

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**MINIMIZAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
ATRAVÉS DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA
CATARINA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA
ELÉTRICA**

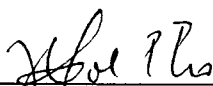
EDWARD GAUCHE

FLORIANÓPOLIS, 28 DE DEZEMBRO DE 1994


MINIMIZAÇÃO DE PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
ATRAVÉS DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES

EDWARD GAUCHE

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA, ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA (PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA), E APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS GRADUAÇÃO

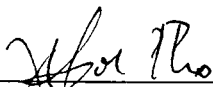


Prof. Jorge Coelho, D. Sc.
Orientador



Prof. Enio Valmor Kassick, Dr. Ing.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

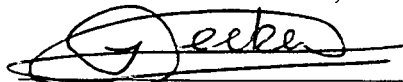
BANCA EXAMINADORA:



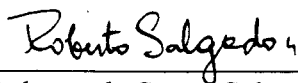
Prof. Jorge Coelho, D. Sc - Presidente



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph. D



Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc



Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph. D

AGRADECIMENTOS

A todos os meus professores, no sentido mais amplo da palavra, e em especial ao Prof. Jorge Coelho e a meus pais.

“Ó mar salgado, quanto do teu sal
São lágrimas de Portugal!
Por te cruzarmos, quantas mães choraram,
Quantos filhos em vão rezaram!
Quantas noivas ficaram por casar
Para que fosses nosso, ó mar!

Valeu a pena? Tudo vale a pena
Se a alma não é pequena.”

Fernando Pessoa

SUMÁRIO

RESUMO	vii
ABSTRACT	viii
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.2 Objetivo	3
1.3 Conteúdo	3
CAPÍTULO 2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
CAPÍTULO 3 - FLUXO DE CARGA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	9
3.1 Introdução	9
3.2 Equacionamento do Fluxo de Carga através do Método de Malhas	10
3.3 Algoritmo	14
3.4 Testes e Resultados	15
3.4.1 Resultados da Aplicação do Método de Fluxo de Carga Proposto ao Sistema1	16
3.4.2 Resultados da Aplicação do Método de Fluxo de Carga Proposto ao Sistema 2	19
3.5 Conclusões.....	26
CAPÍTULO 4 - MINIMIZAÇÃO DE PERDAS EM REDES RADIAIS	27
4.1 Introdução	27
4.2 Descrição do Método de Minimização de Perdas	29
4.3 Equacionamento do Método de Minimização de Perdas	30

4.3.1 Função Objetivo	30
4.3.2 Cálculo da Redução de Perdas	31
4.3.3 Escolha do Ramo a ser Aberto	34
4.3.4 Fluxograma	36
4.4 Testes e Resultados	36
4.4.1 Resultados da Aplicação da Método de Minimização de Perdas ao Sistema 1	37
4.4.1.1 Detalhamento dos Cálculos para a 1 ^a iteração	38
4.4.1.1.1 Cálculos para a Malha-1	39
4.4.1.1.2 Cálculos para a Malha-2	40
4.4.1.1.3 Determinação do Chaveamento Ótimo para o Sistema	42
4.4.2 Resultados da Aplicação do Método de Minimização de Perdas ao Sistema 2	46
4.4.3 Resultados da Aplicação do Método de Minimização de Perdas ao Sistema 3	51
4.5 Aplicações	56
4.6 Conclusões	57
CAPÍTULO 5 - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	59
5.1 Introdução	59
5.2 Metodologia CSTD (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição na Presença de Incertezas nos Dados)	62

5.2.1 Formulação	63
5.3 Testes	66
5.3.1 Resultados da aplicação da Metodologia ao Sistema 1	66
5.3.2 Resultados da aplicação da Metodologia ao Sistema 3.....	69
5.4 Conclusões	73
CAPÍTULO 6 - CONCLUSÕES FINAIS	74
BIBLIOGRAFIA	77

Resumo

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia de minimização de perdas resistivas em sistemas de distribuição, considerando restrições de sobrecarga, através da técnica de reconfiguração de redes.

Utilizou-se o método desenvolvido por Baran e Wu [1] com a melhoria de sua eficiência computacional obtida por Jasmon e Lee [2]. Com o intuito de aumentar ainda mais sua rapidez, um novo método de cálculo de fluxo de carga é adotado (método de análise de circuito por malhas) [3].

Após a reconfiguração do sistema, procede-se a análise comparativa dos índices de confiabilidade para os pontos de carga do sistema, antes e após a reconfiguração, com o objetivo de analisar a influência do processo de minimização de perdas nos índices de confiabilidade.

A metodologia pode ser aplicada em estudos de sistemas de distribuição tanto a nível de planejamento da expansão como a nível de planejamento da operação em sistemas de diferentes portes.

Testes foram feitos com diversos sistemas de distribuição radiais, reais e existentes na literatura, entre os quais, um sistema teste do Distribution Planning Working Group Report do IEEE.

Abstract

The objective of this work is to present a methodology of resistive losses minimization in distribution systems, considering overload restrictions through a network reconfiguration technique.

It uses the method developed by Baran & Wu [1] with the improvement of its computational efficiency obtained by Jasmon & Lee [2]. With the purpose of increasing speed a new load flow calculation method is adopted (loop circuit analysis method) [3].

After system reconfiguration, a comparative analysis of the reliability indices of the system load busses is made, before and after reconfiguration.

The methodology can be applied in expansion and operation planning distribution systems studies, including large systems.

Several radial distribution systems were tested, real and available in the literature, including an IEEE Distribution Planning Working Group Report system.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

O objetivo fundamental de um sistema elétrico é gerar, transmitir e distribuir energia elétrica aos consumidores, procurando minimizar os custos e maximizar os benefícios do sistema como um todo. Isto requer uma equipe competente não somente na parte técnica, mas também na consideração de aspectos sócio-econômicos, aspectos ecológicos e aspectos culturais dos povos a serem atingidos pelos projetos. Alguns desses fatores dificilmente podem ser quantificados monetariamente com exatidão. Na obtenção desse objetivo, considerando os inúmeros aspectos envolvidos, níveis aceitáveis de qualidade de serviço devem ser atingidos no atendimento das necessidades dos consumidores.

Tradicionalmente dedicou-se maior esforço aos estudos de geração e transmissão de energia elétrica devido ao maior montante de recursos financeiros envolvidos, em virtude da dimensão da obra, do tempo de execução (juros e demais encargos financeiros) e das necessidades de época. Este fato possibilitou a aquisição de importante “know-how” tecnológico ao país em usinas de geração hidroelétrica de grande porte e linhas de transmissão de grandes comprimentos.

Nos últimos anos, a distribuição vem merecendo crescente atenção por parte dos pesquisadores do setor elétrico, visto ser nesta parte do sistema onde ocorrem a maioria das falhas (influindo na qualidade de serviço) e a maior quantidade de perdas de potência ativa (influenciando nos custos).

Embora existam muitos estudos sobre sistemas de distribuição, um modelo geral de análise, sob o enfoque de expansão, custos operacionais (minimização de perdas), qualidade de serviço (confiabilidade) e segurança (sobretensões e sobrecorrentes), ainda não se encontra

consolidado. Um estudo da literatura existente (anais do CBA, SNPTEE, SEPOPE) mostra que poucos trabalhos têm sido feitos neste campo de pesquisa no Brasil, o que desperta o interesse em investigar esse tema. A razão para isso pode, possivelmente, estar no fato dos pesquisadores concentrarem-se mais no desenvolvimento de métodos que possam ser implementados na operação de sistemas, considerando-se as atuais condições de automação das concessionárias nacionais.

Com o crescente avanço dos recursos e técnicas computacionais e o aumento da automação no controle dos sistemas de distribuição dos países em desenvolvimento, torna-se viável a utilização de um modelo de minimização de perdas através de reconfiguração de redes calculado através de métodos computacionais.

Atualmente pode-se encontrar na literatura (IEEE Transactions, Electric Power System Research) técnicas de reconfiguração que, utilizando de regras heurísticas, conseguem ser eficientes computacionalmente na minimização das perdas elétricas do sistema. O emprego destas técnicas, com a implementação de restrições operacionais em tensão e corrente (sobrecarga), além dos benefícios de uma possível utilização “on-line” na operação do sistema, fornece critérios úteis tanto ao planejamento da operação como ao planejamento da expansão.

Um modelo como este pode auxiliar:

- na transferência de carga de um alimentador para outro;
- na definição de qual alimentador irá atender a futuros consumidores;
- para redistribuir carga sobre uma determinada região geográfica conforme ela muda de magnitude ao longo do horizonte de planejamento;
- para reconfigurar o sistema em virtude de uma mudança no nível de tensão primária do sistema;

- para reconfigurar o sistema em caso de emergência ou saída planejada.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de análise de sistemas de distribuição sob o enfoque da expansão do sistema minimizando suas perdas elétricas, considerando-se restrições operacionais e qualidade de serviço.

Um método “branch-exchange”, método de Baran modificado [2] é utilizado no processo de minimização de perdas de potência ativa em sistemas de distribuição. Um modelo de fluxo de carga baseado na análise de malhas de circuito [3] é utilizado durante o processo de minimização acima, detectando também possíveis violações em tensão e corrente (sobrecarga). Por último utiliza-se o programa CSTDI (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição sob Incertezas) desenvolvido em [4] na análise dos índices de confiabilidade do sistema reconfigurado.

1.3 Conteúdo

No Capítulo 2 apresenta-se uma revisão dos principais trabalhos publicados sobre minimização de perdas resistivas em sistemas de distribuição através de técnicas de reconfiguração de redes.

A metodologia de análise de circuito por malhas, utilizada na solução do fluxo de carga, é vista no Capítulo 3. Neste capítulo são apresentados exemplos com a aplicação deste fluxo de carga.

A descrição detalhada do Método de Baran Modificado, utilizado na reconfiguração de redes para minimização de perdas, é apresentada no Capítulo 4, a qual é parte fundamental deste trabalho. Os resultados da aplicação do modelo proposto para o planejamento de sistemas de distribuição em diversos sistemas são mostrados ainda no Capítulo 4.

No Capítulo 5, com o auxílio do programa CSTDI, analisam-se os índices de confiabilidade de sistemas reconfigurados no capítulo anterior.

Por sua vez, as conclusões finais, principais contribuições e sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 6.

Capítulo 2 - Revisão Bibliográfica

Civanlar et al. [5] em 1987, apresentaram uma solução computacional para a redução de perdas resistivas através da técnica de reconfiguração de redes. Uma fórmula simplificada foi obtida para calcular a redução nas perdas resultante da transferência de carga entre alimentadores.

Em 1989, Shirmohammadi e Hong [6] apresentaram um método de reconfiguração de redes no qual buscam obter o fluxo ótimo de uma rede de distribuição. Fluxo ótimo de uma rede neste contexto é o fluxo de carga nos ramos desta rede que causará mínima perda resistiva nas suas linhas.

Para estabelecer o fluxo ótimo da rede, o método da referência [6], inicia fechando todas as seccionadoras da rede, formando um sistema de distribuição malhado. Como as redes de distribuição são operadas radialmente, as malhas são abertas uma após a outra para manter a radialidade, de tal modo que o fluxo ótimo seja alterado pela mínima variação nas perdas (abrem-se primeiro as malhas que causarão menor redução nas perdas de potência ativa).

Uma óbvia limitação do método acima é que o fluxo ótimo é determinado para algumas malhas quando mais de uma malha existe na rede. Isto é, os valores de tensão e potência a serem usadas durante o processo de minimização são calculadas no sistema malhado que não representa um ponto de operação do sistema. Por isso a chave a ser aberta será selecionada apropriadamente no último passo da solução quando existe apenas uma malha na rede e a parte restante for radial. Em todos os outros passos, existirá um número de malhas na rede que não corresponde à condição de radialidade da operação atual (implicando num valor de redução de

perdas não exato). Por esta razão a configuração dos alimentadores obtida através deste método pode não ser a ótima, mas sim somente estar próxima da ótima.

Neste método, os autores determinam o fluxo ótimo nos ramos da malha resolvendo as equações oriundas das leis de Kirchhoff de tensão e corrente da rede, com as impedâncias das linhas substituídas apenas pelas componentes resistivas.

Neste mesmo ano Baran e Wu [1] apresentam uma alternativa à técnica apresentada acima. Para estabelecer o fluxo ótimo da rede, este método inicia formando arbitrariamente apenas uma malha na rede, tornando o sistema de distribuição malhado. Esta malha deverá ser aberta em algum ponto de modo a causar a maior redução de perdas, mantendo a radialidade do sistema. Calcula-se então, para este chaveamento, a possível redução resultante nas perdas de potência ativa.

Este procedimento é repetido com a configuração inicial para todas as possibilidades de chaveamento. Por fim a alteração a ser implementada será aquela que ocasionar a maior redução nas perdas dentre todas as máximas reduções de cada malha.

Esta modificação de fechar uma malha de cada vez traz uma considerável melhora na determinação do fluxo ótimo em comparação com a técnica desenvolvida em [6], visto que preserva as condições de operação (radialidade) durante todo o processo.

Os autores fazem uso de um novo conjunto de equações de fluxo de carga. Estas equações foram desenvolvidas especificamente para alimentadores de distribuição radiais na solução do problema de alocação de capacitores.

Em 1992, Goswami e Basu [7] apresentam um novo algoritmo de reconfiguração de alimentadores de distribuição para minimização de perdas. Como Baran e Wu, este método

também trabalha com uma malha de cada vez, para respeitar as condições de radialidade da operação dos sistemas de distribuição, na determinação do fluxo ótimo destes sistemas.

O algoritmo de reconfiguração de alimentadores inicia com a solução do fluxo de carga da rede radial. Uma seccionadora normalmente aberta é fechada para formar uma malha. A chave a ser fechada para formar uma malha será selecionada dependendo da tensão entre os terminais da chave ou arbitrariamente. Os autores desenvolveram três opções para determinar qual a configuração final ótima do sistema:

i) fechar a chave normalmente aberta através da qual a tensão entre os seus terminais é máxima (esperando que por causa da mais alta diferença de tensão este chaveamento causará a máxima redução nas perdas);

ii) fechar a chave normalmente aberta através da qual a tensão entre os seus terminais é mínima (esperando que por causa da mínima diferença de tensão a solução modificada será obtida mais rapidamente);

iii) selecionar a chave arbitrariamente uma após a outra.

Em todos os casos o problema converge para a mesma solução. O critério usado para selecionar a chave resulta somente em diferentes caminhos para chegar à solução final.

O fluxo de potência de uma rede radial é uma das partes de qualquer algoritmo de reconfiguração de alimentadores. Os autores adotaram um simples e flexível método de fluxo de carga, baseado na análise de malhas de circuito, para este propósito. O processo de solução deste fluxo é idêntico ao que foi utilizado nesta dissertação, diferindo apenas que a convergência é feita com as perdas totais da rede e não com as tensões nas barras. Esta escolha do fluxo de carga é destacada pelos autores como uma importante contribuição ao aumento da eficiência da técnica de minimização de perdas.

Jasmon e Lee em 1991 [2] apresentam uma modificação ao método proposto por Baran e Wu [1] que torna desnecessária a análise de todos os ramos de uma malha como candidatos ao chaveamento ótimo. Neste trabalho [2] também se analisa uma malha de cada vez, para preservar a radialidade do sistema, e se utiliza as leis de Kirchhoff na determinação do fluxo ótimo na malha. O fluxo de carga utilizado na rede radial é o desenvolvido por Baran e Wu.

A modificação sugerida por Jasmon e Lee neste trabalho refere-se à determinação do chaveamento ótimo na malha. Embora utilizem também as leis de Kirchhoff na determinação do fluxo ótimo da malha e substituam as impedâncias das linhas por suas componentes resistivas, os autores levam em consideração ainda que o fluxo de potência ativa é muito maior que o fluxo de potência reativa. Assim, através de uma técnica de otimização, só dois ramos necessitam ser analisados na determinação do fluxo ótimo da malha. Esta técnica de otimização faz com que não se precise mais analisar todos os ramos da malha na escolha de qual ramo virá a ser aberto, o que vinha sendo feito em todos os outros métodos, melhorando consideravelmente a eficiência da técnica.

Nesta dissertação é usada esta técnica desenvolvida por Jasmon e Lee [2] com a melhora na escolha do fluxo de carga [3,7], fornecendo a combinação que torna a técnica mais eficiente computacionalmente dentre as possibilidades apresentadas. Deve-se levar em conta que o método de fluxo de carga adotado por Baran e Wu, e depois por Jasmon e Lee, não se destinava somente ao processo de minimização das perdas de potência ativa em alimentadores de sistemas de distribuição, mas sim também a alocação de capacitores. Devido a este fato, este fluxo de carga [1-2] efetua cálculos desnecessários ao processo de minimização de perdas, influenciando em sua rapidez.

Capítulo 3 - Fluxo de Carga para Sistemas de Distribuição

3.1 Introdução

Nos últimos anos a automação dos sistemas de distribuição tem crescido consideravelmente. Durante esse tempo, o microcomputador passou a desempenhar um importante papel. Este fato tem levado à necessidade de desenvolvimento de eficientes programas computacionais, que possam ser implementados em microcomputadores, voltados a sistemas de distribuição.

A escolha de um método de solução de fluxo de carga é freqüentemente difícil. Ela requer uma cuidadosa análise comparativa das vantagens e desvantagens de cada método com respeito à capacidade de memória, velocidade computacional e características de convergência. As dificuldades surgem do fato de nenhum método possuir todas as melhores características de cada um dos demais métodos isoladamente.

Levando-se em conta o exposto acima, optou-se pela escolha do método de malhas apresentado em [3] para a solução do fluxo de carga de sistemas de distribuição, o qual apresenta uma atrativa combinação de características.

O método de Newton-Raphson, com sua característica de convergência quadrática, possui preferência em relação ao método de Gauss-Seidel que não converge em sistemas radiais com a formulação [Y] nodal. Por sua vez o método de Gauss-Seidel apresenta característica favorável de requisitos de memória em comparação com o de Newton-Raphson.

O método de malhas adotado [3] requer maior capacidade de memória do que o método de Gauss-Seidel {em virtude de armazenar as correntes nos nós de carga e as correntes nas

seções dos alimentadores (Imalha}}, mas apresenta característica de convergência comparável e um menor tempo de execução que o Newton-Raphson. Este método tem sido usado com ótimos resultados no problema de alocação de subestações em sistemas de distribuição de grande porte (acima de 1000 barras) [8].

