nos níveis de tensão em algumas barras conforme pode ser observado na figura 5.9 abaixo, que ilustra a comparação da tensão nas barras entre a topologia original (TO) e a nova topologia (NT).

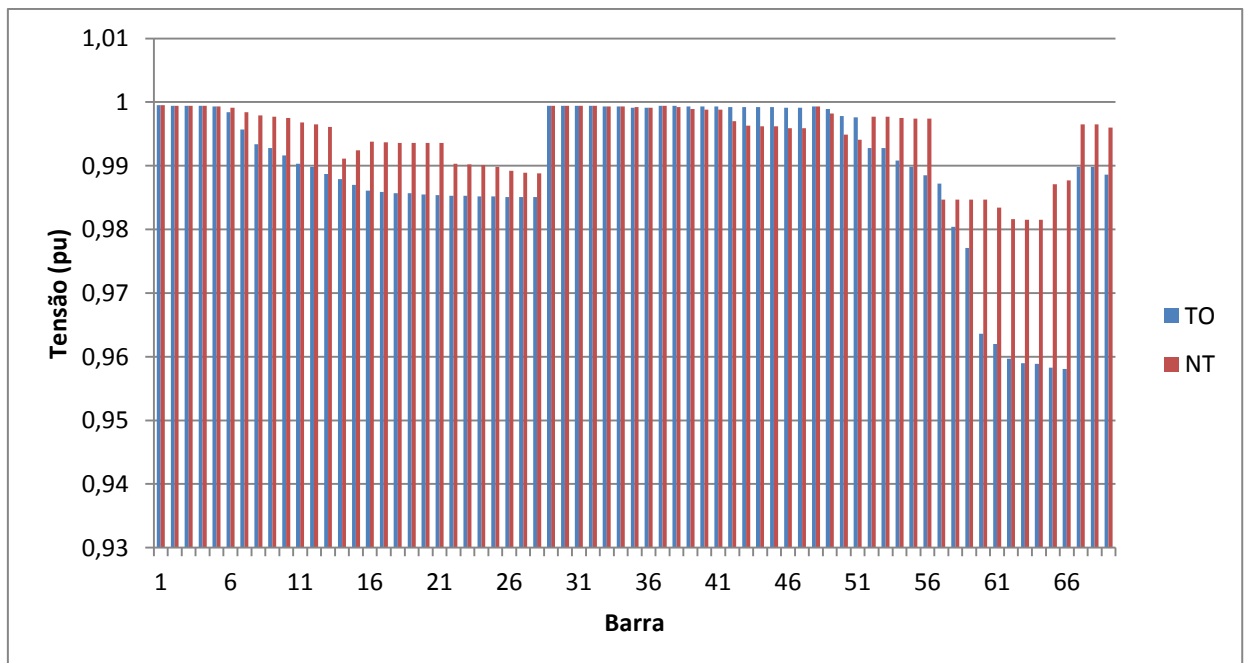


Figura 5.9: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

A partir da figura 5.9 pode-se notar que a tensão nas barras para o sistema configurado na topologia original (TO) estão abaixo da tensão nas barras para o sistema configurado para a nova topologia (NT). Isto indica que a reconfiguração foi essencial para a otimização da rede, pois houve uma melhora tanto nas perdas, quanto no controle do nível de tensão.

5.4 Sistema de 84 barras

Inicialmente realizou-se uma análise do sistema de 84 barras em sua configuração original, ou seja, com as chaves de interconexão abertas. Os resultados obtidos estão anotados na tabela 5.13 a seguir.

Tabela 5.13: Perdas do sistema original

Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)	Perdas (%)
84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 e 96	553.4	1.98

Analisando os dados da tabela acima, nota-se que o sistema de 84 barras com as chaves 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 e 96 abertas, apresenta 553,4 kW de perdas ativas totais, representando 1,98% de energia perdida por efeito Joule. A seguir, na tabela 5.14 estão anotados os resultados obtidos dos níveis de tensão em todas as barras.

Tabela 5.14: Tensão nas barras para o topologia original

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	11,24	0,9857	43	10,69	0,9373
2	11,05	0,9694	44	11,22	0,9844
3	10,91	0,9570	45	11,21	0,9837
4	10,75	0,9430	46	11,19	0,9813
5	10,69	0,9377	47	11,14	0,9771
6	10,57	0,9269	48	11,00	0,9646
7	10,55	0,9251	49	10,95	0,9608
8	10,52	0,9228	50	10,91	0,9570
9	10,51	0,9219	51	10,88	0,9547
10	10,51	0,9215	52	10,83	0,9502
11	10,51	0,9222	53	10,81	0,9481
12	11,20	0,9821	54	10,78	0,9452
13	11,05	0,9690	55	10,76	0,9438
14	11,04	0,9684	56	10,73	0,9414
15	11,03	0,9677	57	11,14	0,9776

