

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**NOVOS MÉTODOS PARA RECONFIGURAÇÃO DAS
REDES DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE
ALGORITMOS DE TOMADAS DE DECISÃO
MULTICRITERIAIS**

TESE DE DOUTORADO

Daniel Pinheiro Bernardon

**Santa Maria, RS, Brasil
2007**

**NOVOS MÉTODOS PARA RECONFIGURAÇÃO DAS REDES
DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE ALGORITMOS DE
TOMADAS DE DECISÃO MULTICRITERIAIS**

por

Daniel Pinheiro Bernardon

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do grau de **Doutor em Engenharia Elétrica**

Orientador: Prof^ª. Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS, Brasil

2007

**Universidade Federal de Santa Maria
Centro de Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,
aprova a Tese de Doutorado

**NOVOS MÉTODOS PARA RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE
DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE ALGORITMOS DE TOMADAS DE
DECISÃO MULTICRITERIAIS**

elaborada por
Daniel Pinheiro Bernardon

como requisito parcial para a obtenção do grau de
Doutor em Engenharia Elétrica

COMISSÃO EXAMINADORA:

Luciane Neves Canha, Dra (UFSM)
(Presidente/Orientador)

Alzenira da Rosa Abaide, Dra (UFSM)

Ghendy Cardoso Jr., Dr (UFSM)

Manuel Luís Barreira Martinez, Dr (UNIFEI)

Vladimir Andreevitch Popov, PhD (Instituto Politécnico de Kiev)

Santa Maria, 14 de Dezembro de 2007.

Dedico esta tese a Andressa, minha esposa, Larah, minha filha, Iara e Valter, meus pais, pontos de apoio e incentivo.



AGRADECIMENTOS

Aos professores Luciane N. Canha e Vladimir A. Popov, que desde o primeiro momento compartilharam o desafio intelectual constituído por esta proposta. Suas orientações foram decisivas para que a pesquisa avançasse, ultrapassando as dificuldades, e chegasse ao formato atual.

À Coordenação, aos professores e aos funcionários do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, em especial aos Profs. Alzenira R. Abaide, Felix A. Farret e à Sra. Cleonice Oliveira, pela competência e profissionalismo.

Aos colegas e amigos Engs. Lorenzo Comassetto e André L. König, que participaram dos momentos de preocupação e me ajudaram na busca de soluções.

Ao superintendente da AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, Lucas Thadeu da Luz, por ter me proporcionado condições para a realização do curso.

Aos irmãos, Marcelo e Fabiano, pela amizade e pelo companheirismo.

Enfim, a todos aqueles que, de algum modo, contribuíram para a realização deste trabalho.

“Bom mesmo é ir a luta com determinação, abraçar a vida com paixão, perder com classe e vencer com ousadia, pois o triunfo pertence a quem se atreve. A vida é muito para ser insignificante.”

(Charles Spencer Chaplin)



RESUMO

Tese de Doutorado
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica
Universidade Federal de Santa Maria

NOVOS MÉTODOS PARA RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE ALGORITMOS DE TOMADAS DE DECISÃO MULTICRITERIAIS

AUTOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

ORIENTADOR: LUCIANE NEVES CANHA, Dra

Data e Local da Defesa: Santa Maria, 14 de Dezembro de 2007.