O objetivo deste capítulo é apresentar o método das malhas de cálculo do fluxo de carga, utilizado no algoritmo de minimização de perdas proposto neste trabalho, visando realizar o planejamento de redes de distribuição.

Este método pode ser implementado eficientemente em microcomputadores de limitada capacidade de memória, sendo enfatizada a velocidade computacional visando possíveis aplicações em tempo real.

Este método de fluxo de carga é aplicável a qualquer sistema radial e pode fornecer as seguintes informações:

- há sobrecarga nos condutores ?;
- a tensão está adequada nas cargas de fim de linha ?;
- perdas nas linhas;
- performance do sistema para diferentes níveis de carga.

3.2 Equacionamento do Fluxo de Carga através do Método de Malhas

Na formulação do modelo são feitas as seguintes suposições:

- i) o sistema é trifásico equilibrado;

Nos sistemas de distribuição, as principais cargas são as indústrias e os edifícios residenciais, comerciais e do setor público. Para estas maiores cargas, o engenheiro responsável

pelo projeto elétrico procura fazer uma distribuição uniforme de carga nas três fases do sistema de fornecimento de energia elétrica. Esta mesma distribuição uniforme é procurada nas residências de ligação trifásica à rede no projeto elétrico. Nas cargas de ligação bifásica (onde a concessionária permite tais ligações) e ligação monofásica, a própria concessionária trata de conseguir um balanceamento entre as fases através do gerenciamento das novas ligações de consumidores à rede de energia. Esta distribuição uniforme de carga leva à economia tanto a nível de material elétrico nas instalações dos consumidores e concessionária, como a nível de estudos e operação do sistema de distribuição.

ii) o carregamento dos nós de carga é representado por sumidouro de potência constante.

Neste trabalho a utilização do fluxo de carga destina-se à auxiliar na reconfiguração da rede primária de distribuição com o objetivo de minimizar suas perdas elétricas. A carga é considerada concentrada nos transformadores de tensão primária para tensão secundária. Em virtude deste fato, em estudos de planejamento, costuma-se trabalhar com diferentes níveis de carregamento destes transformadores, justificando-se a utilização da suposição ii acima.

iii) as redes são radiais.

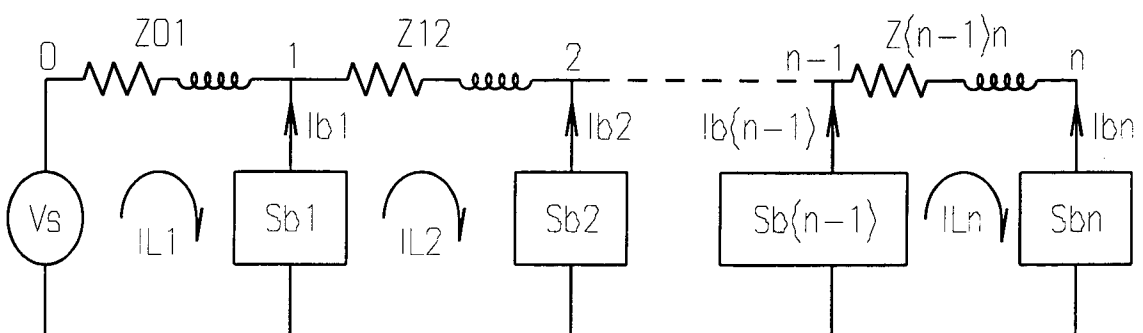


FIGURA 3.1 Representação Monofásica do Sistema

Em consequência da suposição i acima é utilizada a representação monofásica no equacionamento do modelo. Um típico diagrama com esta representação monofásica é mostrado na figura 3.1 .

A partir da figura 3.1, as seguintes equações podem ser obtidas para um sistema radial com N barras usando-se a teoria de circuitos elétricos.

A potência aparente do nó de carga é definida como:

$$S_{b_i} = -V_{b_i} \cdot I_{b_i} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.1)$$

onde: - o sinal negativo da equação deve-se ao fato de I_{b_i} ($i = 1, 2, \dots, n$) estar orientada do ponto de menor potencial para o ponto de maior potencial do nó de carga.

- i são os índices dos nós de carga;
- S_{b_i} é a potência aparente do nó de carga i ;
- V_{b_i} é a tensão do nó de carga i ;
- V_s é a tensão da fonte;
- I_{b_i} é a corrente do nó de carga i .

Aplicando-se a lei de Kirchhoff para as malhas obtém-se as quedas de tensão nas seções dos alimentadores de cada malha:

$$E_1 = V_S - V_1$$

$$E_i = V_{i-1} - V_i \quad i = 2, 3, \dots, n \quad (3.2)$$

Visto que E_i é também relacionada à impedância da linha e à corrente que flui através dela, um outro conjunto de equações equivalente pode ser obtido:

$$\begin{array}{ll}
 \text{malha1} & E_1 = Z_{01} \cdot I_L \\
 \text{malha2} & E_2 = Z_{12} \cdot I_{L2} \\
 \text{malha n} & E_n = Z_{(n-1)n} \cdot I_{Ln}
 \end{array} \tag{3.3}$$

onde:

I_{Li} é a corrente na seção do alimentador da malha i .

Aplicando-se a lei das correntes de Kirchhoff aos nós temos:

$$\begin{array}{ll}
 I_{Li} = -I_{b_i} + I_{L(i+1)} & i = 1, \dots, n-1 \\
 I_{Ln} = -I_{b_n} &
 \end{array} \tag{3.4}$$

Com os valores de todas as correntes de malha (correntes nos alimentadores) e o valor da tensão na subestação, calculando-se as quedas de tensão nos alimentadores da subestação até o fim da linha obtém-se todos os outros valores de tensão.

Deve-se observar que o método é iterativo. Inicia com uma estimativa inicial dos valores de tensão nos nós de carga e termina quando a diferença de todos os valores de tensão de duas iterações consecutivas é menor que a tolerância. Nada impede que o método inicie com uma estimativa, por exemplo, dos valores iniciais de corrente nas seções dos alimentadores e a convergência se faça a nível de perdas de potência ativa. Entretanto, como o método é iterativo e

sua convergência depende do ponto de partida, este procedimento não é recomendável por ser mais fácil a estimativa inicial de um conjunto de valores de tensão.

3.3 Algoritmo

A partir da formulação da seção anterior, a solução do fluxo de carga de sistemas de distribuição pode ser obtida através dos seguintes passos utilizando-se o método da relaxação:

- 1) leitura dos dados do sistema;
- 2) estimativa inicial da tensão em cada nó;
- 3) cálculo das correntes de nó através da Eq. (3.1);
- 4) cálculo das correntes de malha através da Eq. (3.4) usando substituição reversa (sentido da malha n para a malha 1);
- 5) cálculo das quedas de tensão usando a Eq. (3.3);
- 6) cálculo das novas tensões de nó através da Eq. (3.2) usando substituição direta (sentido da malha 1 para a malha n);
- 7) determinar as diferenças de tensão entre a iteração atual e a iteração anterior;
- 8) se a diferença de tensão calculada em \underline{I} para algum nó for maior que a tolerância retornar ao passo $\underline{3}$ com os novos valores de tensões, caso contrário calcular as informações necessárias à aplicação desejada (por exemplo, as perdas elétricas nas linhas) e imprimir os resultados.

Visando uma melhor visualização apresenta-se na Fig. 3.2 o fluxograma do algoritmo anterior.

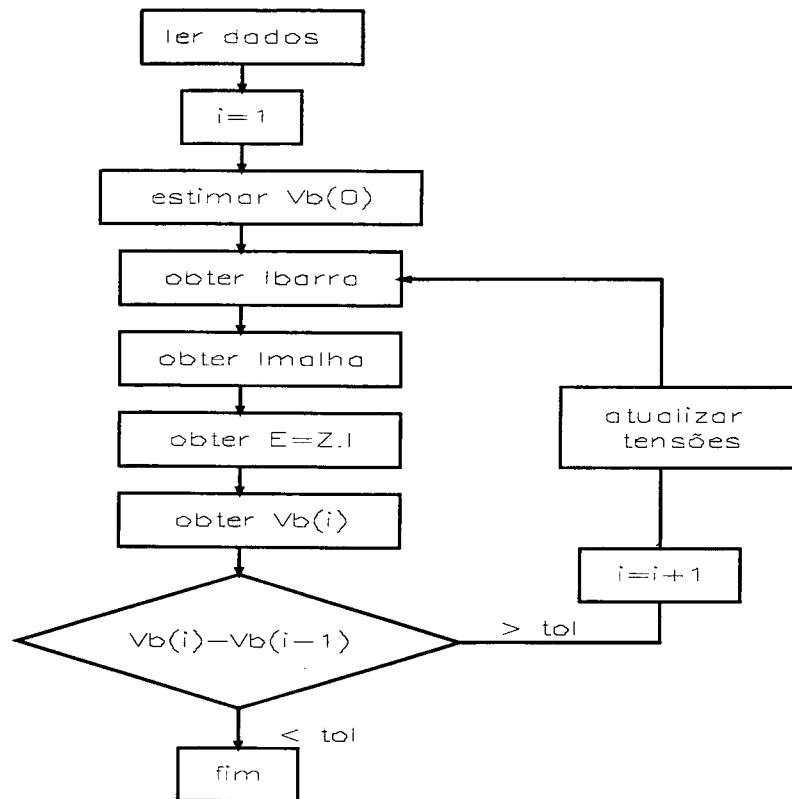


FIGURA 3.2 Fluxograma do Fluxo de Carga Método de Malhas

3.4 Testes e Resultados

Neste ítem são apresentados exemplos da aplicação do método de fluxo de carga implementado a vários sistemas testes. Como resultado, para cada sistema analisado, apresenta-se o perfil de tensão nos nós de carga, número de iterações e tempo computacional.

3.4.1 Resultados da Aplicação do Método de Fluxo de Carga Proposto ao Sistema 1

Como primeiro sistema utiliza-se o Sistema 1.a da figura 3.3. O Sistema 1.a é parte do sistema de distribuição da região metropolitana da Grande Florianópolis (Sistema Sul-Brasileiro). Este sistema possui uma subestação, 15 pontos de carga e nível de tensão de 13.8 kV. A carga total da configuração é 3636 kW e 1551 kVAR.

Os dados deste sistema (conexão dos nós, cargas e impedâncias das linhas) encontram-se na tabela 3.1 .

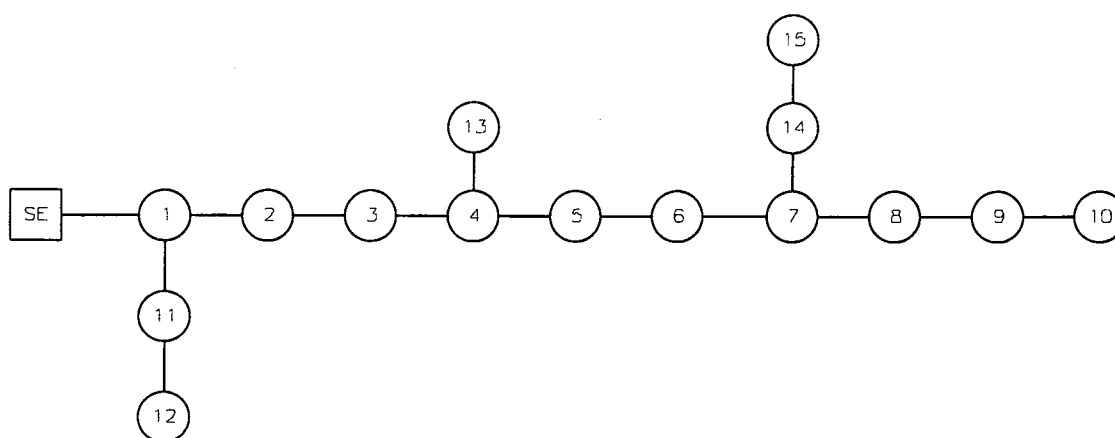


FIGURA 3.3 Alimentador pertencente ao Sist. de Distribuição da Grande Florianópolis - Sist. 1.a

Para este sistema, adota-se a tensão da subestação como sendo igual a 1.03 pu. Este valor foi escolhido visando obter um perfil de tensão adequado nos nós de carga. Obteve-se as tensões (em módulo) apresentadas na Fig. 3.4 nos nós de carga (todas as tensões dentro da faixa 1.05-0.95). Este exemplo utilizou 04 iterações para convergir e consumiu 0.016 s de tempo computacional num microcomputador 486 DX2-50Mhz.

TABELA 3.1 Dados do Sistema de Distribuição da Grande Florianópolis - Sistema 1.a

conexão dos nós		cargas		impedâncias	
ramo	início-fim	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
1	0-1	56.3	24.0	0.863	1.860
2	1-2	115.0	49.0	0.116	0.250
3	2-3	138.0	58.8	0.075	0.161
4	3-4	0.0	0.0	0.022	0.048
5	4-5	390.4	166.3	0.340	0.733
6	5-6	214.4	91.4	0.686	0.979
7	6-7	137.4	58.6	0.478	0.683
8	7-8	560.7	238.9	0.249	0.356
9	8-9	229.0	97.6	0.476	0.250
10	9-10	454.2	193.5	1.401	1.100
11	1-11	274.5	117.0	0.683	0.975
12	11-12	401.2	171.0	0.446	0.636
13	4-13	151.5	64.6	1.654	0.535
14	7-14	190.1	81.0	0.300	0.263
15	14-15	323.7	137.9	0.327	0.286

O Sistema 1.b cujos dados são mostrados na tabela 3.2 é idêntico ao Sistema 1.a com exceção dos valores das resistências de algumas linhas que foram multiplicados por cinco. Estes novos valores de resistências destinam-se a aumentar a relação entre o maior e o menor valor de resistência visando, verificar a viabilidade da aplicação deste algoritmo de solução do fluxo de carga em sistemas mal-condicionados. Deste modo, alguns alimentadores do novo circuito ficaram com valores da relação R/X bem acima (6 a 15 vezes) dos maiores valores encontrados na prática, como é o caso do trecho 4-13.

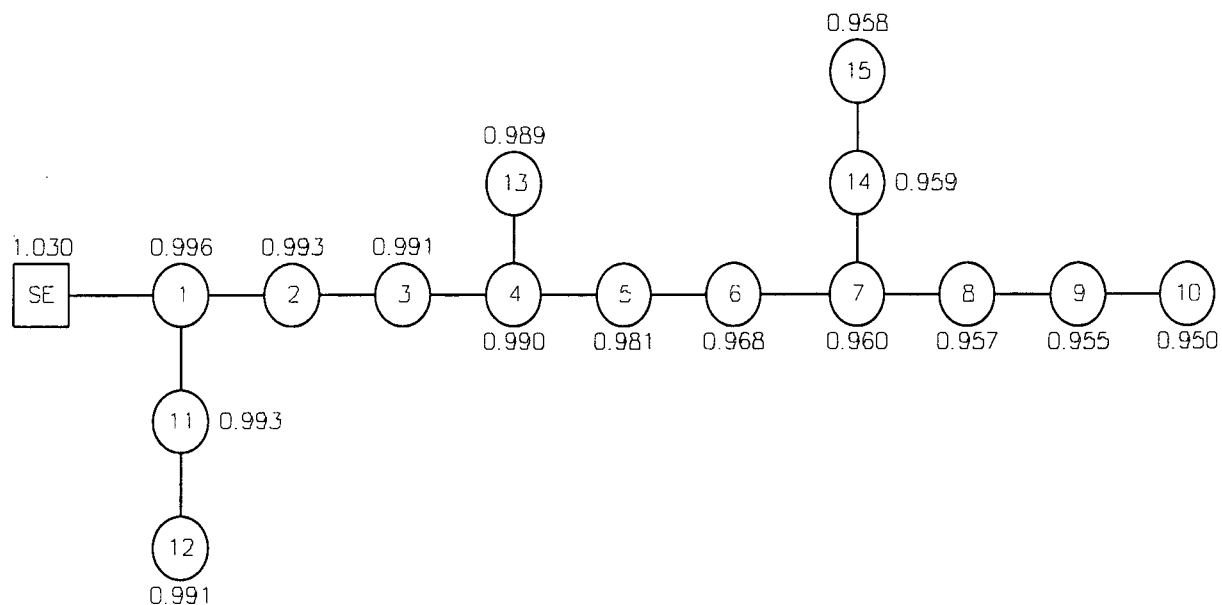


FIGURA 3.4 Tensões nos nós de carga do Sistema 1.a

TABELA 3.2 Dados do Sistema 1.b, com valores elevados de R/X

conexão dos nós		cargas		impedâncias	
ramo	início-fim	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
1	0-1	56.3	24.0	0.863	1.860
2	1-2	115.0	49.0	0.116	0.250
3	2-3	138.0	58.8	0.075	0.161
4	3-4	0.0	0.0	0.022	0.048
5	4-5	390.4	166.3	0.340	0.733
6	5-6	214.4	91.4	0.686	0.979
7	6-7	137.4	58.6	0.478	0.683
8	7-8	560.7	238.9	0.249	0.356
9	8-9	229.0	97.6	2.380	0.250
10	9-10	454.2	193.5	7.005	1.100
11	1-11	274.5	117.0	0.683	0.975
12	11-12	401.2	171.0	0.446	0.636
13	4-13	151.5	64.6	8.270	0.535
14	7-14	190.1	81.0	0.300	0.263
15	14-15	323.7	137.9	0.327	0.286

Para este sistema, adota-se a tensão da subestação igual a 1.05 pu. Este valor é maior do que o adotado no caso anterior pois se presume uma grande queda de tensão devido aos trechos dos alimentadores de elevados valores de resistência. Obteve-se as tensões (em módulo)

apresentadas na Fig. 3.5 nos nós de carga, todas dentro da faixa aceitável. O método utilizou 04 iterações para convergir (este valor do número de iterações é idêntico ao valor do sistema bem-condicionado) e consumiu 0.018s de tempo computacional no mesmo computador utilizado no caso anterior.