16	11,08	0,9722	58	11,00	0,9652
17	11,04	0,9684	59	10,99	0,9640
18	11,00	0,9647	60	10,97	0,9627
19	10,88	0,9543	61	10,97	0,9623
20	10,85	0,9521	62	10,97	0,9620
21	10,77	0,9446	63	10,95	0,9609
22	10,72	0,9404	64	10,93	0,9585
23	10,70	0,9390	65	10,92	0,9583
24	10,72	0,9402	66	11,19	0,9818
25	10,72	0,9401	67	11,09	0,9731
26	11,20	0,9825	68	10,99	0,9643
27	11,15	0,9782	69	10,82	0,9489
28	11,04	0,9683	70	10,78	0,9455
29	11,01	0,9658	71	10,73	0,9414
30	10,96	0,9611	72	10,69	0,9381
31	11,06	0,9706	73	10,68	0,9371
32	10,95	0,9609	74	11,09	0,9724
33	10,84	0,9512	75	11,07	0,9713
34	10,83	0,9503	76	11,05	0,9692
35	10,78	0,9454	77	11,03	0,9675
36	10,76	0,9441	78	10,97	0,9620
37	10,71	0,9396	79	10,84	0,9508
38	10,71	0,9393	80	10,79	0,9467
39	10,71	0,9391	81	10,71	0,9399
40	10,71	0,9390	82	10,69	0,9379
41	10,70	0,9390	83	10,68	0,9369
42	10,70	0,9382	84	10,68	0,9365

A partir da tabela acima, percebe-se que na maioria dos níveis de tensão nas barras estão de acordo com a classificação da ANEEL representada na tabela 3.2.

A seguir encontram-se descritos os resultados obtidos após a aplicação do algoritmo genético proposto para a resolução do problema de otimização do sistema de 84 barras. Após executar o algoritmo 25 vezes, com uma população inicial de 40 elementos, os dados obtidos estão anotados na tabela 5.15 a seguir.

Tabela 5.15: Resultados obtidos com AG

Ocorrência	Chaves abertas	Perdas Elétricas (kW)
68%	7,13,34,39,42,55,62,72,83,86,89,90,92	497.8

A topologia com o maior número de ocorrências foi a que apresentava as chaves seccionadoras de número 7, 13, 34, 39, 42, 55, 62, 72, 83, 86, 89, 90 e 92 abertas e foi encontrada em 68% das execuções. Para esta configuração do sistema, as perdas são de 497,8 kW representando 1,77% de energia desperdiçada nas linhas do sistema. Portanto, esta é a melhor topologia encontrada pelo AG proposto.

A figura 5.10 a seguir ilustra a redução das perdas ativas totais após a reconfiguração do sistema de 84 barras

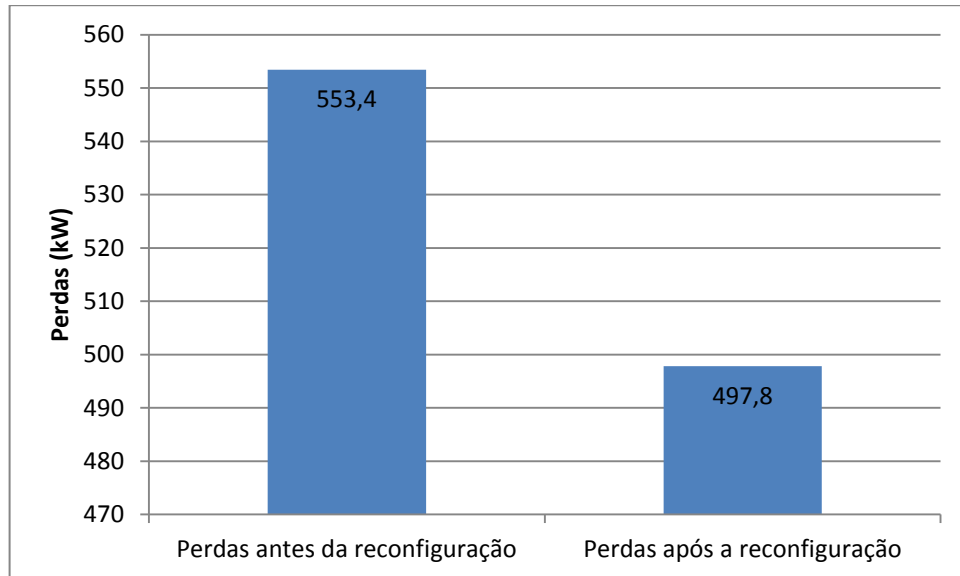


Figura 5.10: Comparação das perdas antes e após a reconfiguração.

Fonte: Próprio autor

Baseado na figura acima pode-se notar que houve uma redução das perdas totais de 10,05%, comprovando a eficiência do método utilizado neste sistema de distribuição.