A reconfiguração das redes elétricas tem como finalidade: reduzir as perdas de energia, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade ou restabelecer o fornecimento de energia em situações de contingência. Apesar da complexidade desse problema combinatorial de grandes dimensões, há todo um esforço, por parte dos pesquisadores, no sentido de buscar métodos eficazes de otimização, uma vez que os métodos clássicos apresentam dificuldades para sua resolução. A desvantagem destes trabalhos é que a maioria deles praticamente ignora a totalidade da informação formal, que está disponível nas concessionárias. No entanto, para uma solução eficiente, também deve-se considerar o conhecimento e a experiência dos profissionais das concessionárias, que pode ser realizado a partir do desenvolvimento de Sistemas Especialistas. Por essas razões, torna-se mais indicado desenvolver algoritmos que possibilitem reunir métodos de análise formais e informais. Essas constatações motivaram a realização deste trabalho. Nele, propõe-se o desenvolvimento de novos métodos e de uma ferramenta computacional para reconfiguração das redes de distribuição a partir de métodos de tomada de decisão multicriteriais, visando ao processamento adequado das fontes de informação disponíveis nas concessionárias. Para resolver o problema abordado, este trabalho utiliza o método de Bellman-Zadeh, que se mostrou eficiente para a solução de questões envolvendo múltiplos critérios, permitindo não apenas a análise de critérios quantitativos, mas também qualitativos. Em geral, a questão de reconfiguração não pode ser solucionada de forma otimizada, sem a análise dos seguintes problemas: modelagem adequada dos elementos pertencentes às redes de distribuição e das cargas elétricas; criação de algoritmo para representação da topologia das redes, que permita realizar rápidas alterações na configuração; cálculos do fluxo de potência; definição da composição e formas de apresentação para as funções objetivo e restrições; desenvolvimento de métodos de otimização e software para definir a configuração elétrica ideal, em regime normal de operação e em situações de contingência. As metodologias propostas foram customizadas de acordo com as necessidades das concessionárias, ajudando os operadores no processo de tomada de decisão. Além disso, os algoritmos atendem à exigência de processamento rápido na definição da solução eficiente, que é fundamental principalmente quando se tratar de restauração de energia em situações de contingência. Dentre as vantagens desse sistema em relação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes: representação da topologia elétrica das redes de distribuição, considerando somente a informação das ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes; integração com os sistemas de modelagem da carga elétrica tanto por demanda máxima quanto por curvas típicas de carga; uso da confiabilidade dos dados iniciais para coordenação da carga dos transformadores de distribuição; aplicação de algoritmos de otimização e de análise multicriteriais para reconfiguração das redes, em regime normal de operação e em situações de contingência; composição das funções objetivo e restrições, considerando características quantitativas e qualitativas; avaliação do impacto das reconfigurações nas perdas elétricas dos sistemas de potência. Como resultados, são apresentados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica, com o objetivo de comprovar a eficiência dos métodos propostos.

Palavras-chave: reconfiguração de redes de distribuição; restabelecimento de energia; análise multicriterial

ABSTRACT

PhD Thesis

Post-Graduation Program in Electrical Engineering
Federal University of Santa Maria

NEW METHODS FOR DISTRIBUTION NETWORKS RECONFIGURATION STARTING FROM MULTIPLE CRITERIA DECISION-MAKING ALGORITHMS

AUTHOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

SUPERVISOR: LUCIANE NEVES CANHA, Dra

Date and Local: December, 14 of 2007, Santa Maria.

The electric networks reconfiguration has as purpose: to reduce the energy losses, to improve the voltage profile for the customers, to increase the reliability levels or to re-establish the energy supply in contingency situations. In spite of the complexity of this combinatorial problem of large dimensions, there is an effort of the researchers in the direction of efficient optimization methods, once the classic methods present difficulties for its resolution. The disadvantage of these methods is that a major part of researchers ignores the totality of formal information that is available in the power utilities. The efficient solution should also consider the knowledge and experience of power utilities professionals that can be accomplished starting from the development of Specialist Systems. For these reason, it becomes more recommended to consider algorithms that make possible the use of formal and informal analysis methods. This context motivated this thesis whose proposal is the development of new methods and software for distribution networks reconfiguration starting from multiple criteria decision-making methods, aiming at a more adequate processing of all available information in power utilities. To solve the approached problem, this paper uses the Bellman-Zadeh's method that was shown efficient in the solution of several problems of multiple criteria decision, besides allowing the analysis, at the same time, of quantitative and qualitative criteria. In general, the reconfiguration can not be solved in an efficient way without the analysis of the following problems: the appropriate modeling of the equipments and electrical loads; the creation of algorithm for representation of the electrical topology that allows fast changes in the electric configuration; calculations of the load flow; the definition of composition and presentation forms for the target functions and restrictions; the development of optimization methods and software to define the best electric configuration in normal operation state and in contingency situations. The proposed methodologies were customized according to the power utilities needs, helping the operators in the decision-making process. Besides that the algorithms meet the demand for fast processing of the efficient solutions, which is fundamental mainly in the re-establishment of energy supply during contingencies. Among the several advantages of the developed software in relation to the conventional softwares, the most important are: the representation of the electric topology considers only the information of the connections that really exist, dispensing the use of matrixes; integration with the electric load modeling systems for maximum demand as for load typical curves; the use of the initial data reliability to coordinate the transformers' load; application of multiple criteria optimization algorithms for distribution networks reconfiguration, in normal operational state and in contingency situations; composition of the target functions and restrictions considering quantitative and qualitative characteristics; evaluation of the impact of the reconfiguration in the power systems energy losses. As results, case studies are presented with real data from the power utilities, in order to prove the efficiency of the proposed methods.