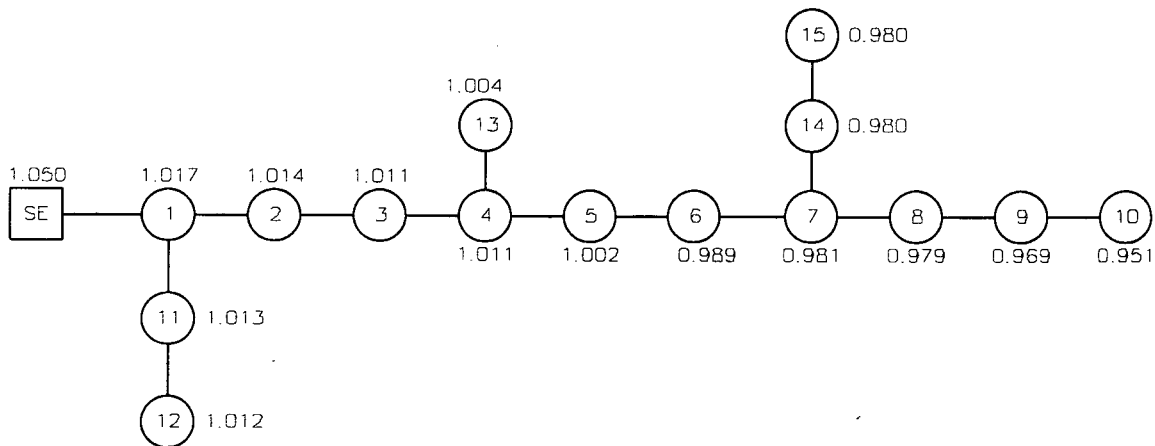


FIGURA 3.5 Tensões nos nós de carga do Sistema 1.b

3.4.2 Resultados da Aplicação do Método de Fluxo de Carga Proposto ao Sistema 2

O Sistema 2.a , apresentado na figura 3.6 (tabela 3.3), é o Sistema Teste utilizado nas referências [1-3]. Este sistema possui uma subestação, 32 pontos de carga e nível de tensão de 12.66 kV. A carga total para este sistema é 5084 kW e 2547 kVAR. Para este sistema adota-se, como no exemplo bem-condicionado do Sistema 1, a tensão da subestação como igual a 1.03 pu. Obteve-se as tensões nos nós de carga apresentadas na Figura 3.7. Pode-se verificar que algumas das tensões apresentam valores pouco inferiores a 0.95. Entretanto, com um pequeno aumento da tensão da subestação, facilmente pode-se colocar as tensões dos nós de carga dentro da faixa ideal.

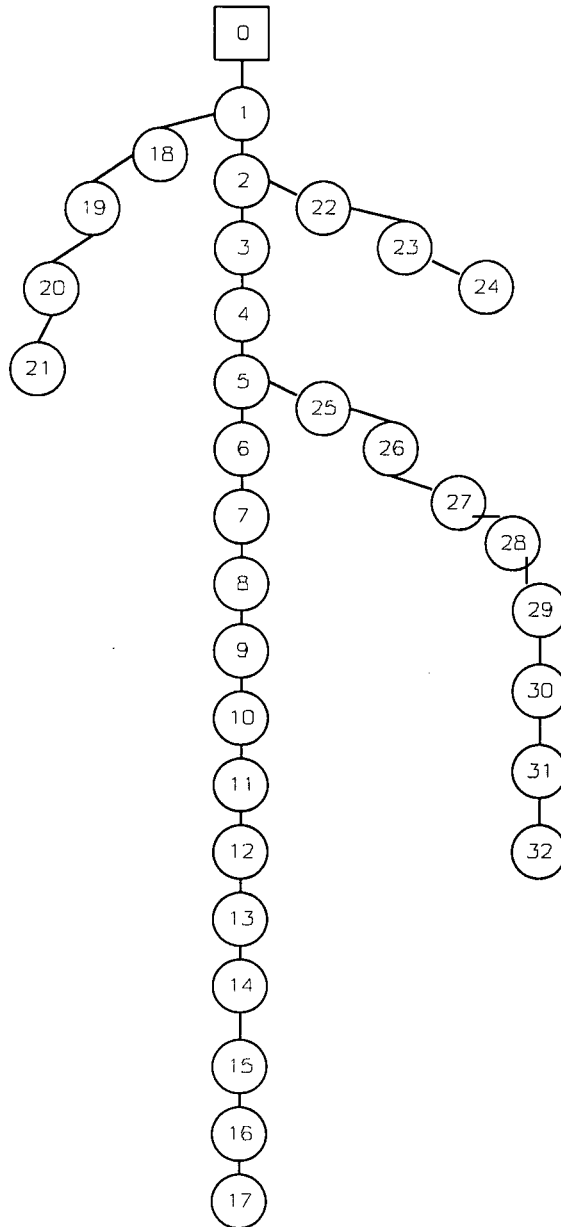


FIGURA3.6 Sistema teste utilizado por Baran - Sistema 2.a

O método utilizou 04 iterações e 0.027s de tempo de execução para convergir.

TABELA 3.3 Dados do Sistema teste utilizado por Baran - Sistema 2.a

conexão dos nós			cargas		impedâncias	
ramo	nó inicial	nó final	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
1	0	1	100	60	0.0922	0.0470
2	1	2	90	40	0.4930	0.2511
3	2	3	120	80	0.3660	0.1864
4	3	4	60	30	0.3811	0.1941
5	4	5	60	20	0.8190	0.7070
6	5	6	200	100	0.1872	0.6188
7	6	7	200	100	0.7114	0.2351
8	7	8	60	20	1.0300	0.7400
9	8	9	60	20	1.0440	0.7400
10	9	10	45	30	0.1966	0.0650
11	10	11	60	35	0.3744	0.1238
12	11	12	60	35	1.4680	1.1550
13	12	13	120	80	0.5416	0.7129
14	13	14	60	10	0.5910	0.5260
15	14	15	60	20	0.7463	0.5450
16	15	16	60	20	1.2890	1.7210
17	16	17	90	40	0.7320	0.5740
18	1	18	90	40	0.1640	0.1565
19	18	19	90	40	1.5042	1.3554
20	19	20	90	40	0.4095	0.4784
21	20	21	90	40	0.7089	0.9373
22	2	22	90	50	0.4512	0.3083
23	22	23	420	200	0.8980	0.7091
24	23	24	420	200	0.8960	0.7011
25	5	25	60	25	0.2030	0.1034
26	25	26	60	25	0.2842	0.1447
27	26	27	60	20	1.0590	0.9337
28	27	28	120	70	0.8042	0.7006
29	28	29	200	600	0.5075	0.2585
30	29	30	150	70	0.9744	0.9630
31	30	31	210	100	0.3105	0.3619
32	31	32	60	40	0.3410	0.5302

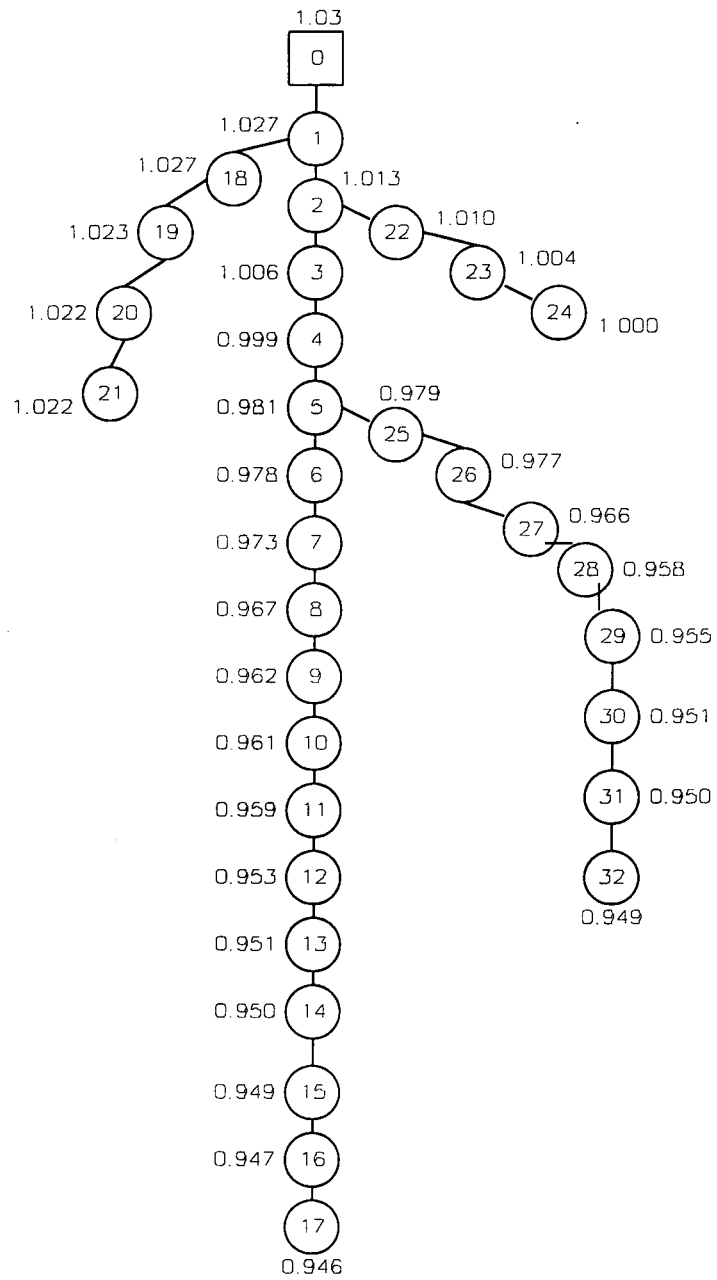


FIGURA 3.7 Tensões nos nós de carga do Sistema 2.a

TABELA 3.4 Dados do Sistema 2.b, com valores elevados de R/X

conexão dos nós			cargas		impedâncias	
ramo	nó inicial	nó final	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
1	0	1	100	60	0.0922	0.0470
2	1	2	90	40	0.4930	0.2511
3	2	3	120	80	0.3660	0.1864
4	3	4	60	30	0.3811	0.1941
5	4	5	60	20	0.8190	0.7070
6	5	6	200	100	0.1872	0.6188
7	6	7	200	100	0.7114	0.2351
8	7	8	60	20	1.0300	0.7400
9	8	9	60	20	1.0440	0.7400
10	9	10	45	30	0.1966	0.0650
11	10	11	60	35	1.8720	0.1238
12	11	12	60	35	1.4680	1.1550
13	12	13	120	80	0.5416	0.7129
14	13	14	60	10	2.9550	0.5260
15	14	15	60	20	0.7463	0.5450
16	15	16	60	20	1.2890	1.7210
17	16	17	90	40	0.7320	0.5740
18	1	18	90	40	0.1640	0.1565
19	18	19	90	40	1.5042	1.3554
20	19	20	90	40	0.4095	0.4784
21	20	21	90	40	0.7089	0.9373
22	2	22	90	50	0.4512	0.3083
23	22	23	420	200	4.4900	0.7091
24	23	24	420	200	0.8960	0.7011
25	5	25	60	25	0.2030	0.1034
26	25	26	60	25	1.4210	0.1447
27	26	27	60	20	1.0590	0.9337
28	27	28	120	70	0.8042	0.7006
29	28	29	200	600	0.5075	0.2585
30	29	30	150	70	4.8720	0.9630
31	30	31	210	100	0.3105	0.3619
32	31	32	60	40	0.3410	0.5302

O Sistema 2.b, cujos dados são mostrados na tabela 3.4, é idêntico ao Sistema 2.a com exceção dos valores de resistências de algumas linhas que também são multiplicados por cinco,

com a finalidade de ratificar a convergência do método de fluxo de carga adotado, em sistemas mal-condicionados.

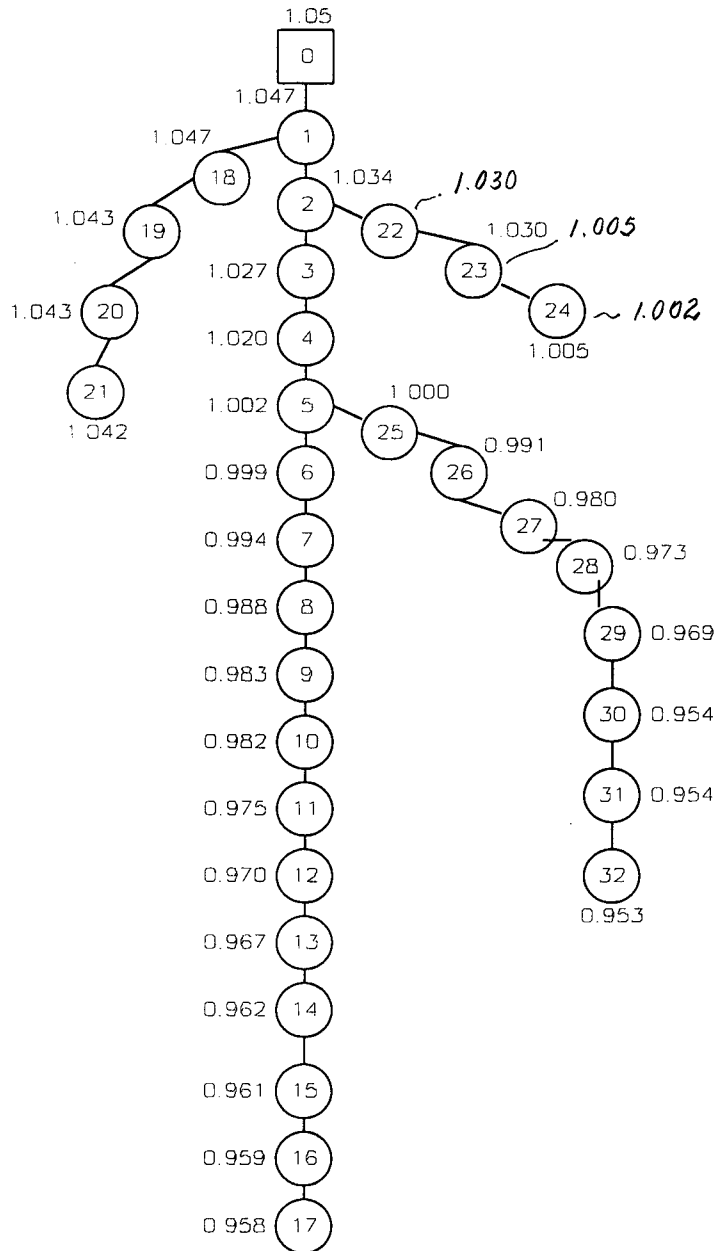


FIGURA 3.8 Tensões nos nós de carga do Sistema 2.b

Os valores de carregamento, a topologia, bem como todos os valores de reatância permanecem os mesmos para o Sistema 2.b.

Para este sistema, adota-se a tensão na subestação como 1.05 pu. Obtém-se as tensões em módulo nos nós de carga apresentadas na Fig. 3.8, com todos os valores dentro da faixa ideal. O método utilizou 04 iterações (novamente número de iterações igual ao do mesmo sistema bem-condicionado) e 0.032s de tempo de execução para convergir.

3.5 Conclusões

A aplicação deste método de solução do problema do fluxo de carga apresenta-se viável tanto a nível de tempo real quanto em estudos de planejamento, podendo ser utilizado em sistemas mal-condicionados.

Como aplicação em estudos de planejamento este método pode ser usado na solução do fluxo de carga em estudos de reconfiguração para manutenção, na solução do fluxo de carga na reconfiguração da rede para redistribuir carga ao longo do tempo, na reconfiguração em caso de mudança de tensão da subestação, em estudos de planejamento da operação, etc.

Em aplicações de tempo real pode ser usado no controle da operação, análise de sobretensões e sobrecorrente e despacho de emergência após uma contingência.

O presente método apresenta uma combinação atrativa de vantagens em relação aos métodos convencionais, incluindo o Newton-Raphson, em termos de convergência, velocidade, confiabilidade, simplicidade e requisitos de memória; sendo ainda fácil de programar.

É bastante robusto conforme pode-se observar nos sistemas testados, com relação R/X acima do pior caso encontrado na prática em sistemas de distribuição.

Com a automação dos sistemas de distribuição, métodos como este podem viabilizar a utilização do microcomputador no controle de tais sistemas. O que é um grande benefício considerando-se a facilidade de acesso ao uso de um microcomputador atualmente.

Uma análise comparativa deste método de fluxo de carga, em termos de resultados, à nível de convergência e tempo computacional em comparação aos métodos tradicionais (Gauss-Seidel e Newton-Raphson), para vários sistemas, pode ser encontrada em [3].

Capítulo 4 - Minimização de Perdas em Redes Radiais

4.1 Introdução

Condições anormais ocorrem diariamente na operação de sistemas de potência, devido a eventos programados (manutenção) ou eventos aleatórios (falha de equipamentos, variação inesperada de demanda, etc). Estes eventos levam o sistema para um estado de emergência no qual algumas magnitudes de tensão ou limites de carregamento dos condutores são violados. Um conjunto de ações deve ser executado, num tempo muito curto, para evitar um parcial ou total colapso no fornecimento de energia do sistema.

O operador deve exercer ações de ajuste tais como: alterar a geração de potência ativa e reativa, mudar a posição dos taps dos transformadores, chaveamento de capacitores ou reatores, chaveamento ou seccionalização de linhas de transmissão e, se necessário, desligar carga.

Embora a reconfiguração da rede seja um controle econômico capaz de solucionar os problemas de violação em tensão e corrente, esta técnica tem sido pouco utilizada. Nos casos em que foi usada, a estratégia de chaveamento é usualmente determinada pela experiência do operador.

Um experiente operador (familiarizado com as principais contingências e com o sistema) pode ser uma das mais importantes ferramentas para o bom desempenho deste sistema. Em muitos casos, um operador é capaz de executar difíceis tarefas num curto espaço de tempo. Entretanto, o operador pode não estar familiarizado com todas as possíveis configurações (contingências). Nestas condições o resultado que ele possa vir a conseguir pode não ser o mais recomendável. Como chaveamento não é uma prática comum na operação de sistemas de

potência, um operador pode não ter suficiente experiência para produzir uma estratégia de chaveamento apenas observando o diagrama do sistema e o seu atual ponto de operação.

Deste modo, achar a configuração ótima da rede, através da aplicação de chaveamentos em linhas para corrigir as violações, passa a ser um importante objetivo na operação de um sistema elétrico. O procedimento para gerar os possíveis chaveamentos não deve ser tão heurístico quanto é a experiência de um operador. Deve entretanto, ser um método geral, e mais importante, rápido e preciso.

A mudança da configuração através do chaveamento de linhas do sistema exclui o uso de modelos linearizados (a linha é ou não utilizada na configuração). Para obter uma solução eficiente, costuma-se separar a solução corretiva de chaveamento de linhas dos outros controles variáveis que necessitam ser representados por modelos linearizados.

Uma enumeração por exaustão (enumeração explícita) de todos os possíveis casos requeriria a simulação de 2^L (L é o número de linhas) chaveamentos para a escolha da alternativa de menor custo operacional. Na prática, entretanto, apenas um pequeno subconjunto das possíveis configurações necessita ser examinado, consistindo em um pequeno número de chaveamentos, os quais são os mais efetivos na solução das possíveis violações.