Adotando esta nova topologia para a rede, a figura 5.11 a seguir ilustra a configuração do sistema de 84 barras após a abertura das chaves seccionadoras mencionadas anteriormente

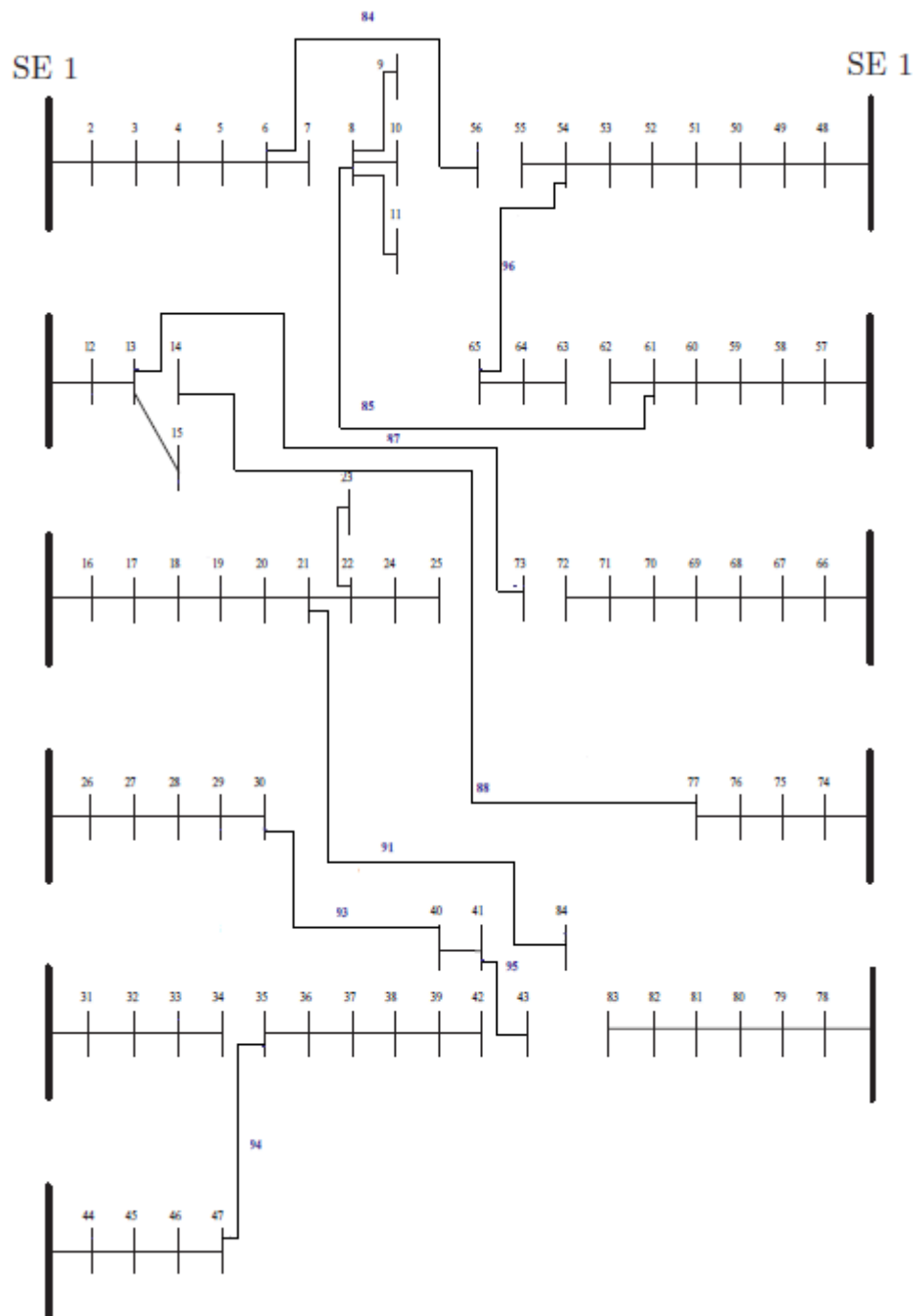


Figura 5.11: Topologia que apresenta as menores perdas.

Fonte: Próprio autor

Considerando a classificação da tabela 3.2, realizou-se uma análise dos níveis de tensão do sistema de 84 barras configurado na topologia com as menores perdas. Na tabela 5.16 e na figura 5.12 a seguir, estão anotados os resultados obtidos e o gráfico das tensões nas barras.

Tabela 5.16: Tensão nas barras após a reconfiguração.

Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)	Barra	Tensão (kV)	Tensão (pu)
1	11,25	0,9869	43	10,91	0,957
2	11,14	0,9771	44	10,91	0,984
3	11,05	0,9695	45	10,91	0,9824
4	10,96	0,961	46	10,91	0,9768
5	10,92	0,9579	47	10,91	0,9671
6	10,85	0,9519	48	10,91	0,9685
7	10,85	0,9517	49	10,91	0,9652
8	10,56	0,9264	50	10,91	0,9619
9	10,55	0,9255	51	10,91	0,9599
10	10,55	0,9251	52	10,91	0,956
11	10,55	0,9258	53	10,91	0,9542
12	11,21	0,9836	54	10,91	0,9519
13	11,08	0,9717	55	10,91	0,9514
14	10,75	0,9432	56	10,91	0,9495
15	11,06	0,9705	57	10,91	0,9686
16	11,09	0,9732	58	10,91	0,9394
17	11,05	0,9694	59	10,91	0,9365
18	11,01	0,9656	60	10,91	0,9335
19	10,89	0,955	61	10,91	0,9319
20	10,86	0,9527	62	10,91	0,9318
21	10,77	0,945	63	10,91	0,9513
22	10,73	0,9409	64	10,91	0,9513
23	10,71	0,9395	65	10,91	0,9515
24	10,72	0,9406	66	10,91	0,9859
25	10,72	0,9405	67	10,91	0,9842
26	11,21	0,9833	68	10,91	0,9825
27	11,16	0,9785	69	10,91	0,9798
28	11,03	0,9674	70	10,91	0,9791
29	11,00	0,9645	71	10,91	0,9791
30	10,93	0,9592	72	10,91	0,9791
31	11,14	0,9776	73	10,91	0,9654
32	11,08	0,9717	74	10,91	0,963
33	11,01	0,9659	75	10,91	0,9608
34	11,01	0,9658	76	10,91	0,9569
35	11,02	0,9665	77	10,91	0,9536
36	11,01	0,9654	78	10,91	0,9715
37	10,98	0,9633	79	10,91	0,9646
38	10,98	0,9632	80	10,91	0,9621
39	10,98	0,9632	81	10,91	0,9579

40	10,93	0,9588	82	10,91	0,9561
41	10,92	0,9578	83	10,91	0,9552
42	10,98	0,9631	84	10,91	0,9449

Baseado na tabela acima, nota-se que a para a nova topologia, a tensão em todas as barras é superior a 0,93 pu. Após a reconfiguração houve melhora nos níveis de tensão na maioria das barras conforme pode ser observado na figura 5.12 abaixo, que ilustra a comparação da tensão nas barras entre a topologia original (TO) e a nova topologia (NT).

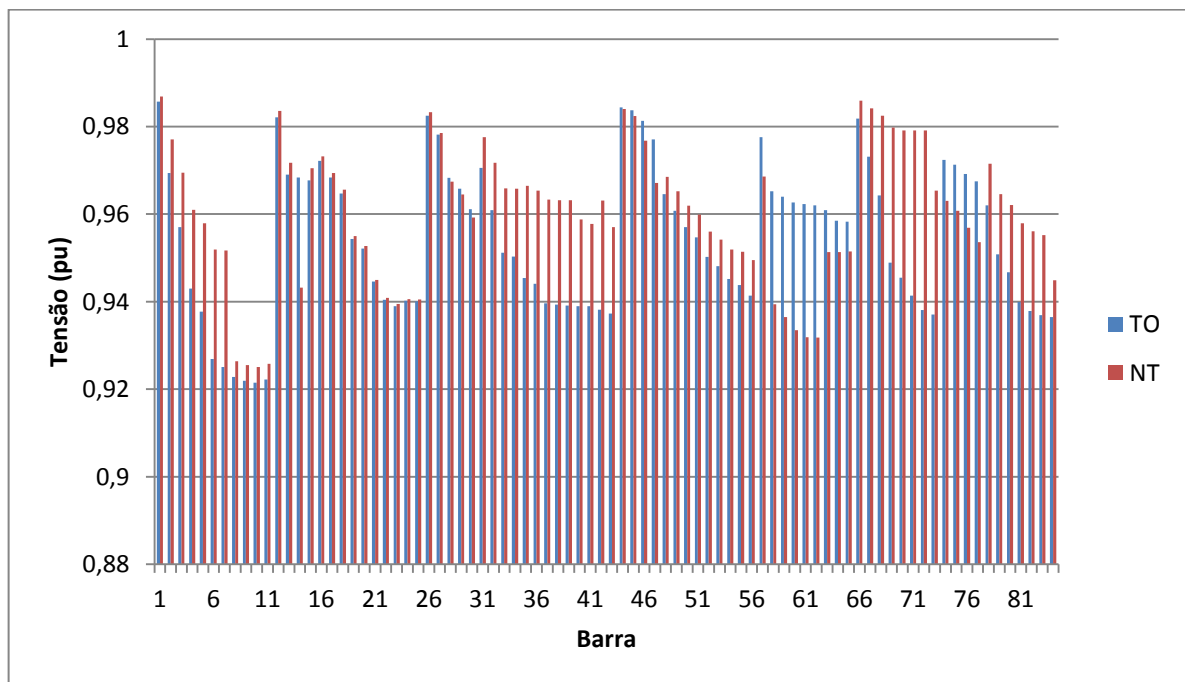


Figura 5.12: Tensão em cada barra antes e após a reconfiguração

Fonte: Próprio autor

A partir da figura 5.12 pode-se notar que a tensão nas barras para o sistema configurado na topologia original (TO) estão abaixo da tensão nas barras para o sistema configurado para a nova topologia (NT). Isto indica que a reconfiguração melhorou tanto as perdas, quanto o controle do nível de tensão nas barras.