Chaves seccionadoras são usadas em sistemas de distribuição para proteção (isolando uma falta), para transferir carga entre alimentadores ou subestações, para possibilitar manutenções e na gerência da configuração. Um importante problema na gerência do sistema é a reconfiguração da rede conforme mudem suas condições de operação. Especialmente com a introdução da possibilidade de controle remoto dessas chaves, a gerência em tempo real da configuração passou a assumir um importante papel na automação da distribuição. No passado operar o sistema respeitando-se as suas restrições operacionais (limites de tensão e corrente) era uma solução

satisfatória. Com o advento da automação outros objetivos se apresentaram aos operadores. O problema de redução de perdas começou, deste modo, a receber crescente atenção.

A reconfiguração da rede para minimizar as perdas elétricas do sistema pode também ser usada em estudos de planejamento com uma interpretação diferente, para decidir através de quais alimentadores os novos consumidores serão atendidos.

O objetivo deste capítulo é apresentar o método de minimização de perdas elétricas, implementado neste trabalho para estudos de planejamento da operação e planejamento da expansão de sistemas de distribuição.

4.2 Descrição do Método de Minimização de Perdas

Este método é baseado no modelo desenvolvido por Baran e Wu [1], o qual através da simplificação adotada por Jasmon e Lee em [2], resultou ainda mais rápido na determinação da reconfiguração da rede que minimiza suas perdas elétricas. Isto se deve ao fato da simplificação sugerida em [2] tornar desnecessária a análise de todos os ramos de uma malha como candidatos ao chaveamento ótimo, como vinha sendo feito em [1].

A minimização de perdas em sistemas de distribuição pode ser atingida através da reconfiguração do sistema, pela mudança do estado de algumas chaves seccionadoras, como citado acima.

O esquema de solução desta técnica de minimização [1,2,7] inicia com uma rede malhada, obtida considerando-se todas as chaves fechadas. Um ramo deverá ser aberto para assegurar a radialidade do sistema para cada malha. O ramo a ser aberto para manter a radialidade do sistema será aquele que maximize a redução de perdas em sua malha [1,2,7].

Em cada iteração (configuração) a malha a ser alterada será aquela que possibilitar a maior redução de perdas para o sistema. O ramo aberto nesta malha passa a ser uma nova possibilidade de minimização nas iterações seguintes.

Se ao final de uma iteração o recurso escolhido a ser implementado causar sobrecarga em alguma parte do sistema, a possibilidade de mudança do seu estado é excluída e executa-se novamente a iteração sem o mesmo. Este recurso é introduzido novamente no conjunto de possibilidades de chaveamento no momento em que não causar mais sobrecarga.

4.3 Equacionamento do Método de Minimização de Perdas

4.3.1 Função Objetivo

Como primeira etapa do processo de minimização de perdas elétricas em sistemas de distribuição, necessita-se definir a função objetivo a ser utilizada durante a minimização.

A função objetivo a ser usada para minimizar as perdas elétricas RI^2 no sistema pode ser apresentada da seguinte forma:

$$\sum_i r_i \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \quad (4.1)$$

onde i são os ramos do sistema.

Considerando-se $V_i^2 \approx 1\text{pu}$, obtém-se:

$$\sum_i r_i (P_i^2 + Q_i^2) \quad (4.2)$$

Esta simplificação serve para facilitar o equacionamento do método, reduzindo a quantidade de cálculos necessários à obtenção da solução final, reduzindo significativamente o tempo computacional.

Com resultado da simplificação acima, em sistemas onde a maioria das tensões nos nós de carga são inferiores a 1 pu (fornecendo maior valor para o somatório da Eq. (4.1) do que para o somatório da Eq. (4.2)), tem-se um valor menor de redução de perdas com este método de minimização do que o realmente obtido na prática. Uma comparação entre a redução de perdas obtida através do método de minimização e a redução calculada através do método de fluxo de carga adotado fornece a diferença mencionada acima.

4.3.2 Cálculo da Redução de Perdas

Depois de definir a função objetivo do processo de minimização, necessita-se quantificar a redução de perdas a ser obtida através de um chaveamento qualquer no sistema.

Para isso, inicia-se considerando a mudança de estado da chave do ramo b (originalmente aberta) e da chave do ramo j (originalmente fechada) da Fig. 4.1.

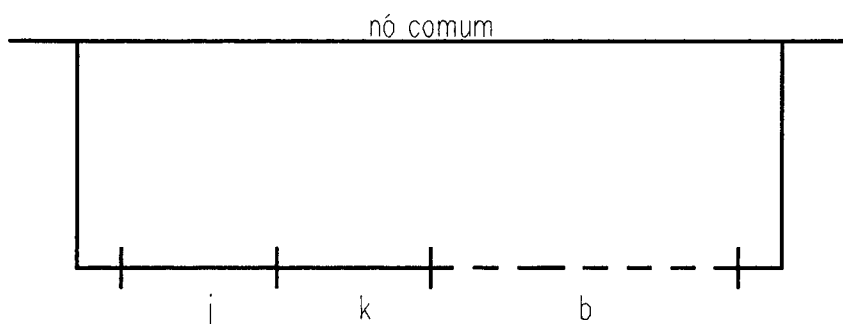


FIGURA 4.1 Malha de uma rede de distribuição antes do chaveamento

O fluxo nos ramos da malha da Fig. 4.1 irá mudar na quantia P_k, Q_k devido ao chaveamento nos ramos **b** e **j**. O lado da malha que contém o ramo **j** terá o fluxo diminuído de P_k, Q_k e o lado da malha que contém o ramo **b** terá o fluxo aumentado de P_k, Q_k para suprir as cargas das extremidades do ramo **k**.

$$\begin{aligned} P_i' &= P_i - P_k & Q_i' &= Q_i - Q_k & i &\in L \\ P_i' &= P_i + P_k & Q_i' &= Q_i + Q_k & i &\in R \end{aligned} \quad (4.3)$$

onde: L (left) é o lado da malha que terá diminuição no fluxo de potência ativa após o chaveamento e R (right) é o lado da malha que terá aumento no fluxo de potência ativa após o chaveamento.

Generalizando-se para o caso do chaveamento de dois ramos quaisquer desta malha, pode-se facilmente verificar que o fluxo na malha da Fig. 4.1 será mudado por P_m, Q_m (fluxo que passa no ramo escolhido a ser aberto - ramo **m**), isto é,

$$\begin{aligned} P_i' &= P_i - P_m & Q_i' &= Q_i - Q_m & i &\in L \\ P_i' &= P_i + P_m & Q_i' &= Q_i + Q_m & i &\in R \end{aligned} \quad (4.4)$$

Agora pode-se calcular a redução das perdas de potência ativa devido a mudança de estado da chave do ramo **b** (originalmente aberta) e da chave do ramo **m** (originalmente fechada), como segue. Pela equação (4.2), as perdas iniciais no lado L da malha (RP_L) e no lado R da malha (RP_R) são:

$$\begin{aligned}
 RP_L &\approx \sum_{i \in L} r_i (P_i^2 + Q_i^2) \\
 RP_R &\approx \sum_{i \in R} r_i (P_i^2 + Q_i^2)
 \end{aligned} \tag{4.5}$$

Estes termos são novamente calculados após o chaveamento com os novos dados do fluxo de carga adotado [3]. Denominaremos estes novos termos de RP'_L, RP'_R .

$$\begin{aligned}
 RP'_L &\approx \sum_{i \in L} r_i [(P_i - P_m)^2 + (Q_i - Q_m)^2] \\
 RP'_R &\approx \sum_{i \in R} r_i [(P_i + P_m)^2 + (Q_i + Q_m)^2]
 \end{aligned}$$

Então a redução de perdas ΔRP_{bm} devido ao chaveamento nas chaves dos ramos b e m será:

$$\Delta RP_{bm} = \Delta RP_L + \Delta RP_R = (RP_L - RP'_L) + (RP_R - RP'_R) \tag{4.6}$$

Substituindo a equação (4.5) na equação (4.6) e rearranjando os termos obtém-se:

$$\begin{aligned}
 \Delta RP_{bm} &= \sum_{i \in L} r_i (P_i^2 + Q_i^2) - \sum_{i \in L} r_i (P_i^2 - 2P_i P_m + P_m^2 + Q_i^2 - 2Q_i Q_m + Q_m^2) \\
 &\quad + \sum_{i \in R} r_i (P_i^2 + Q_i^2) - \sum_{i \in R} r_i (P_i^2 + 2P_i P_m + P_m^2 + Q_i^2 + 2Q_i Q_m + Q_m^2)
 \end{aligned}$$

$$\Delta RP_{bm} = 2Pm\left(\sum_{i \in L} r_i P_i - \sum_{i \in R} r_i P_i\right) + 2Qm\left(\sum_{i \in L} r_i Q_i - \sum_{i \in R} r_i Q_i\right) - (Pm^2 + Qm^2)\left[\sum_{i \in R \cup L} r_i\right] \quad (4.7)$$

A equação 4.7 fornece a redução nas perdas de potência ativa devido ao chaveamento nos ramos **b** e **m**.

4.3.3 Escolha do Ramo a ser Aberto

Necessita-se agora determinar o ramo, que ao ser aberto na malha, possibilite a maior redução nas perdas de potência ativa.

Considerando-se as partes ativa e reativa da equação (4.7) separadamente, chega-se à equação (4.8):

$$\Delta RP_{bm} = f(Pm) + f(Qm) \quad (4.8)$$

onde, da equação (4.7) obtém-se:

$$\begin{aligned} f(Pm) &= 2Pm(\sum r_l P_l - \sum r_r P_r) - r_{loop} \cdot Pm^2 \\ f(Qm) &= 2Qm(\sum r_l Q_l - \sum r_r Q_r) - r_{loop} \cdot Qm^2 \end{aligned} \quad (4.9)$$

onde: r_{loop} é a soma das resistências de todos os ramos que compõem a malha.

$$\sum r_l P_l = \sum_{i \in L} r_i P_i \quad \sum r_r P_r = \sum_{i \in R} r_i P_i$$

Como o fluxo de potência ativa P em qualquer ramo é muito maior que o fluxo de potência reativa Q ($P \gg Q$), $f(P_m)$ é a função dominante em ΔRP_{bm} . Desta forma, analisando-se somente $f(P_m)$ determina-se qual ramo deverá ser aberto quando um ramo é fechado em uma determinada malha.

O valor de P_m que maximiza $f(P_m)$ e que portanto maximiza ΔRP_{bm} , pode ser obtido ao se diferenciar $f(P_m)$:

$$\partial(f(P_m)) / \partial(P_m) = 2(\sum r_l P_l - \sum r_r P_r) - 2r_{loop} \cdot P_m \quad (4.10)$$

Igualando-se o segundo membro da equação (4.10) a zero obtém-se o valor de P_m na equação (4.11). Este valor é o ponto de máximo da função devido ao fato da segunda derivada da equação (4.10), que é igual a $-2r_{loop}$, ser negativa.

$$P_{m, \max} = (\sum r_l P_l - \sum r_r P_r) / r_{loop} \quad (4.11)$$

O valor obtido através da equação (4.11) deve ser locado entre 2 ramos, cujos fluxos de potência ativa sejam imediatamente inferior e superior a este valor de potência ativa, no lado de mais baixa tensão da malha. Esta é a parte heurística do método, que consiste em transferir carga do lado de mais baixa tensão da malha para o lado de mais alta tensão, reduzindo as perdas [2]. Estes dois ramos são os candidatos ao chaveamento na malha. Adota-se o chaveamento da chave no ramo, dentre esses dois, que causar a maior redução nas perdas de potência ativa (maior valor positivo da equação (4.7)).

Se $P_{m,max}$ não puder ser locado entre estes 2 ramos n e $n-1$, onde $P_{n-1} < P_{m,max} < P_n$, então a única possibilidade para uma redução de perdas é o ramo nominal (visto ser este o ramo que possui um fluxo de potência ativa mais próximo do ótimo e todos os demais possuírem em valor de fluxo superior ao fluxo do ramo nominal). Ramo nominal é o primeiro ramo adjacente ao ramo aberto no lado de mais baixa tensão da malha. Isto deve-se ao fato do ramo nominal ser o ramo de menor potência ativa do lado de baixa tensão da malha e ser superior ao valor de $P_{m,máx}$.

Se a redução de perdas devido ao ramo nominal for negativa, significa que a malha já foi otimizada e nenhum chaveamento pode ser implementado para produzir uma redução positiva de perdas (efetiva redução).

4.3.4 Fluxograma

Inicialização

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

Calcule $P_{i,máx}$

Encontre $n-1$ e n tal que $P_{n-1} < P_{i,max} < P_n$

Calcule ΔRP_i para o chaveamento em $n-1$ e n e adote a maior redução

Fim-Para

Execute o chaveamento na malha que apresentar a maior redução nas perdas

Enquanto algum $\Delta RP > 0$ repita o processo

4.4 Testes e Resultados

Com o objetivo de observar o desempenho do método de minimização de perdas através de reconfiguração de rede implementado neste trabalho, procede-se à execução do algoritmo para vários sistemas testes. Nestes exemplos considera-se a carga concentrada nos nós de carga em virtude de se tratar somente com a rede primária. Estas cargas são principalmente pequenos consumidores considerados concentrados nos transformadores de tensão primária para tensão secundária e algumas cargas alimentadas em tensão primária.

4.4.1 Resultados da Aplicação do Método de Minimização de Perdas ao Sistema 1

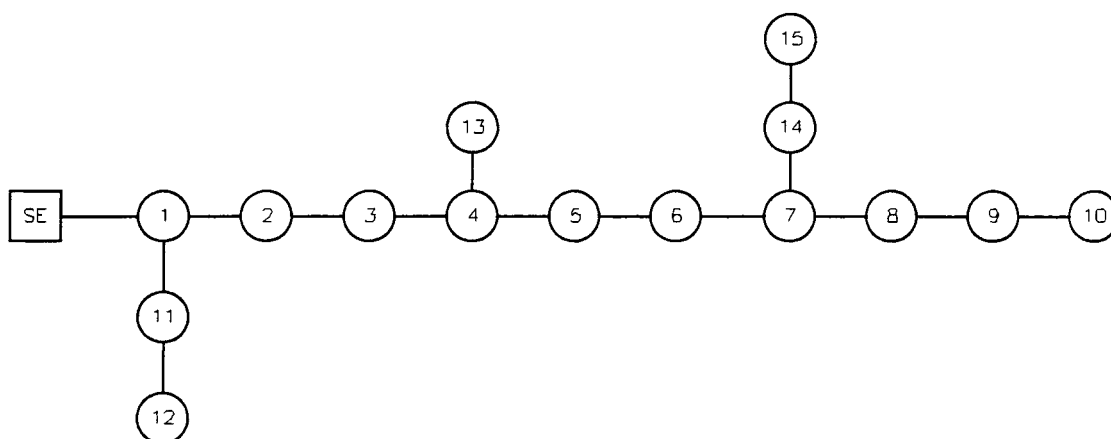


FIGURA 4.2 Alimentador pertencente ao Sist. de Distribuição da Grande Florianópolis - Sist. 1

O Sistema 1 (Fig. 4.2) é parte do Sistema de Distribuição da Região Metropolitana da Grande Florianópolis (Sistema Sul-Brasileiro), sendo seus dados fornecidos pela concessionária. Este sistema possui uma subestação, 15 pontos de carga e nível de tensão de 13.8 kV. Duas alternativas de expansão são propostas no exemplo. A carga total para a configuração base é 3636 kW e 1551 kVAR.

O número de alternativas de expansão e seu posicionamento no sistema ficam a critério do usuário do algoritmo, sendo parte do seu conjunto de dados de entrada.

Os dados do sistema (conexão dos nós, cargas e impedâncias) já foram apresentados na tabela 3.1. Os dados das alternativas de expansão propostas no exemplo encontram-se na tabela 4.1 .

TABELA 4.1 Dados das Alternativas de Expansão do Sistema 1

conexão dos nós		cargas		impedâncias	
ramo	início-fim	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
16	5-10	--	--	3.500	2.500
17	13-15	--	--	2.500	1.500

4.4.1.1 Detalhamento dos Cálculos para a 1ª iteração

A seguir são apresentados os cálculos executados na primeira iteração do processo de minimização de perdas para o Sistema 1. Como para este sistema são propostas duas alternativas de expansão, surgem duas possíveis malhas no sistema. Para cada uma destas duas malhas determina-se o chaveamento ótimo a nível de perdas, adotando-se na reconfiguração do sistema, para a próxima iteração, o chaveamento na malha que causar a maior redução.

Denomina-se de malha 1, a malha formada a partir da alternativa de expansão 5-10 e de malha 2, a malha formada a partir da alternativa de expansão 13-15. Para estas duas malhas, como primeiro passo, necessita-se determinar o valor de potência ativa que maximiza a redução de perdas na malha. Este valor é obtido a partir da equação (4.11), reescrita abaixo.

$$P_{m, \max} = (\sum r_l P_l - \sum r_r P_r) / r_{loop}$$

A partir dos valores de potência ativa obtidos através da eq. (4.11), determina-se a redução de perdas para os dois ramos, cujos fluxos de potência ativa encontram-se imediatamente acima e abaixo desse valor. O ramo que apresentar a maior redução é o ramo a ser aberto na malha. O valor da redução de perdas para cada ramo é obtido a partir da equação (4.7), reescrita abaixo.

$$\Delta RP_{bm} = 2Pm \left(\sum_{i \in L} r_i P_i - \sum_{i \in R} r_i P_i \right) + 2Qm \left(\sum_{i \in L} r_i Q_i - \sum_{i \in R} r_i Q_i \right) - (Pm^2 + Qm^2) \left[\sum_{i \in R \cup L} r_i \right]$$

Na equação (4.7) o índice b representa o ramo da chave a ser fechada e o índice m o ramo da chave a ser aberta. De posse da máxima redução de perdas em cada malha, reconfigura-se o sistema através do chaveamento ótimo (dentre todas as malhas) para a nova iteração.

4.4.1.1.1 Cálculos para a Malha-1

Como base do sistema adotaram-se os seguintes valores:

$$V_{base} = 13,8 \text{ kV e } S_{base} = 1 \text{ MVA}$$

Para a malha-1 formada a partir da alternativa de expansão 5-10 temos apenas o lado da malha composto pelos ramos 6, 7, 8, 9 e 10. Como o chaveamento tem que ocorrer neste lado da malha, este será o lado a ter redução no fluxo de potência ativa. Sendo, por definição, o lado esquerdo da malha (lado L).