6 Conclusão

Neste trabalho de conclusão de curso foram apresentadas as metaheurísticas como um método de resolução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica. O método heurístico aplicado nos problemas de reconfiguração, foi o algoritmo genético (AG), por sua simplicidade e poder de resolução. Foram analisados quatro sistemas elétricos diferentes: um de 14 barras, 32 barras, 69 barras e 84 barras. O principal objetivo era encontrar a topologia desses sistemas que apresentasse as menores perdas ativas para um dado carregamento. Para alcançar esse objetivo, foi necessário determinar qual a melhor configuração das chaves seccionadoras, respeitando a condição de que todas as barras estejam conectadas ao sistema e que a radialidade da rede seja mantida. Para a realização dos testes, foi utilizado o software livre OpenDSS, ambiente em que foram implementados os sistemas elétricos e o software Python, ambiente em que foi implementada a parte de controle da rede.

No primeiro sistema, após a aplicação do algoritmo genético proposto, pode-se notar a eficiência de resolução do algoritmo, pois este foi capaz de encontrar uma solução factível para o problema que apresentava menores perdas que a topologia original. Baseado nos dados obtidos, percebe-se que a melhor configuração do sistema apresentava somente as chaves de número 7,8 e 16 abertas. Para esta solução, as perdas ativas na rede eram de 476 kW, ou seja, 1,66% do total da potência era dissipada nas linhas de transmissão do sistema. Após a reconfiguração do sistema houve uma redução 8,88% das perdas totais. Além disso, o nível de tensão em todas as barras estava acima de 0,93 pu, indicando que a tensão de atendimento estava adequada segundo a classificação da ANEEL.

No segundo sistema estudado, pode-se notar novamente o poder de resolução deste algoritmo, pois foi capaz de encontrar uma melhor topologia que apresentava menores perdas ativas. Assim, observou-se que a melhor configuração para o sistema de 32 barras apresentava as chaves de número 7, 9, 14, 32 e 37 abertas, enquanto todas as outras permaneceram fechadas. Para esta solução, as perdas presentes na rede eram de 167,9 kW, ou seja, 4,56% do total da potência era desperdiçada nos cabos do sistema. Após a mudança de topologia do sistema houve uma redução 22,05% das perdas totais. Além disso, o nível de tensão na maioria das barras apresentou um valor mais próximo do estabelecido pela ANEEL, conforme pode ser observado anteriormente.

No sistema de 69 barras, após a aplicação do método proposto, encontrou-se uma topologia em que as perdas ativas totais foram reduzidas, quando comparada com o sistema configurado inicialmente, ou seja, com as chaves de interconexão abertas. De acordo com os resultados coletados, a melhor topologia encontrada para este sistema possui as chaves de número 13, 21, 56, 64 e 70

abertas e o restante permaneceram fechadas. Para esta configuração, as perdas eram de 9,437 kW, ou seja, 0,85% da potência total é dissipada nos cabos deste sistema de distribuição. Após a reconfiguração do sistema de 69 barras houve uma redução 67,46% das perdas totais. Assim como nos outros sistemas, o nível de tensão nas barras também foi melhorado após a reconfiguração.

Por fim, após a reconfiguração do sistema de 84 barras, encontrou-se uma topologia em que as perdas ativas totais foram reduzidas, quando comparada com o sistema configurado inicialmente. De acordo com os resultados coletados, a melhor topologia encontrada para este sistema possui as chaves de número 7, 13, 34, 39, 42, 55, 62, 72, 83, 86, 89, 90 e 92 abertas e o restante permaneceram fechadas. Para esta configuração, as perdas eram de 497,8kW. Após a mudança de topologia do sistema de 84 barras houve uma redução 10,05% das perdas totais. Assim como nos outros sistemas, o nível de tensão nas barras também foi melhorado após a reconfiguração.

Ao longo deste trabalho foi possível verificar o poder de resolução do Algoritmo Genético aplicado ao problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica (RSDEE). Todos os resultados obtidos dos sistemas elétricos testados, foram satisfatórios. Esta afirmação é correta, pois o método de resolução proposto foi capaz de encontrar para todos os sistemas, uma melhor topologia que apresentava menores perdas totais, em relação a configuração inicial, mantendo a radialidade dos sistemas elétricos comprovando a eficiência do algoritmo genético utilizado.