TABELA 4.2 Lado L da Malha-1

ramos	r(pu)	P(pu)	Q(pu)	rP(pu)	rQ(pu)
6	0.0036022	2.109	0.900	0.0075970	0.0032420
7	0.0025100	1.895	0.809	0.0047565	0.0020306
8	0.0013075	1.244	0.531	0.0016265	0.00069428
9	0.0024995	0.683	0.292	0.0017072	0.00072985
10	0.0073566	0.454	0.194	0.0033399	0.0014272
Σ	0.017276	-	-	0.019027	0.0081239

O valor rloop é obtido somando-se todas as resistências da malha. Logo, será o valor do somatório das resistências da tabela 4.2 acima, mais o valor da resistência da alternativa de expansão (em pu).

$$r_{loop} = 0.017276 + 0.018378 = 0.035654 \text{ pu}$$

$$P_{m\acute{a}x} = (0.019027 - 0) / 0.035654 = 0.53366 \text{ pu}$$

O valor de $P_{m\acute{a}x}$ que maximiza a redução de perdas de potência ativa, para esta malha (0.533 pu), encontra-se entre os valores de potência ativa dos ramos 9 (0.683 pu) e 10 (0.454 pu), conforme observa-se na tabela 4.2 . Necessita-se então, utilizando-se a equação (4.7), determinar a redução de perdas para estes dois ramos. Estas reduções são:

$$\Delta RP_{16-9} = 11.0629 \text{ kW}$$

$$\Delta RP_{16-10} = 11.7378 \text{ kW}$$

Destes dois valores de redução de perdas, conclui-se que o chaveamento ótimo, nesta malha, é o chaveamento entre os ramos 16 - 10.

4.4.1.1.2 Cálculos para a Malha-2

Nesta malha, formada a partir da alternativa de expansão 13-15, temos dois lados. O lado onde ocorrerá o chaveamento será o lado pertencente à extremidade, da alternativa de expansão, de mais baixa tensão. Logo, o lado esquerdo será o lado que contém o nó 15.

Lado esquerdo = ramos 5, 6, 7, 14 e 15.

Lado direito = ramo 13.

TABELA 4.3 Lado L da Malha-2

ramos	r(pu)	P(pu)	Q(pu)	rP(pu)	rQ(pu)
5	0.0017853	2.499	1.066	0.0044615	0.0019031
6	0.0036022	2.109	0.900	0.0075970	0.0032420
7	0.0025100	1.895	0.809	0.0047565	0.0020306
14	0.0015753	0.514	0.219	0.00080970	0.00034499
15	0.0017171	0.324	0.138	0.00055634	0.00023696
Σ	0.011190	-	-	0.018181	0.0077577

TABELA 4.4 Lado R da Malha-2

ramos	r(pu)	P(pu)	Q(pu)	rP(pu)	rQ(pu)
13	0.0086852	0.152	0.065	0.0013202	0.00056454
Σ	0.0086852	-	-	0.0013202	0.00056454

$$r_{loop} = 0.011190 + 0.0086852 + 0.013127 = 0.033002 \text{ pu}$$

$$P_{m\acute{a}x} = (0.018181 - 0.0013202) / 0.033202 = 0.50782 \text{ pu}$$

O valor de $P_{m\acute{a}x}$ que maximiza a redução de perdas de potência ativa, para esta malha, encontra-se entre os valores de potência ativa dos ramos 14 e 15, conforme observa-se na tabela 4.3 . Necessita-se então, utilizando-se a equação (4.7), determinar a redução de perdas para estes dois ramos. Estas reduos são:

$$\Delta RP_{17-14} = 10.1816 \text{ kW}$$

$$\Delta RP_{17-15} = 8.8182 \text{ kW}$$

Destes dois valores de redução de perdas, conclui-se que o chaveamento ótimo, nesta malha,  o chaveamento entre os ramos 17 - 14.

4.4.1.1.3 Determinação do Chaveamento Ótimo para o Sistema

Nesta etapa, deve-se comparar todas as maiores reduções de perdas para cada malha. Neste exemplo, a maior redução na Malha-1 é a redução devido ao chaveamento 16-10 (11.74 kW) e a maior redução na Malha-2 é a redução devido ao chaveamento 17-14 (10.18 kW). Portanto, reconfigura-se a rede adotando-se o chaveamento 17-14 na Malha-2. Esta nova configuração passa a ser a configuração inicial da próxima iteração. Procede-se desta maneira até não existir mais nenhuma possibilidade de redução de perdas (critério de convergência). Resultados da execução do algoritmo para determinar o ramo ótimo a ser removido em cada iteração podem ser observados na tabela 4.5 (adotaram-se os chaveamentos nas chaves dos ramos 16-10 e ramos 17-14). Na tabela 4.6 são apresentados os dados de carregamento dos alimentadores e a capacidade de corrente máxima de cada alimentador. Na tabela 4.7 são apresentados os perfis de tensão para as configurações inicial e final do sistema.

TABELA 4.5 Resultados

ramo fechado	ramo aberto	redução nas perdas (kW)
1 ^a iteração		
16	10	11.74
17	14	10.18
modificação implementada: 16-10		
2 ^a iteração		
10	9	-0.67
17	14	6.81
modificação implementada: 17-14		
3 ^a iteração		
10	9	-2.38
14	7	-39.84
perdas minimizadas		

Como todas as possibilidades de chaveamento seguintes levariam ao aumento nas perdas (valores negativos de redução de perdas na 3ª iteração da tabela 4.5 acima), na 2ª iteração o sistema encontra-se otimizado e mais nenhuma reconfiguração é executada.

Observa-se na tabela 4.6 (figura 4.3) que, durante as iterações, a grande maioria das correntes nos ramos decresce de valor, aliviando o carregamento dos condutores. Não se constata também nenhuma violação das capacidades máximas de corrente nos alimentadores.

TABELA 4.6 Carregamento dos Condutores do Sistema 1

correntes (A)				
ramo	corrente máx	1ª iteração	2ª iteração	3ª iteração
1	510	298	298	298
2	510	239	239	239
3	510	230	230	230
4	510	219	219	219
5	510	207	207	164
6	340	175	137	95
7	340	158	120	77
8	340	104	66	66
9	170	57	19	19
10	165	38	--	--
11	340	54	54	54
12	340	32	32	32
13	125	12	12	55
14	230	43	43	--
15	230	27	27	16
16	209	--	38	38
17	209	--	--	43

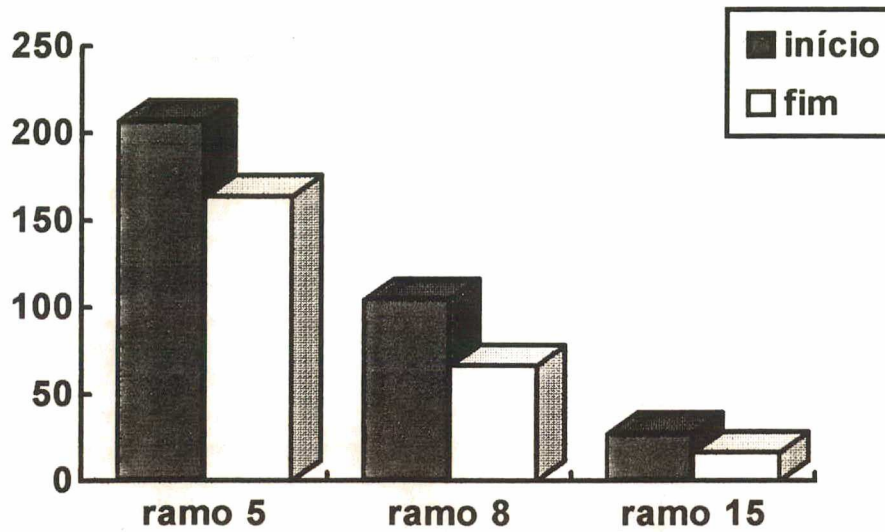


FIGURA 4.3 - Carregamento dos Condutores

Na tabela 4.7 (figura 4.4) pode-se observar a sensível melhora no perfil de tensão da configuração final, sobretudo nas cargas do final da linha.

TABELA 4.7 Perfil de Tensão do Sistema 1

barra de carga	config. inicial	config. final	barra de carga	config. inicial	config. final
1	0.996	0.996	9	0.955	0.969
2	0.993	0.993	10	0.950	0.971
3	0.991	0.991	11	0.993	0.993
4	0.990	0.990	12	0.991	0.991
5	0.981	0.983	13	0.989	0.983
6	0.968	0.976	14	0.959	0.974
7	0.960	0.972	15	0.958	0.974
8	0.957	0.970			

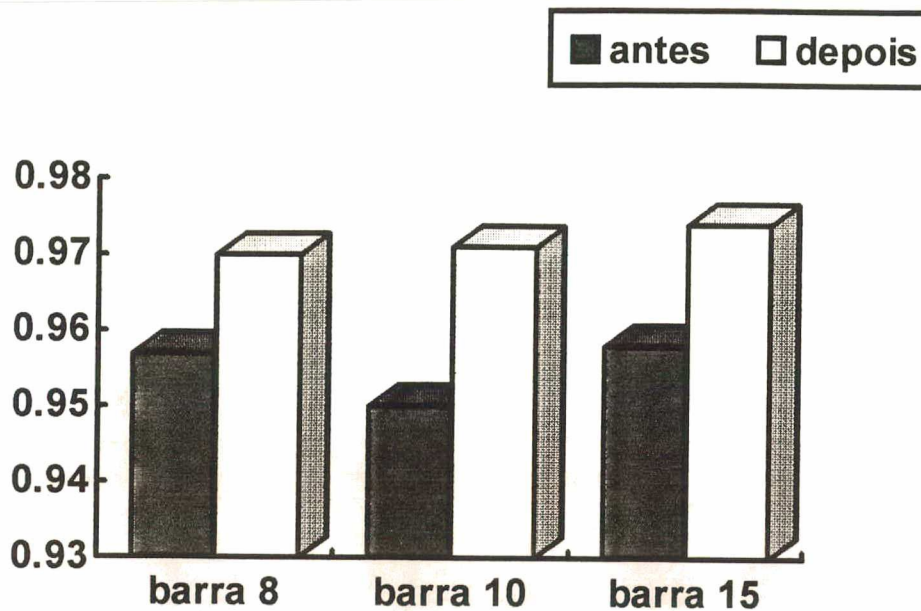


FIGURA 4.4 - Tensões nos Nós de Carga

Calculando-se as perdas para as configurações inicial e final do sistema através do fluxo de carga adotado (que é executado em cada iteração do processo de minimização de perdas) obtém-se 145.43 kW e 124.71 kW, respectivamente, de perdas de potência ativa. O que representa uma redução efetiva de 14.25%. Deve-se observar que esta redução (20.72 kW), em relação ao valor de perdas da configuração inicial obtido através do programa de fluxo de carga, não é idêntica à obtida através da técnica de minimização (18.55 kW = 11.74 kW + 6.81 kW). Isto se deve ao fato da simplificação adotada para as tensões no método de minimização (todas iguais a 1 pu). Constata-se aqui que esta simplificação adotada leva a resultados conservativos fornecendo uma redução nas perdas inferior ao valor efetivamente atingido. Apesar deste valor (20.72 kW) ser pequeno, a energia economizada por esta rede reconfigurada será da ordem de dezenas de Mwh num ano. Obteve-se também uma importante redução de “perdas” de potência reativa nas linhas (243.17 para 225.31 kVAR).

O tempo total de execução para este exemplo foi de 0.33s num microcomputador 486DX2-66Mhz, lembrando que o tempo para cada cálculo do fluxo de carga foi de aproximadamente 0.01s.

4.4.2 Resultados da Aplicação do Método de Minimização de Perdas ao Sistema 2

O Sistema 2 (Fig. 3.6) [1,2,7] possui uma subestação, 32 pontos de carga, nível de tensão de 12.66 kV. A carga total para a configuração base é 3715 kW e 2300 kVAR. Neste exemplo são utilizadas as mesmas 5 alternativas de expansão apresentadas nas referências [1,2,3].

Os dados do Sistema 2 estão apresentados na tabela 3.3 e as alternativas de expansão deste sistema na tabela 4.8. Os resultados da execução para determinar o ramo ótimo a ser removido em cada iteração podem ser observados na tabela 4.9. Na tabela 4.10 (figura 4.5) pode-se observar a melhora significativa no perfil de tensão da configuração final. As tensões em algumas barras de carga tiveram um acréscimo acima de 0.03 pu na configuração final.

TABELA 4.8 Alternativas de Expansão do Sistema 2

ramo	nó inicial	nó final	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
33	7	20	--	--	2.0000	2.0000
34	8	14	--	--	2.0000	2.0000
35	11	21	--	--	2.0000	2.0000
36	17	32	--	--	2.0000	2.0000
37	24	28	--	--	2.0000	2.0000

TABELA 4.9 Resultados do Sistema 2

ramo fechado	ramo aberto	redução nas perdas (kW)	ramo fechado	ramo aberto	redução nas perdas (kW)
1ª iteração			5ª iteração		
33	7	33.88	7	6	-0.62
34	14	4.51	34	14	0.89
35	8	37.82	11	35	-11.24
36	17	0.00	36	32	1.34
37	28	19.69	37	28	-0.01
modificação implementada: 35-8			modificação implementada: 36-32		
2ª iteração			6ª iteração		
33	6	5.14	7	33	-8.33
34	14	0.27	34	14	1.19
8	9	-0.34	11	35	-13.21
36	32	1.74	32	31	-4.20
37	28	4.60	37	28	-0.49
modificação implementada: 33-6			modificação implementada: 34-14		
3ª iteração			7ª iteração		
6	7	-0.38	7	33	-20.47
34	14	0.27	14	34	-1.19
8	11	1.54	11	9	1.36
36	32	0.08	32	31	-3.15
37	28	-4.62	37	28	-0.49
modificação implementada: 8-11			modificação implementada: 11-9		
4ª iteração			8ª iteração		
6	7	0.62	7	33	-15.86
34	14	-0.68	14	34	-4.14
11	35	-14.38	9	8	-5.31
36	32	0.51	32	31	-2.13
37	28	-4.62	37	28	-0.49
modificação implementada: 6-7			perdas minimizadas		

TABELA 4.10 Perfil de Tensão do Sistema 2

barra de carga	config. inicial	config. final	barra de carga	config. inicial	config. final
1	1.027	1.027	17	0.946	0.978
2	1.013	1.017	18	1.027	1.025
3	1.006	1.013	19	1.023	1.009
4	0.999	1.009	20	1.022	1.004
5	0.981	0.998	21	1.022	1.001
6	0.978	0.997	22	1.010	1.014
7	0.973	0.993	23	1.004	1.007
8	0.967	0.990	24	1.000	1.004
9	0.962	0.993	25	0.979	0.996
10	0.961	0.993	26	0.977	0.994
11	0.959	0.993	27	0.966	0.983
12	0.953	0.991	28	0.958	0.976
13	0.951	0.990	29	0.955	0.973
14	0.950	0.984	30	0.951	0.969
15	0.949	0.982	31	0.950	0.969
16	0.947	0.979	32	0.949	0.978

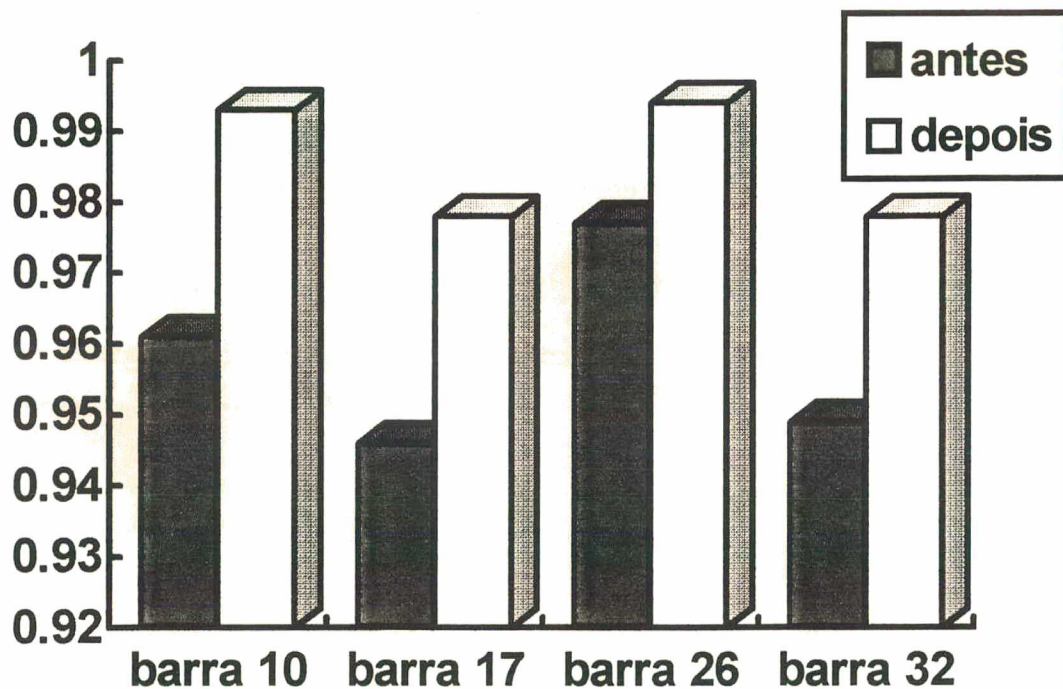


FIGURA 4.5 - Tensões nos Nós de Carga

Como todas as possibilidades de chaveamento seguintes levariam ao aumento nas perdas (valores negativos na 3^a coluna da tabela 4.9) , após a 7^a iteração o sistema encontra-se otimizado e mais nenhuma reconfiguração é executada.

Calculando-se as perdas para as configurações inicial e final do sistema através do fluxo de carga adotado obtém-se 202.7 kW e 145.2 kW, respectivamente, de perdas de potência ativa. Estes valores representam uma redução efetiva de 57.5 kW ou 28.73%. Com o método de minimização adotado a redução foi de 49.01kW (redução obtida ao se somar os valores da redução de perdas de cada iteração). Este é um resultado conservativo em comparação com o obtido através do fluxo de carga. Obteve-se também uma redução de “perdas”reativas da mesma ordem de grandeza.

A configuração final obtida através do método proposto neste trabalho é idêntica à apresentada na referência [2]. Inclusive os resultados (valores numéricos de redução de perdas para cada malha, em cada iteração) são idênticos aos apresentados em [2], comprovando a efetiva implementação (figura 4.6).

O tempo de execução para este exemplo foi de 2.15s para a análise das 5 alternativas de expansão. Fato que leva a ressaltar a rapidez e eficiência do método de fluxo de carga adotado, indicando sua real eficácia.