7 Referências Bibliográficas

- [1] Michalewicz Z.: “Genetic Algorithms + Data Structures = Evolution Programs”, Artificial Intelligence, Springer, Berlin, 1996.
- [2] Kennedy, J; Eberhart, R.: “Particle Swarm Optimization”, Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks (ICNN’95), v. IV, pp.1942-1948, Perth, Australia, 1995.
- [3] EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20120104_3.pdf
- [4] Rossum G, Drake F.L. (eds): “Python Reference Manual, Python Labs, Virginia, USA, 2001”. Disponível em <http://www.python.org>.
- [5] EPRI, Electric Power Research Institute, REFERENCE GUIDE, “The Distribution System Simulator™”
- [6] Romero R, Mantovani J.R.S.: “Introdução a Metaheurísticas”, Universidade Estadual Paulista, UNESP – Campus Ilha Solteira, 2004.
- [7] Pereira, F. S. “Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Baseado no Comportamento de Colônias de Formigas” Dissertação (Doutor em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, USP – Universidade de São Paulo, São Carlos – SP, 2010.
- [8] De oliveira, L. M. “Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para minimização de perdas ativas totais via otimização por enxame de partículas (PSO)” (Monografia em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos, USP – Universidade de São Paulo, São Carlos – SP, 2012.
- [9] Guimarães, M. A. N. “Recinfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica utilizando algoritmos de Busca Tabu” Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, UNICAMP- Universidade Estadual de Campinas, Campinas – SP, 2005.
- [10] Lopes H, Rodrigues L.C, Steiner M.T.: Meta-Heurísticas em Pesquisa Operacional, 2013. Editora: omnipax
- [11] Miranda, V.; Fonseca, N. (2002). EPSO - evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems. Proceedings of the Asia Pacific Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Vol. 2, pp. 745-750
- [12] Shi Y. & Eberhart, C., A modified particle swarm optimizer. In: *Proceedings of the IEEE International conference on Evolutionary Computation*. Piscataway, USA: IEE Press, p. 69-73, 1998.
- [13] Dorigo, M. Stutzle, T., Ant Colony Optimization. Cambridge, USA: MIT Press, 2004.

- [14] Junior, C. F. “Reconfiguração de Alimentadores em Sistemas de Distribuição Usando uma Metaheurística e Espaço de Busca Reduzido” Dissertação (Mestre em Engenharia Elétrica), Unesp – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira – SP,2014
- [15] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional PRODIST - MÓDULO 8: Qualidade da Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica
- [16] Civanlar, S. et al. Distribution reconfiguration for losses reduction. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 3, no. 3, p. 1217-1223, Jul. 1998.
- [17] Baran, M. E.; WU, F.F. Network reconfiguration in distribution system for losses reduction and load balancing. IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 2, p. 1401-1407, Apr. 1989a.
- [18] H. D. Chiang and R. Jean-Jumeau, “Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No 3, pp.1568-1574, July 1990.
- [19] C. T. Su, “Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No 3, pp.1022-1027, July 2003.

APÊNDICE A - Dados dos Sistemas Testados

a. Sistema de 14 Barras

Tabela a.1: Dados do Sistema de 14 barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (pu)	Reatância do ramo (pu)	Carga Barra final (MW)	Carga Barra final (MVar)	Capacitor Barra Final (MVar)
1	1	2	0,075	0,1	2,0	1,6	0,0
2	2	3	0,08	0,11	3,0	1,5	1,1
3	2	4	0,09	0,18	2,0	0,8	1,2
4	4	5	0,04	0,04	1,5	1,2	0,0
5	1	6	0,11	0,11	4,0	2,7	0,0
6	6	7	0,08	0,11	5,0	3,0	1,2
7	6	8	0,11	0,11	1,0	0,9	0,0
8	7	9	0,11	0,11	0,6	0,1	0,6
9	7	10	0,08	0,11	4,5	2,0	3,7
10	1	11	0,11	0,11	1,0	0,9	0,0
11	11	12	0,09	0,12	1,0	0,7	1,8
12	11	13	0,08	0,11	1,0	0,9	0,0
13	13	14	0,04	0,04	2,1	1,0	1,8
14	3	9	0,04	0,04			
15	8	12	0,04	0,04			
16	5	14	0,09	0,12			

b. Sistema de 32 barras

Tabela b.1: Dados Sistema de 32 barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
1	1	2	0,0922	0,047	100	60
2	2	3	0,493	0,2511	90	40
3	3	4	0,366	0,1864	120	80
4	4	5	0,3811	0,1941	60	30
5	5	6	0,819	0,707	60	20
6	6	7	0,1872	0,6188	200	100
7	7	8	0,7114	0,2351	200	100
8	8	9	1,03	0,74	60	20
9	9	10	1,044	0,74	60	20
10	10	11	0,1966	0,065	45	30
11	11	12	0,3744	0,1238	60	35
12	12	13	1,468	1,155	60	35
13	13	14	0,5416	0,7129	120	80
14	14	15	0,591	0,526	60	10
15	15	16	0,7463	0,545	60	20
16	16	17	1,289	1,721	60	20
17	17	18	0,732	0,544	90	40
18	2	19	0,164	0,1565	90	40
19	19	20	1,5042	1,3554	90	40
20	20	21	0,4095	0,4784	90	40
21	21	22	0,7089	0,9373	90	40
22	3	23	0,4512	0,3083	90	50
23	23	24	0,898	0,7091	420	200
24	24	25	0,896	0,7011	420	200
25	6	26	0,203	0,1034	60	25
26	26	27	0,2842	0,1447	60	25
27	27	28	1,059	0,9337	60	20
28	28	29	0,8042	0,7006	120	70
29	29	30	0,5075	0,2585	200	600
30	30	31	0,9744	0,963	150	70
31	31	32	0,3105	0,3619	210	100
32	32	33	0,341	0,5301	60	40
33	8	21	2	2	-	-
34	9	15	2	2	-	-

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
35	12	22	2	2	-	-
36	18	33	0,5	0,5	-	-
37	25	29	0,5	0,5	-	-

c. Sistema de 69 barras

Tabela c.1: Dados sistema de 69 Barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
1	1	2	0,0005	0,0012	0,000	0,000
2	2	3	0,0005	0,0012	0,000	0,000
3	3	4	0,0000	0,0000	0,000	0,000
4	4	5	0,0015	0,0036	0,000	0,000
5	5	6	0,0251	0,0294	0,000	0,000
6	6	7	0,3660	0,1864	0,878	0,720
7	7	8	0,3811	0,1941	13,455	0,720
8	8	9	0,0922	0,0470	24,887	17,810
9	9	10	0,0493	0,0251	10,000	7,208
10	10	11	0,8190	0,2707	9,333	6,666
11	11	12	0,1872	0,0619	48,500	34,609
12	12	13	0,7114	0,2351	48,500	34,609
13	13	14	1,0300	0,3400	2,710	1,821
14	14	15	1,0440	0,3450	2,710	1,521
15	15	16	1,0580	0,3496	0,000	0,000
16	16	17	0,1966	0,0650	15,176	10,198
17	17	18	0,3744	0,1238	16,500	11,775
18	18	19	0,0047	0,0016	16,500	11,775
19	19	20	0,3276	0,1083	0,000	0,000
20	20	21	0,2106	0,0696	0,316	0,212
21	21	22	0,3416	0,1129	37,983	27,100
22	22	23	0,0140	0,0046	1,762	1,184
23	23	24	0,1591	0,0526	0,000	0,000
24	24	25	0,3463	0,1145	9,390	6,670
25	25	26	0,7488	0,2475	0,000	0,000
26	26	27	0,3089	0,1021	4,667	3,330
27	27	28	0,1732	0,0572	4,667	3,330
28	3	29	0,0044	0,0108	8,667	6,185
29	29	30	0,0640	0,1565	8,667	6,185
30	30	31	0,3978	0,1315	0,000	0,000
31	31	32	0,0702	0,0232	0,000	0,000
32	32	33	0,3510	0,1160	0,000	0,000
33	33	34	0,8390	0,2816	4,582	3,260
34	34	35	1,7080	0,5646	6,501	5,549
35	35	36	1,4740	0,4873	1,920	1,290

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
36	4	37	0,0044	0,0108	8,667	6,185
37	37	38	0,0640	0,1565	8,667	6,185
38	38	39	0,1053	0,1230	0,000	0,000
39	39	40	0,0304	0,0355	8,000	5,709
40	40	41	0,0018	0,0021	8,000	5,709
41	41	42	0,7283	0,8509	0,392	0,325
42	42	43	0,3100	0,3623	0,000	0,000
43	43	44	0,0410	0,0478	2,000	1,427
44	44	45	0,0092	0,0116	0,000	0,000
45	45	46	0,1089	0,1373	3,076	8,787
46	46	47	0,0009	0,0012	3,076	8,787
47	5	48	0,0034	0,0084	0,000	0,000
48	48	49	0,0851	0,2083	26,350	18,800
49	49	50	0,2898	0,7091	28,226	91,492
50	50	51	0,0822	0,2011	128,226	91,492
51	9	52	0,0928	0,0473	13,512	9,442
52	52	53	0,3319	0,1114	1,202	0,894
53	10	54	0,1740	0,0886	1,449	1,162
54	54	55	0,2030	0,1034	8,787	6,322
55	55	56	0,2842	0,1447	8,000	5,708
56	56	57	0,2813	0,1433	0,000	0,000
57	57	58	1,5900	0,5337	0,000	0,000
58	58	59	0,7837	0,2630	0,000	0,000
59	59	60	0,3042	0,1006	0,667	24,025
60	60	61	0,3861	0,1172	0,000	0,000
61	61	62	0,5075	0,2555	414,667	295,910
62	62	63	0,9740	0,0496	10,667	7,612
63	63	64	0,1450	0,0738	0,000	0,000
64	64	65	0,7105	0,3619	75,670	53,873
65	65	66	1,0410	0,5302	19,670	13,912
66	12	67	0,2012	0,0611	6,000	4,282
67	67	68	0,0047	0,0014	6,000	4,282
68	13	69	0,7394	0,2444	9,333	6,660
69	69	70	0,0047	0,0016	9,333	6,660
70	12	44	0,5000	0,5000	-	-
71	14	22	0,5000	0,5000	-	-
72	16	47	1,0000	1,0000	-	-
73	51	60	2,0000	2,0000	-	-
74	28	66	1,0000	1,0000	-	-