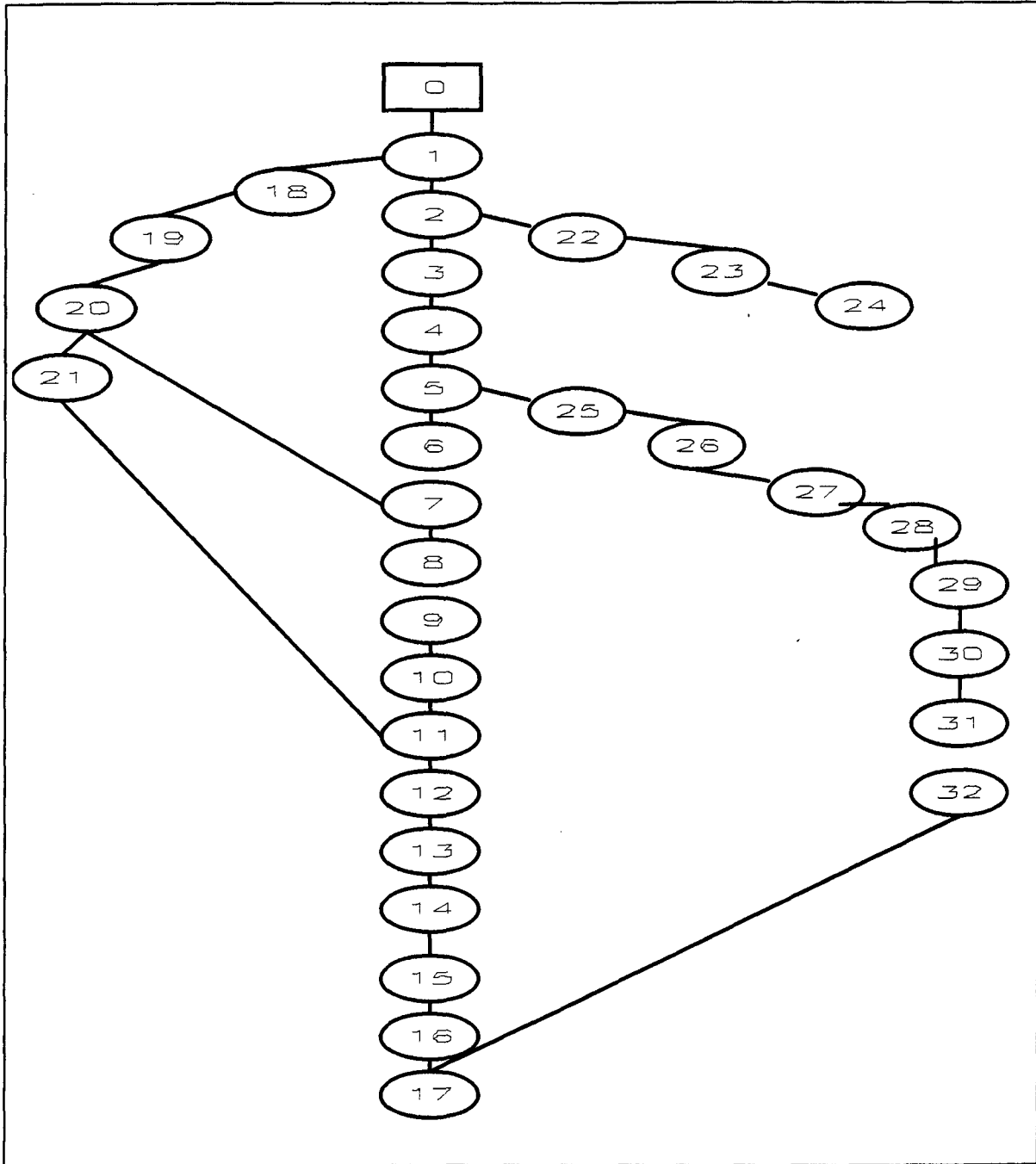


FIGURA 4.6 Configuração Final do Sistema 2

4.4.3. Resultados da Aplicação do Método de Minimização de Perdas ao Sistema 3

O Sistema 3 é um Sistema Teste do Distribution Planning Working Group Report do IEEE [9]. Possui uma única fonte, 35 pontos de carga e nível de tensão de 13.8 kV. A carga total para a configuração base é 5864 kW e 3170 kVAR. Quatro alternativas de expansão são propostas neste trabalho para este sistema.

Os dados do Sistema 3 (Fig. 4.7) são apresentados na tabela 4.11. O carregamento dos alimentadores pode ser observado na tabela 4.12 (figura 4.8). Deve-se notar a sobrecarga no ramo 4, trecho 3-4 do sistema. Esta sobrecarga é eliminada pelo método durante a minimização de perdas, fazendo com que o sistema em sua configuração final não apresente mais problemas de sobrecarga. Os resultados da execução do programa para determinar o ramo ótimo a ser removido em cada iteração estão apresentados na tabela 4.13. Na tabela 4.14 pode-se observar a melhora no perfil de tensão da configuração final.

Calculando-se as perdas para as configurações inicial e final do sistema através do fluxo de carga adotado obtém-se 186.0 kW e 174.1 kW, respectivamente, de perdas de potência ativa. O que representa uma redução efetiva de 11.9 kW ou 6.39%. Esta pequena redução deve-se aos baixos valores das resistências do sistema.

Com o algoritmo de minimização obteve-se uma redução de 2.38 kW de perdas, bem abaixo do valor obtido com os dados do fluxo (11.9kW). Isto se deve ao fato da baixa tensão adotada na subestação (1.015pu) ocasionar na grande maioria das barras de carga tensões abaixo de 1pu. O método fornece, deste modo, resultados bem mais conservativos em comparação aos resultados obtidos com o fluxo de carga nos demais exemplos.

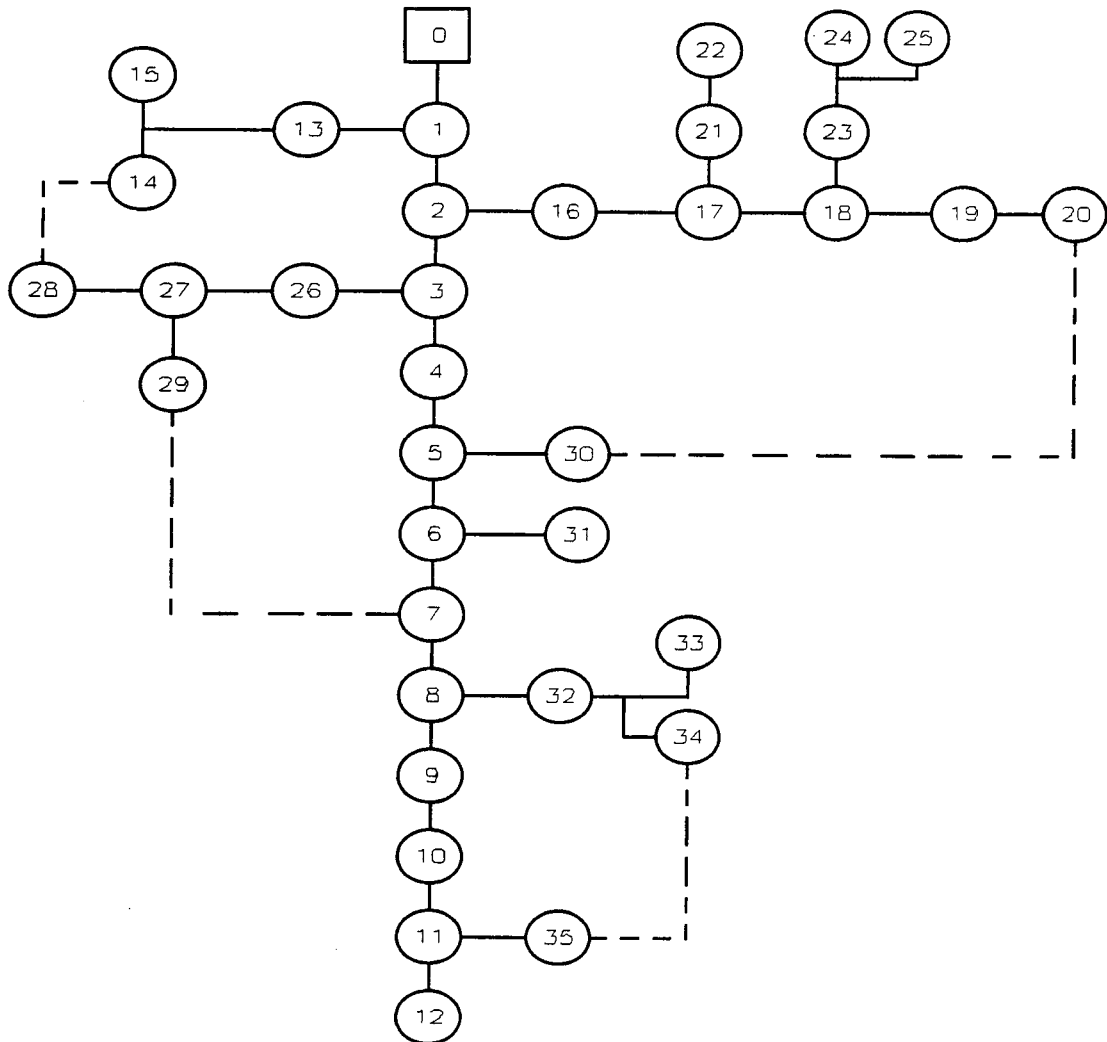


FIGURA 4.7 Sistema teste do Distribution Planning Working Group do IEEE - Sistema3

As linhas tracejadas na figura 4.7 representam as alternativas de expansão propostas neste trabalho para este sistema.

TABELA 4.11

Dados do Sistema teste do Distribution Planning Working Group do IEEE - Sistema 3

ramo	nó inicial	nó final	P(kW)	Q(kVAR)	r(Ω)	x(Ω)
1	0	1	840	210	0.07	0.20
2	1	2	-	-	0.18	0.30
3	2	3	-	-	0.24	0.39
4	3	4	150	90	0.33	0.30
5	4	5	-	-	0.31	0.12
6	5	6	-	-	0.18	0.15
7	6	7	150	90	0.18	0.15
8	7	8	90	42	0.36	0.30
9	8	9	300	150	0.36	0.30
10	9	10	252	120	0.24	0.18
11	10	11	990	660	0.24	0.18
12	11	12	390	142	0.24	0.18
13	1	13	-	-	0.39	0.24
14	13	14	180	120	0.30	0.15
15	13	15	150	90	0.24	0.12
16	2	16	150	90	0.31	0.18
17	16	17	-	-	0.33	0.30
18	17	18	150	90	0.45	0.43
19	18	19	-	-	0.33	0.30
20	19	20	90	42	0.30	0.15
21	17	21	90	42	0.18	0.09
22	21	22	150	90	0.60	0.33
23	18	23	-	-	0.64	0.30
24	23	24	90	42	0.50	0.24
25	23	25	300	150	0.12	0.06
26	3	26	90	42	0.24	0.12
27	26	27	90	42	0.30	0.15
28	27	28	90	42	0.30	0.15
29	27	29	252	120	0.31	0.09
30	5	30	150	90	0.33	0.30
31	6	31	90	42	0.20	0.10
32	8	32	200	100	0.40	0.20
33	32	33	150	90	0.16	0.08
34	32	34	90	42	0.60	0.30
35	11	35	150	90	0.24	0.12
Alternativas de Expansão						
36	7	29	-	-	2.00	2.00
37	14	28	-	-	2.00	2.00
38	20	30	-	-	2.00	2.00
39	34	35	-	-	2.00	2.00

TABELA 4.12 Carregamento dos Condutores do Sistema 3

correntes (A)					
ramo	corrente máx	1 ^a iteração	2 ^a iteração	3 ^a iteração	4 ^a iteração
1	690	495	495	495	495
2	490	400	365	365	365
3	490	315	281	268	268
4	270	273	273	260	260
5	270	260	260	247	247
6	270	247	247	247	247
7	270	240	240	240	240
8	270	227	227	227	227
9	270	182	182	182	169
10	270	157	157	157	143
11	270	135	135	135	122
12	270	32	32	32	32
13	180	28	63	63	63
14	180	16	50	50	50
15	180	13	13	13	13
16	270	84	84	97	97
17	270	72	72	85	85
18	270	52	52	65	65
19	270	7	7	20	20
20	180	7	7	20	20
21	180	20	20	20	20
22	180	13	13	13	13
23	180	32	32	32	32
24	180	7	7	7	7
25	180	25	25	25	25
26	180	7	7	7	7
27	180	35	-	-	-
28	180	7	28	28	28
29	180	20	20	20	20
30	270	13	13	-	-
31	180	7	7	7	7
32	180	38	38	38	51
33	180	13	13	13	13
34	180	8	8	8	21
35	180	13	13	13	-
36	270	-	-	-	-
37	270	-	35	35	35
38	270	-	-	13	13
39	270	-	-	-	14

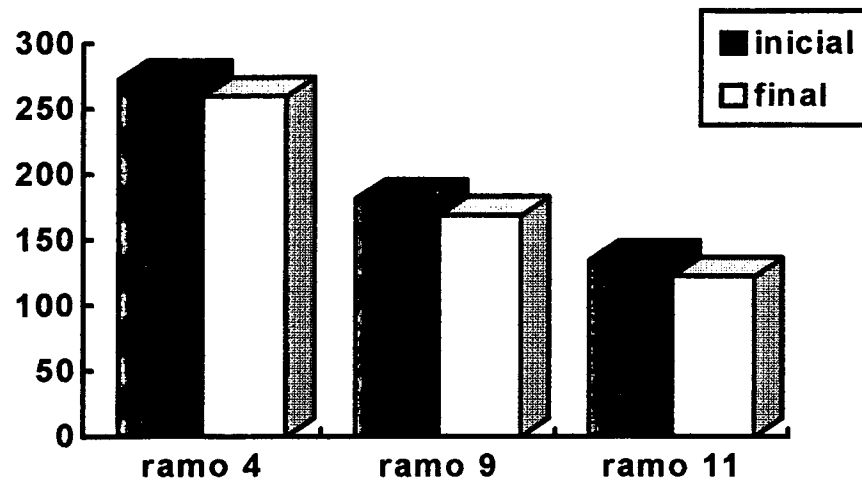


FIGURA 4.8 - Carregamento dos Alimentadores

TABELA 4.13 Resultados do Sistema 3

ramo fechado	ramo aberto	redução nas perdas (kW)	ramo fechado	ramo aberto	redução nas perdas (kW)
1 ^a iteração			3 ^a iteração		
36	7	-21.80	36	7	-59.57
37	27	1.97	27	26	-0.82
38	30	0.56	30	5	-64.86
39	35	0.06	39	35	0.06
modificação implementada: 37-27			modificação implementada: 39-35		
2 ^a iteração			4 ^a iteração		
36	7	-57.25	36	7	-59.57
27	26	-0.78	27	26	-0.82
38	30	0.35	30	5	-64.86
39	35	0.06	35	11	-0.54
modificação implementada: 38-30			perdas minimizadas		

Pode-se observar também na tabela 4.14 que todos os valores de tensão que se encontravam abaixo do limite de 0.95 pu, após a minimização das perdas, encontram-se agora acima deste limite.

TABELA 4.14 Perfil de Tensão do Sistema 3

barra de carga	config. inicial	config. final	barra de carga	config. inicial	config. final
1	1.009	1.009	19	0.994	0.993
2	1.001	1.001	20	0.993	0.992
3	0.991	0.994	21	0.996	0.996
4	0.983	0.985	22	0.995	0.995
5	0.977	0.979	23	0.992	0.992
6	0.972	0.975	24	0.992	0.991
7	0.968	0.971	25	0.992	0.991
8	0.961	0.964	26	0.991	0.993
9	0.955	0.958	27	0.990	0.999
10	0.951	0.955	28	0.990	0.999
11	0.949	0.952	29	0.989	0.998
12	0.948	0.952	30	0.976	0.990
13	1.008	1.007	31	0.972	0.975
14	1.008	1.006	32	0.960	0.962
15	1.008	1.007	33	0.960	0.962
16	0.998	0.998	34	0.959	0.961
17	0.996	0.996	35	0.948	0.958
18	0.994	0.993			

O tempo de execução para este exemplo no mesmo computador foi de 1.15s para a análise das 4 alternativas de expansão propostas neste exemplo.

Observe-se neste exemplo que a alternativa de expansão 7-29 não foi utilizada em nenhum chaveamento pelo método de otimização. Outras alternativas podem melhorar ainda mais o perfil de tensão.

4.5 Aplicações

Várias possibilidades de aplicação desta metodologia são apresentadas a nível de planejamento da expansão e a nível de planejamento da operação:

- em sistemas com grandes quedas de tensão, procurando com a minimização das perdas elétricas do sistema obter um melhor perfil de tensão nas barras de carga após a reconfiguração.

- na definição de qual alimentador irá atender aos futuros consumidores, procurando-se postergar uma possível expansão, bem como uma melhor alocação do novo consumidor a nível de perdas.

- na redistribuição de carga (subestações e alimentadores) sobre uma determinada região geográfica conforme a carga mude de magnitude ao longo do horizonte de planejamento. Obtendo-se um melhor perfil de tensão para a nova situação de carga, pode-se postergar uma imediata expansão.

- na reconfiguração do sistema em virtude de uma mudança no nível de tensão primária do sistema.

- na transferência de carga de um alimentador para outro.

- na reconfiguração do sistema em caso de emergência ou saída forçada.

4.6 Conclusões

O presente algoritmo baseia-se fundamentalmente no método de Baran modificado para obter a configuração que minimiza as perdas elétricas em redes de distribuição e no fluxo de carga (método de malhas). É de fácil implementação e aplicável num grande número de tarefas, fornecendo subsídios ao processo de tomada de decisão. Conforme pode-se observar através do tempo computacional para os sistemas analisados, sua aplicação em tempo real pode ser viabilizada, com a utilização de um algoritmo de recoordenação da proteção (disjuntores e religadores).

O modelo executa a reconfiguração de redes de distribuição radiais considerando restrições de sobrecarga durante cada iteração. A heurística do método permite o exame de grande número de possíveis configurações do sistema de distribuição num curto espaço de tempo. Deve-se destacar que a heurística do método não garante que a configuração ótima, a nível de perdas, seja encontrada. Porém, não se distancia muito do ótimo, reconfigurando a rede bastante mais rapidamente, e portanto, obtendo todos os benefícios resultantes deste fato.