d. Sistema de 84 barras

Tabela d.1: Sistema de 84 barras

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
1	1	2	0,1944	0,6624	0	0
2	2	3	0,2096	0,4304	0	0
3	3	4	0,2358	0,4842	100	50
4	4	5	0,0917	0,1883	300	200
5	5	6	0,2096	0,4304	350	250
6	6	7	0,0393	0,0807	220	100
7	7	8	0,0405	0,1380	1100	800
8	8	9	0,1048	0,2152	400	320
9	8	10	0,2358	0,4842	300	200
10	8	11	0,1048	0,2152	300	230
11	1	12	0,0786	0,1614	300	260
12	12	13	0,3406	0,6944	0	0
13	13	14	0,0262	0,0538	1200	800
14	13	15	0,0786	0,1614	800	600
15	1	16	0,1134	0,3864	700	500
16	16	17	0,0524	0,1076	0	0
17	17	18	0,0524	0,1076	300	150
18	18	19	0,1572	0,3228	500	350
19	19	20	0,0393	0,0807	700	400
20	20	21	0,1703	0,3497	1200	1000
21	21	22	0,2358	0,4842	300	300
22	22	23	0,1572	0,3228	400	350
23	22	24	0,1965	0,4035	50	20
24	24	25	0,1310	0,2690	50	20
25	1	26	0,0567	0,1932	50	10
26	26	27	0,1048	0,2152	50	30
27	27	28	0,2489	0,5111	100	60
28	28	29	0,0486	0,1656	100	70
29	29	30	0,1310	0,2690	1800	1300
30	1	31	0,1965	0,3960	200	120
31	31	32	0,1310	0,2690	0	0
32	32	33	0,1310	0,2690	1800	1600
33	33	34	0,0262	0,0538	200	150
34	34	35	0,1703	0,3497	200	100
35	35	36	0,0524	0,1076	800	600
36	36	37	0,4978	1,0222	100	60

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
37	37	38	0,0393	0,0807	100	60
38	38	39	0,0393	0,0807	20	10
39	39	40	0,0786	0,1614	20	10
40	40	41	0,2096	0,4304	20	10
41	39	42	0,1965	0,4035	20	10
42	42	43	0,2096	0,4304	200	160
43	1	44	0,0486	0,1656	50	30
44	44	45	0,0393	0,0807	0	0
45	45	46	0,1310	0,2690	30	20
46	46	47	0,2358	0,4842	800	700
47	1	48	0,2430	0,8280	200	150
48	48	49	0,0655	0,1345	0	0
49	49	50	0,0655	0,1345	0	0
50	50	51	0,0393	0,0807	0	0
51	51	52	0,0786	0,1614	200	160
52	52	53	0,0393	0,0807	800	600
53	53	54	0,0786	0,1614	500	300
54	54	55	0,0524	0,1076	500	350
55	55	56	0,1310	0,2690	500	300
56	1	57	0,2268	0,7728	200	80
57	57	58	0,5371	1,1029	0	0
58	58	59	0,0524	0,1076	30	20
59	59	60	0,0405	0,1380	600	420
60	60	61	0,0393	0,0807	0	0
61	61	62	0,0262	0,0538	20	10
62	62	63	0,1048	0,2152	20	10
63	63	64	0,2358	0,4842	200	130
64	64	65	0,0243	0,0828	300	240
65	1	66	0,0486	0,1656	300	200
66	66	67	0,1703	0,3497	0	0
67	67	68	0,1215	0,4140	50	30
68	68	69	0,2187	0,7452	0	0
69	69	70	0,0486	0,1656	400	360
70	70	71	0,0729	0,2484	0	0
71	71	72	0,0567	0,1932	0	0
72	72	73	0,0262	0,0528	2000	1500
73	1	74	0,3240	1,1040	200	150
74	74	75	0,0324	0,1104	0	0

Ramo	De	Para	Resistência do ramo (Ω)	Reatância do ramo (Ω)	Carga Barra final (kW)	Carga Barra final (kVAr)
75	75	76	0,0567	0,1932	0	0
76	76	77	0,0486	0,1656	1200	950
77	1	78	0,2511	0,8556	300	180
78	78	79	0,1296	0,4416	0	0
79	79	80	0,0486	0,1656	400	360
80	80	81	0,1310	0,2640	2000	1300
81	81	82	0,1310	0,2640	200	140
82	82	83	0,0917	0,1883	500	360
83	83	84	0,3144	0,6456	100	30
84	6	56	0,1310	0,2690	400	360
85	8	61	0,1310	0,2690	-	-
86	12	44	0,1310	0,2690	-	-
87	13	73	0,3406	0,6994	-	-
88	14	77	0,4585	0,9415	-	-
89	15	19	0,5371	1,0824	-	-
90	17	27	0,0917	0,1883	-	-
91	21	84	0,0786	0,1614	-	-
92	29	33	0,0524	0,1076	-	-
93	30	40	0,0786	0,1614	-	-
94	35	47	0,0262	0,0538	-	-
95	41	43	0,1965	0,4035	-	-
96	54	65	0,0393	0,0807	-	-