Como importante resultado da aplicação da metodologia, além da minimização das perdas elétricas, observa-se uma diminuição do carregamento dos alimentadores. Contribuindo assim, indiretamente, para a melhoria da segurança do sistema. Observa-se também uma importante melhora no perfil de tensão, influenciando positivamente na qualidade do fornecimento de energia elétrica ao consumidor.

Com a melhora da eficiência dos sistemas de distribuição, benefícios da aplicação deste algoritmo se refletem por todo o sistema de energia elétrica.

Capítulo 5 - Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

5.1 Introdução

O objetivo fundamental deste capítulo é obter e analisar os índices de confiabilidade para o sistema reconfigurado. Encontrando-se índices de confiabilidade muito baixos para a configuração final após a minimização de perdas, a equipe de planejamento pode, a seu critério, rejeitar esta configuração.

Em estudos de planejamento da confiabilidade de sistemas de transmissão ou distribuição, algumas vezes, procede-se primeiro a análise dos índices de confiabilidade para várias configurações. Após, com o auxílio de um algoritmo de fluxo de carga, analisam-se problemas de sobrecarga. Neste trabalho a análise de sobrecarga é feita em conjunto com a minimização das perdas elétricas. Portanto a configuração final, a ser analisada sob o enfoque da confiabilidade, não apresenta mais problemas de sobrecarga.

As concessionárias de energia elétrica estão constantemente preocupadas em atender aos atuais e novos consumidores dentro de padrões de qualidade de fornecimento cada vez superiores, devendo ao menos cumprir com os padrões mínimos definidos na legislação [10].

Vários fatores fornecem indícios para uma avaliação da qualidade de serviço, destacando-se o nível de tensão e a continuidade de fornecimento.

Os índices tradicionalmente usados nesta avaliação são **DEC** (duração equivalente de interrupções por consumidor) e **FEC** (frequência equivalente de interrupções por consumidor). Estes dois índices são calculados utilizando-se as expressões (5.1) e (5.2) abaixo:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs} = \frac{\sum Ui \cdot Ca(i)}{\sum Ca(i)} \quad (5.1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} = \frac{\sum \lambda_i \cdot Ca(i)}{\sum Ca(i)} \quad (5.2)$$

onde: **DEC** = duração equivalente de interrupções por consumidor do conjunto considerado em horas.

FEC = frequência equivalente de interrupções por consumidor do conjunto considerado.

Ca(i) = número de consumidores do conjunto considerado atingidos pela interrupção **i**.

t(i) = tempo de duração da interrupção **i** em horas.

Cs = número total de consumidores do conjunto.

Ui = indisponibilidade do ponto de carga

λi = taxa de falha do ponto de carga **i**

A continuidade do fornecimento está regulamentada pelo DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) através da Portaria nº 046 de 17/04/78, que define os índices de continuidade de serviço por conjunto de consumidores e os valores de continuidade para um consumidor específico.

Na tabela 5.1 são apresentados os valores máximos anuais permitidos pelo DNAEE de **DEC** e **FEC** por conjunto de consumidores.

Deve-se destacar que os índices de continuidade de algumas cidades brasileiras se aproximam de índices obtidos em países desenvolvidos [10], porém em sua maioria estes índices são bastante elevados em comparação aos índices de países desenvolvidos.

TABELA 5.1 Valores Máximos Anuais de DEC e FEC

Conjunto de Consumidores	DEC (horas)	FEC (nº de vezes)
subterrâneo com secundário reticulado	15	20
subterrâneo com secundário radial	20	25
aéreo com mais de 50.000 consumidores	30	45
aéreo com nº de cons. entre 15.000 e 50.000	40	50
aéreo com nº de cons. entre 5.000 e 15.000	50	60
aéreo com nº de cons. entre 1.000 e 5.000	70	70
aéreo com menos de 1.000 consumidores	120	90

TABELA 5.2 Valores Máximos Anuais de DEC e FEC por Cons. Individual

Tipo de Consumidor	DEC (horas)	FEC (nº de vezes)
subterrâneo	30	35
tensão de transmissão igual ou superior a 69 kV	30	35
urbano - tensões primárias inferiores a 69 kV	80	70
urbano secundário de conj. com mais de 1.000 cons.	100	80
rural aéreo ou conj. com menos de 1000 cons.	150	120

As interrupções no fornecimento de energia elétrica por consumidor individualmente considerado não podem superar também, no período de 12 meses, os valores mostrados na tabela 5.2.

5.2 Metodologia CSTD (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição na Presença de Incertezas nos Dados)

No início da década de 80 foi desenvolvida pela Eletrosul a metodologia CST (Confiabilidade de Sistemas de Transmissão) para uso em estudos da confiabilidade de sistemas de transmissão.

Esta metodologia calcula a frequência de falha, a duração média da falha e a indisponibilidade total para um número determinado de pontos de carga ou para o sistema como um todo. Porém, utiliza nos cálculos somente os valores médios das taxas de falha e reparo dos componentes. Há um consenso atualmente, de que os valores médios dos índices são insuficientes para bem caracterizar o desempenho do sistema.

A metodologia CSTD [4] incorporou ao programa CST o cálculo de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição considerando a incerteza nas taxas de falha e de reparo dos componentes. São considerados 5 tipos de modo de falha: falha passiva, falha ativa, falha temporária, falha por disjuntor preso e falha por manutenção. Entende-se por falha passiva ou permanente aquela que não retira de operação outros componentes além daquele que falhou, e por falha ativa, aquela que retira outros componentes além do efetivamente falhado, devido à atuação da proteção.

Utilizando a técnica dos cortes mínimos é determinada a contribuição de cada um destes 5 modos de falha na determinação do índice total para cada ponto de carga.

O algoritmo considera somente contingências de 1^a e 2^a ordens. Contingência de 2^a ordem é o corte de carga devido a ocorrência de duas falhas simultaneamente.

Nesta metodologia são determinados os limites de confiança para os índices através da Desigualdade de Chebyshev, sem a necessidade de conhecer suas funções densidade de probabilidade.

5.2.1 Formulação

González-Urdaneta & Cory apresentam em [11] uma técnica de determinação do valor esperado e variância (e limites de confiança) dos índices de confiabilidade, a partir do valor esperado e variância das taxas de falha e reparo dos componentes. Buscando assim, representar a influência da incerteza dos dados nos índices de continuidade. A identificação das contingências de falha é feita através da técnica dos cortes mínimos. Contudo em [11] é considerado apenas um modo de falha (falhas passivas). Na metodologia CSTD [4] são considerados os 5 tipos de modo de falha descritos na seção 5.2: falha ativa, falha passiva, falha temporária, falha por disjuntor preso e falha por manutenção.

A indisponibilidade total e a frequência de falha de um componente j são calculadas pelas equações (5.3) e (5.4) abaixo, considerando-se contingências de 1^a e 2^a ordens:

$$U_j = \frac{\lambda_j}{(\lambda_j + \mu_j)} \cdot 8760 \quad (\text{h/ano}) \quad (5.3)$$

$$F_j = \frac{\lambda_j}{\lambda_j + \mu_j} \cdot \mu_j \quad (\text{f/ano}) \quad (5.4)$$

onde: λ_j é a taxa de falha do componente j

μ_j é a taxa de reparo do componente j

U_j é a indisponibilidade total do componente j

F_j é a frequência de falha do componente j

A indisponibilidade total e a frequência de falha para o sistema podem ser obtidas somando-se as contribuições de todos os cortes mínimos (independentes entre si e mutuamente exclusivos).

A partir dos valores esperados e variâncias das taxas de falha e de reparo, e das expressões de frequência de falha e indisponibilidade total, é possível obter o valor esperado e a variância destes índices (equações 5.5 a 5.8), fazendo-se uma expansão em séries de Taylor [12].

$$E\{U_f\} = (U_f) + \frac{1}{2} \cdot \sum_i c_{i,u\lambda_j} \cdot \sigma^2 \lambda_j + \frac{1}{2} \cdot \sum_i c_{i,u\mu_j} \cdot \sigma^2 \mu_j \quad (5.5)$$

$$\text{Var}\{U_f\} = \frac{1}{2} \cdot \sum_i b_{i,u\lambda_j} \cdot \sigma^2 \lambda_j + \frac{1}{2} \cdot \sum_i b_{i,u\mu_j} \cdot \sigma^2 \mu_j \quad (5.6)$$

$$E\{F_f\} = (F_f) + \frac{1}{2} \cdot \sum_i c_{i,f\lambda_j} \cdot \sigma^2 \lambda_j + \frac{1}{2} \cdot \sum_i c_{i,f\mu_j} \cdot \sigma^2 \mu_j \quad (5.7)$$

$$\text{Var}\{F_f\} = \frac{1}{2} \cdot \sum_i b_{i,f\lambda_j} \cdot \sigma^2 \lambda_j + \frac{1}{2} \cdot \sum_i b_{i,f\mu_j} \cdot \sigma^2 \mu_j \quad (5.8)$$

onde (U_f) e (F_f) são os valores calculados sem a consideração de incertezas, e os coeficientes b_i e c_i mostram a sensibilidade dos índices em relação as taxas de falha e reparo (são as derivadas das expressões de frequência de falha e indisponibilidade total em função das taxas de falha e reparo).

A partir do valor esperado e da variância dos índices de confiabilidade, pode-se determinar seus limites de confiança através da Desigualdade de Chebyshev, sem a necessidade de se conhecer sua função densidade de probabilidade através da Equação (5.9) abaixo.

$$P\{|x - E\{x\}| < k \cdot \sigma\} \geq 1 - \frac{1}{k^2} = 1 - \gamma \quad (5.9)$$

onde: $E\{x\}$ é o valor esperado da variável x

σ é o desvio padrão da variável aleatória

k é o número de desvios padrões arbitrados

$1-\gamma$ é um nível de confiança fixado

O método consiste em fixar um nível de confiança ($1-\gamma$), obter k , e então obter os limites inferior e superior de confiança através da Eq. (5.9), apresentando resultados conservativos [13].

5.3 Testes

Utilizando-se os dados de confiabilidade de componentes fornecidos pela concessionária e o programa CSTD I [4], obtiveram-se os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga das configurações inicial e final do Sistema 1 e do Sistema 3 do capítulo anterior, alimentador pertencente ao sistema CELESC e sistema do DPWGR do IEEE, respectivamente. Não se consideram incertezas nos dados. As configurações iniciais e finais e os índices para todos os pontos de carga dessas configurações são apresentados a seguir. Nestes testes consideram-se somente falhas ativas que, segundo a concessionária, constituem quase que a totalidade das falhas em sistemas de distribuição.

5.3.1 Resultados da aplicação da Metodologia CSTD I ao Sistema 1

A configuração inicial do Sistema 1 (sistema pertencente ao Sistema de Distribuição da Região da Grande Florianópolis) foi apresentada na figura 3.3. As duas alternativas de expansão para este sistema se localizam entres os pontos de carga 5-10 e 13-15 como apresentado no capítulo 4. Pretende-se nesta análise dar prioridade aos clientes no fim da linha, clientes estes, especiais a nível de atendimento. Para esta configuração, com o programa CSTD I, calculam-se os índices de confiabilidade para todos os seus pontos de carga. Este sistema possui na configuração inicial apenas um disjuntor junto a subestação. Como na configuração final os pontos de carga prioritários não tiveram suficiente melhora dos índices de confiabilidade, optou-se por acrescentar a este sistema novos dispositivos de proteção. Propõem-se então para a configuração final dois disjuntores, um junto à subestação e outro entre os nós 5-6, bem como uma chave fusível no início de cada alimentador lateral, como

pode-se observar na figura 5.2. Para estas configurações, utilizando-se os dados fornecidos pela CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina) para os seus sistemas: 1.59 falhas/km.ano como taxa de falha dos alimentadores e 2.0 horas como duração média de falha, obtiveram-se os índices de confiabilidade apresentados na tabela 5.3 abaixo para antes e depois da reconfiguração. Chaves, disjuntores e fusíveis são considerados 100% confiáveis pela Cةlesc, e assim também foram tratados neste exemplo.

A configuração final do Sistema 1 é apresentada na fig 5.2 a seguir. Esta configuração é obtida a partir do processo de minimização de perdas elétricas, conforme descrito no capítulo 4 no exemplo referente a este sistema.

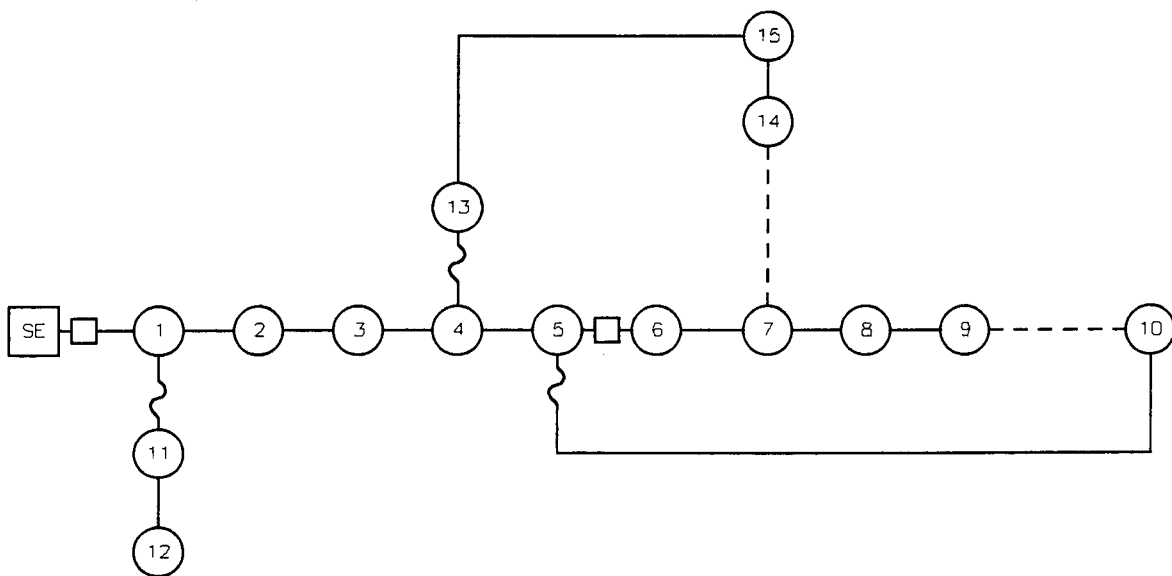


FIGURA. 5.2 Configuração após a reconfiguração do Alimentador pertencente ao Sistema de Distribuição da Grande Florianópolis - Sistema 1, incluindo proteção nos ramais secundários

Para a configuração final, com os mesmos dados de confiabilidade de componentes utilizados para a configuração inicial, obtém-se os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga que são apresentados também na tabela 5.3 (figura 5.3). Como observa-se, todos os pontos de carga na nova configuração apresentam uma melhora significativa nos

índices. O nó 4 é apenas um nó de passagem (nó de ligação), por isso não apresenta índices de confiabilidade na tabela abaixo.

TABELA 5.3 Índices de Confiabilidade antes e após a reconfiguração do Sistema 1

Ponto de Carga	Configuração Inicial		Configuração Final	
	Freq. de Falha (falhas/ano)	Indisponibilidade (horas/ano)	Freq. de Falha (falhas/ano)	Indisponibilidade (horas/ano)
1	33.6	67.3	10.9	21.8
2	33.6	67.3	10.9	21.8
3	33.6	67.3	10.9	21.8
4	-	-	-	-
5	33.6	67.3	10.9	21.8
6	33.6	67.3	20.8	41.7
7	33.6	67.3	20.8	41.7
8	33.6	67.3	20.8	41.7
9	33.6	67.3	20.8	41.7
10	33.6	67.3	18.8	37.7
11	33.6	67.3	13.0	26.1
12	33.6	67.3	13.0	26.1
13	33.6	67.3	25.0	49.9
14	33.6	67.3	25.0	49.9
15	33.6	67.3	25.0	49.9

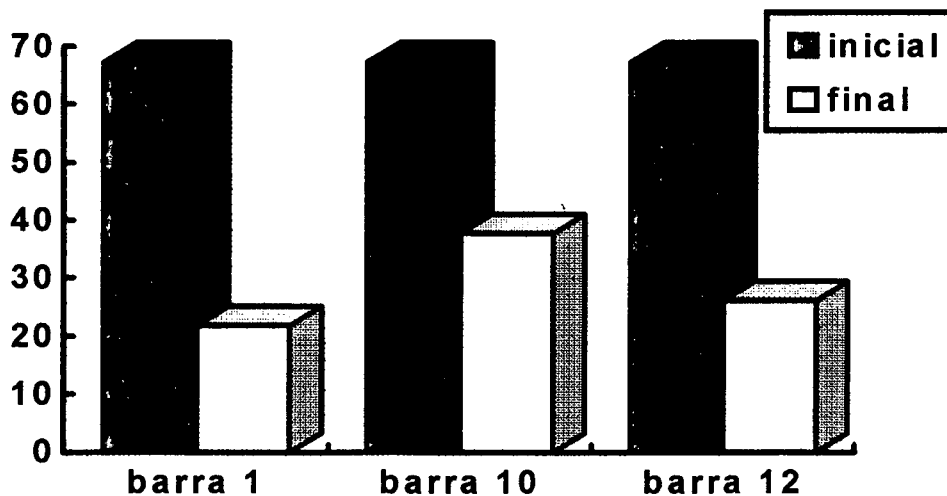


FIGURA 5.3 - Indisponibilidades em horas/ano

Se não fosse incluída a proteção lateral com fusíveis, os novos índices após a reconfiguração seriam pouco superiores aos índices da configuração inicial apresentados na tabela acima.

Os cabos das alternativas de expansão foram considerados com taxa de falha igual aos já existentes na rede. Como alternativa, em caso de se encontrar pontos de carga ainda com níveis de continuidade aquém dos desejados, pode-se analisar o sistema com taxas de falha menores para as alternativas de expansão.

5.4.2 Resultados da aplicação da Metodologia CSTDI ao Sistema 3

O Sistema 3 é o sistema teste do Distribution Planning Working Group Report do IEEE utilizado no capítulo 4 (figura 4.4). Utilizando-se os mesmos dados de confiabilidade de componentes do primeiro exemplo obtiveram-se os índices, para a configuração inicial deste sistema, apresentados na tabela 5.4. A configuração inicial possui somente um disjuntor na subestação.

A configuração final do Sistema 3 é apresentada na figura 5.4 a seguir. Também pode-se observar no capítulo 4 como este sistema foi reconfigurado. Obtiveram-se para esta configuração, procedendo-se como no exemplo do Sistema 1, os índices de confiabilidade apresentados na tabela 5.4 (figura 5.5).

Para este exemplo utilizaram-se os mesmos cabos do sistema anterior (Sistema CELESC) nas alternativas de expansão. Os índices de confiabilidade encontrados são numericamente inferiores aos obtidos com o Sistema-1, devido sobretudo as menores distâncias entre os pontos de carga do Sistema-3.

Neste caso alguns pontos ficaram “sacrificados” em detrimento da melhoria dos outros pontos do final do alimentador principal. Observar, por exemplo, a melhora dos pontos 12 e 31.

Nos resultados para o Sistema 3, antes e após a reconfiguração, observa-se principalmente que os pontos de carga do alimentador principal apresentam melhora nos índices de confiabilidade, enquanto que somente os pontos de carga de um ramal lateral apresentam piora nos índices. Isto se deve à influência da posição das chaves fusíveis nas duas configurações, que na configuração final eliminam a influência das falhas dos pontos 30 e 35 nos pontos de carga do alimentador principal. Entretanto, estes dois pontos passam agora a influenciar negativamente os novos ramais laterais a que passam a pertencer, fato que explica a piora dos índices de confiabilidade dos pontos 32, 33, 34 e 35.

De posse destes dados, cabe à equipe com poder de decisão, decidir ou não pela reconfiguração. A equipe pode ainda, no caso de recusar a configuração final, optar por uma configuração intermediária do processo de minimização de perdas.

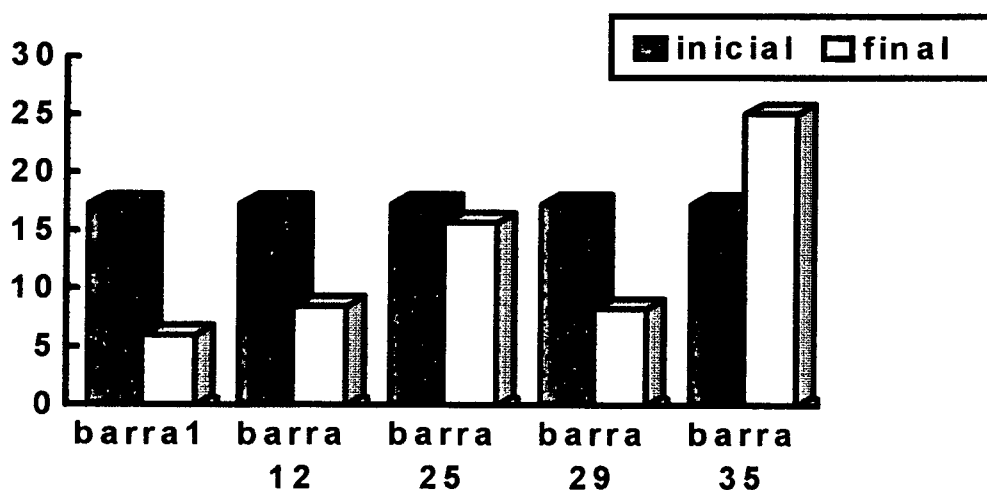


FIGURA 5.5 - Indisponibilidades em horas/ano para o Sistema 3

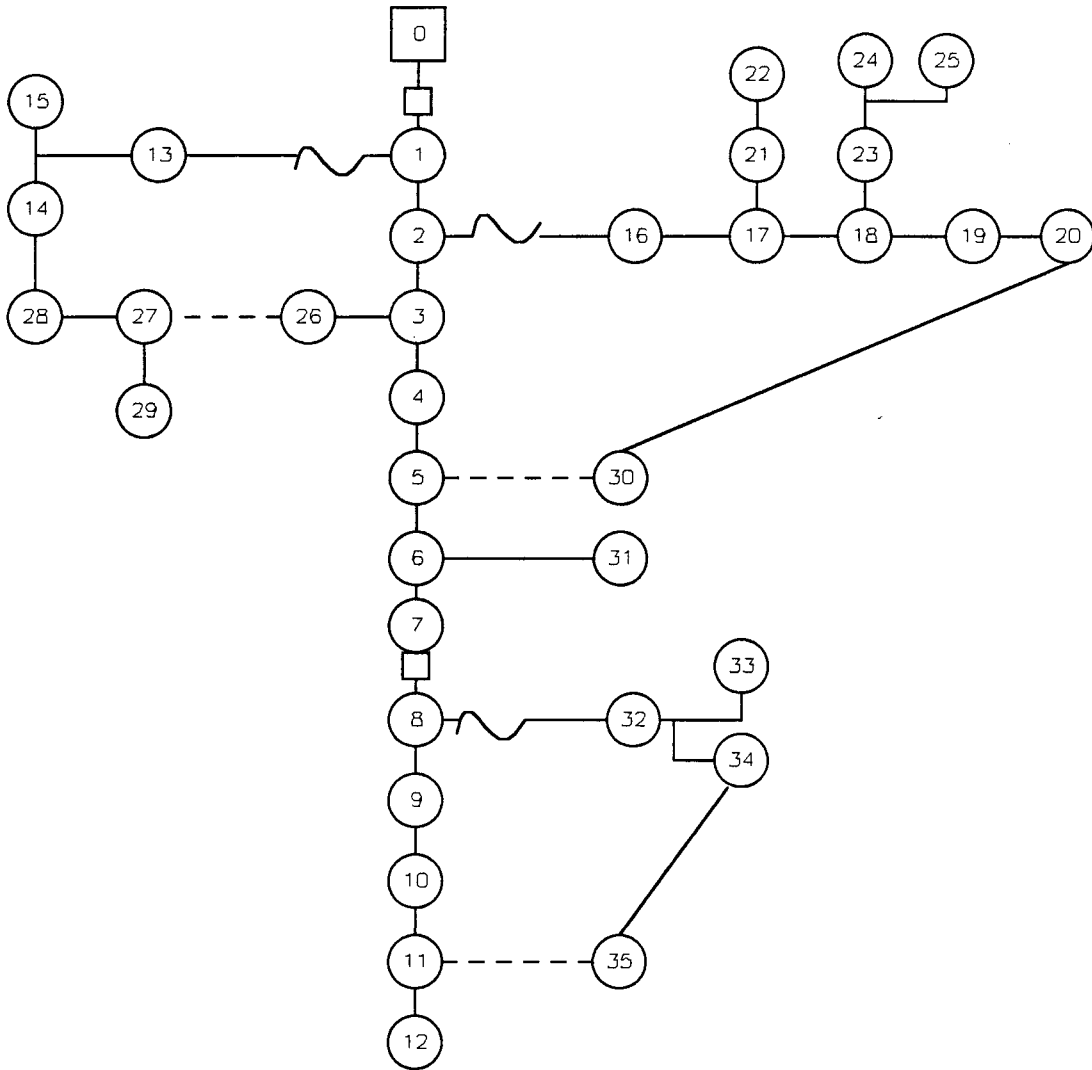


FIGURA 5.4 Config. Final do Sistema do Distribution Planning Working Group Report do IEEE

5.5 Conclusões

Os índices de confiabilidade obtidos para os pontos de carga do sistema reconfigurado não apresentam grande alteração em relação aos índices obtidos para os mesmos pontos de carga da configuração inicial do sistema, conforme pode-se observar pelos resultados obtidos, conclusão esta esperada em virtude de procedermos apenas a reconfiguração da rede com o objetivo de minimizarmos suas perdas elétricas, sem preocuparmos com a melhoria dos índices de confiabilidade.

Entretanto, a tendência para os índices de confiabilidade dos pontos de carga que sofrem alteração de valor após a reconfiguração é de leve melhora visto que estes pontos de carga passam a ser alimentados pelas novas alternativas de expansão e menos componentes se encontram entre os mesmos e a subestação que os supre.

Alguns pontos de carga podem apresentar piora nos índices. Este fato se deve principalmente a estes pontos, agora alimentados por outro caminho, se situarem na nova situação mais distantes de sua fonte. Os valores para estes pontos de carga não são muito diferentes dos valores iniciais. Deve-se considerar também a importância do sistema de proteção nos índices de confiabilidade do sistema, podendo-se obter alguma melhoria nesse sentido quando sua influência é grande.

Pode-se, por fim concluir que a reconfiguração do sistema para a minimização de suas perdas elétricas dificilmente será inviabilizada pelos índices de confiabilidade obtidos para os pontos de carga na nova configuração.

Capítulo 6 - Conclusões Finais

O objetivo deste trabalho foi descrever uma metodologia para minimização das perdas elétricas em sistemas de distribuição, considerando-se restrições operacionais de sobrecarga nos alimentadores. Optou-se pela combinação da técnica bastante consagrada desenvolvida por Baran e Wu [1], em conjunto com a importante modificação incorporada a esta técnica por Jasmon e Lee [2]. Com o objetivo de tornar a técnica ainda mais eficiente computacionalmente adotou-se o Método de Malhas [3] na solução do fluxo de carga, método anteriormente adotado com o mesmo objetivo por Goswami e Basu [7].

No Capítulo 2 foi feita uma revisão dos principais trabalhos publicados nos últimos anos sobre minimização de perdas em sistemas de distribuição. Constata-se que a técnica utilizada na maioria dos trabalhos encontra-se bastante consolidada. Preocupando-se os autores na melhoria de sua eficiência e não numa nova alternativa a esta técnica.

No Capítulo 3 é apresentado detalhadamente o método de malhas para a solução do fluxo de carga. Este método apresenta bons resultados quando aplicado a minimização de perdas em sistemas de distribuição como exposto no artigo apresentado em [7]. Também encontra-se na referência [9] bons resultados de sua aplicação na solução do problema de alocação ótima de subestações em sistemas de distribuição da ordem de 1000 nós, podendo portanto ser aplicada em sistemas de grande porte.

No Capítulo 4 detalha-se o método de minimização de perdas adotado. Sua aplicação para vários sistemas é apresentada. Este método em combinação com o fluxo de carga adotado forneceu bons resultados em termos de tempo computacional para os sistemas testados. Este método é bastante robusto e encontra-se extremamente consagrado a nível internacional.

No Capítulo 5 utiliza-se o programa CSTD I na obtenção dos índices de confiabilidade para os pontos de carga dos sistemas analisados no capítulo 4. A análise comparativa dos índices de confiabilidade para o sistema antes e após a minimização de perdas mostra que somente a reconfiguração do sistema (sem modificação da proteção) não exerce grande influência nos índices de confiabilidade.

Pode-se concluir, por fim, que o algoritmo implementado fornece informações que auxiliam a equipe de planejamento no processo de tomada de decisão em diferentes tarefas. A minimização de perdas leva também a um importante alívio do carregamento dos condutores contribuindo a melhoria da segurança dos sistemas de distribuição.

As contribuições principais do trabalho foram as seguintes:

- 1 - análise e implementação do método de malhas na solução do fluxo de carga com sua aplicação a sistemas mal-condicionados mostrando sua versatilidade. Sistemas que tiveram os valores das resistências elevados em algumas linhas (cerca de 20% delas, fornecendo uma relação entre o maior e o menor valor de resistência superior a 100 vezes) convergiram no mesmo número de iterações sem a modificação.
- 2 - obteve-se uma metodologia flexível e suficientemente realista para a realização de estudos de planejamento, permitindo a comparação de diversas alternativas de sistemas num curto espaço de tempo.
- 3 - obteve-se uma melhoria (implícita ao método) em termos de segurança (sobretensão e sobrecorrente) do sistema com a diminuição do carregamento dos alimentadores, em função da reconfiguração.
- 4 - apresenta-se uma estratégia para melhoria dos perfis de tensão e continuidade (confiabilidade) de clientes especiais.

Como sugestão para trabalhos futuros apresenta-se:

- incorporação de um algoritmo de recoordenação da proteção ao método.
- incorporação de um algoritmo de análise de confiabilidade visando evitarmos a sua análise em separado.
- agregar a metodologia desenvolvida considerações sobre custo de transporte.
- utilizar a metodologia para estudo de alocação de seccionadoras em redes de distribuição.

Bibliografia

- [1] M.E.Baran and F.F.Wu, Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing, IEEE Trans., PWRD-4 (1989) 1401-1407.
- [2] G.B.Jasmon and L.H.Callistus C. Lee, A Modified Technique for Minimization of Distribution System Losses, Electric Power System Research, 20 (1991) 81-88.
- [3] C.E.Lin, Y.W.Huang, Distribution System Load Flow Calculation with Microcomputer Implementation, Electric Power System Research, 13 (1987) 139-145.
- [4] M.M.Reis, CSTDI - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e Distribuição sob Incertezas, Dissertação de Mestrado - UFSC 1993.
- [5] S. Civanlar, J.J. Grainger and S.H. Lee, Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction, IEEE PES Winter Meeting, Feb. 1987, paper no: 87WM 140-7.
- [6] D.Shirmohammadi and H.W.Hong, Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction, IEEE Trans., PWRD-4 (1989) 1492-1498.
- [7] S.K.Goswami and S.K.Basu, A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization, IEEE Trans., PWRD-7 (1992) 1484-1490.
- [8] A. Vargas y F.Pietzonka, Localización y Dimensionamiento Optimo de Estaciones Transformadoras Alta/Media Tensión y Red de Distribución, I Seminario de Distribución de Energia Eléctrica, Santiago del Chile 1994.
- [9] IEEE Distribution Plannings Working Group Report, Radial Distribution Test Feeders, IEEE Trans., PWRS-6 (1991) 975-985.
- [10] J.A.Cipoli, Engenharia da Distribuição, Qualitymark 1993.

- [11] G.E. González-Urdaneta & B.J. Cory, Variance and Approximate Confidence Limits for Probability and Frequency of System Failure, IEEE Transactions on Reliability, vol. R-27, no. 4, October 1978.
- [12] A. Papoulis, Probability, Random Variables and Stochastic Processes, McGraw-Hill, 1984.
- [13] J. Coelho e M.M. Reis, Aplicação da Desigualdade de Chebyshev em Sistemas de Distribuição, X Congresso Chileno de Ingenieria Eléctrica, Valdivia 1993.
- [14] A.G.Bakirtzis and A.P.S.Meliopoulos, Incorporation of Switching Operation in Power System Corrective Control Computations, IEEE Trans., PWRS-2 (1987) 669-676.
- [15] G.Kindermann, Livro de Curto Circuito, Editora Sagra - DC Luzzatto, Porto Alegre 1992.
- [16] A.L.Luz, Planejamento de Redes de Distribuição, Dissertação de Mestrado - PUC(RJ) 1992.
- [17] J.Coelho e M.M.Reis, Índices de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição com Incertezas nos Dados - Estudos de uma Subestação, 2^o Encontro Luso Afro-Brasileiro, Porto 1993.
- [18] M.M.Reis e J.Coelho, Determinação de Limites de Confiança de Confiabilidade em Sistemas de Distribuição, 10^o Congresso Brasileiro de Automática, Rio de Janeiro 1994.
- [19] R.N.Allan, E.N.Dialynas and I.R.Homer, Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems, IEEE Trans., PAS-98 (1979) 2181-2189.
- [20] N.A.Mijuskovic, Optimal Operation Planning of Distribution Systems Considering Security Constraints, Electric Power and Energy Systems - 14 (1992) 383-386.
- [21] H.Lee Willis, R.W.Powell and H.N.Tram, Long-Range Distribution Planning with Load Forecast Uncertainty, IEEE Trans., PWRS-2 (1987) 684-691.
- [22] H.Lee Willis, H.N.Tram and R.W.Powell, Substation Siting and Capacity Selection Based on Diversity Maximization, IEEE Trans., PWRS-2 (1987) 692-699.

- [23] A. Violin e M.L.B.Martinez, Alternativas para o Suprimento de Cargas Industriais em Alta Tensão em Regiões Urbanas - Considerações sobre Subestações e Confiabilidade de Suprimento, XI SNPTEE, Rio de Janeiro 1991.
- [24] J.R.P.de Barros, V.S.de Jesus e A.P.Puente, Desenvolvimento e Aplicação de Metodologia para Planejamento da Expansão de Arranjos de Subestações, V ERLAC, Ciudad del Este 1993.
- [25] V.S.de Jesus, J.R.P.de Barros e J.J.B.de Moura, Análise de Desempenho dos Arranjos Disjuntor e Meio, Barra Dupla, Principal/Transferência e Barra Simples, sob o Enfoque de Confiabilidade, XI SNPTEE, Rio de Janeiro 1991.
- [26] A.D.da Luz, C.R.Cosenza, G.Perrota, J.C.M.Magalhães, J.E.P.S.Tanure e R.J.P.de Araújo, Planejamento Integrado da Subtransmissão e Distribuição Considerando o Sistema de Distribuição no Dimensionamento da Capacidade de Transformação, XV SENDI, Blumenau 1992.
- [27] V.L.Martins, Ano Ótimo para Construção de Subestações de Distribuição, XV SENDI, Blumenau 1992.
- [28] C.R.Cavati e R.B.Prada, Eliminação de Condições Anormais de Corrente e Tensão através de Chaveamento de Circuitos e Seccionamento de Barramentos, X SNPTEE, Curitiba 1989.
- [29] R.Bacher and H.Glavitsch, Network Topology Optimization with Security Constraints, IEEE Trans., PWRS-1 (1986) 103-111.
- [30] W.H.E.Liu, A.D.Papalexopoulos and W.F.Tinney, Discrete Shunt Controls in a Newton Optimal Power Flow, IEEE Trans., PAS-7 (1992) 1509-1517.
- [31] H.Glavitsch, Switching as Means of Control in the Power System, Electrical Power and Energy Systems - 7 (1985) 92-100.
- [32] A.L.Morelato and A.Monticelli, Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration, IEEE Trans., PWRD-4 (1989) 2235-2241.

- [33] C.A. Castro Jr. and A.L. Morelato França, Automatic Power Distribution Reconfiguration Algorithm Including Operating Constraints, Proc. IFAC on Energy Systems pp 181-186, Rio de Janeiro 1985.
- [34] C.A. Castro Jr. e A.A. Watanabe, Algoritmo de Reconfiguração de Redes de Distribuição Visando a Redução de Perdas, 8^o CBA, Belém 1990.
- [35] N.Müller and V.H.Quintana, Line and Shunt Switching to Alleviate Overloads and Voltage Violations in Power Networks, IEEE Proc., Vol. 136, Pt.C - 4 (1989) 246-253.
- [36] Garcia A.V. e Zago M.G., Fluxo de Carga Desacoplado Trifásico, IX CBA, Vitória 1992.
- [37] Coelho J. e Gauche E., Uma Metodologia para o Planejamento de Sistemas de Distribuição, IV Congresso IEEE Chile de Engenharia de Potência, Santiago 1994.