Key words: distribution networks reconfiguration; power supply restoration; Multiple criteria decision-making

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Representação de um sistema de distribuição.....	41
Figura 3.2: Curva kVAS.....	44
Figura 3.3: Construção da curva de carga integral de um transformador de distribuição.....	48
Figura 3.4: Representação dos parâmetros α_r e β_r	51
Figura 3.5: Representação dos parâmetros α_n e β_n	52
Figura 3.6: Rede de distribuição com dois alimentadores.....	54
Figura 4.1: Representação dos valores de corrente dos nós.....	62
Figura 4.2: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.....	64
Figura 4.3: Representação dos valores de tensão para todos os nós da rede.....	66
Figura 4.4: Representação dos valores de potências e de perdas.....	69
Figura 5.1: Representação de um sistema de transmissão.....	77
Figura 5.2: Representação geométrica do plano de experimentos.....	81
Figura 5.3: Representação geométrica do plano de experimentos de segundo grau.....	86
Figura 6.1: Trechos protegidos pelos equipamentos de proteção.....	101
Figura 6.2: Configuração original.....	103
Figura 6.3: Primeira reconfiguração.....	104
Figura 6.4: Segunda reconfiguração.....	104
Figura 6.5: Primeira reconfiguração (sentido contrário).....	105
Figura 6.6: Algoritmo para definir a configuração ideal para cada interligação.....	106
Figura 6.7 - Definição da área de compromisso quando o conjunto permissível é côncavo.....	109
Figura 6.8 - Definição da área de compromisso quando o conjunto permissível é convexo.....	110
Figura 6.9 - Interseção das funções de pertinência e definição da área de soluções.....	111
Figura 7.1: Identificação do trecho com defeito.....	122

Figura 7.2: Abertura das chaves (a) montante do defeito (b) jusante do defeito.....	123
Figura 7.3: Abertura das chaves a jusante do defeito.....	123
Figura 7.4: Abertura das chaves para isolar o defeito.	124
Figura 7.5: Análise das opções de realimentação (a) situação atual (b) reconfiguração para restabelecimento de energia.....	125
Figura 8.1: Sistema de transmissão utilizado nos estudos de casos.	136
Figura 8.2: Redes de distribuição das subestações A e B.....	137
Figura 8.3: Configuração original das redes de distribuição.	138
Figura 8.4: Definição de parâmetros para reconfiguração.	139
Figura 8.5: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.....	140
Figura 8.6: Configuração proposta.	141
Figura 8.7: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.....	142
Figura 8.8: Configuração proposta.	143
Figura 8.9: Definição de parâmetros para reconfiguração.	144
Figura 8.10: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.....	144
Figura 8.11: Configuração proposta.	145
Figura 8.12: Definição de parâmetros para reconfiguração.	146
Figura 8.13: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.....	147
Figura 8.14: Configuração proposta.	148
Figura 8.15: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.....	149
Figura 8.16: Definição de parâmetros para restabelecimento de energia.....	151
Figura 8.17: Resultado do restabelecimento de energia.....	152
Figura 8.18: Reconfiguração das redes após defeito.	153
Figura 8.19: Localização de defeito nas redes de distribuição.....	154
Figura 8.20: Resultado do restabelecimento de energia.....	155
Figura 8.21: Reconfiguração das redes após o segundo defeito.....	156
Figura 8.22: Configuração final da rede após defeitos.....	157
Figura C.1: Diagrama unifilar da rede de médio porte.....	182
Figura I.1: Representação dos parâmetros elétricos das redes de distribuição.....	188
Figura I.2: Esquema de ligação do regulador de tensão.	188
Figura II.1: Exemplo de rede elétrica.	195
Figura II.2: Exemplo de rede elétrica radial.	197
Figura II.3: Representação do fluxo de carga.....	199
Figura II.4: Representação do fluxo de carga.....	201

Figura III.1: Comparação entre as potências medida e modelada para a saída do alimentador: a) dia útil b) sábado c) domingo.	203
Figura III.2: Comparação entre as potências medida e modelada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.	204
Figura III.3: Comparação entre as potências medida e modelada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.	205
Figura III.4: Comparação entre as potências medida e estimada para a saída do alimentador: a) dia útil b) sábado c) domingo.	207
Figura III.5: Comparação entre as potências medida e estimada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.	208
Figura III.6: Comparação entre as potências medida e estimada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.	209
Figura IV.1: Sistema de transmissão utilizado como objeto de estudo.	211
Figura IV.2: Resultados do ensaio 1.	214
Figura IV.3: Resultados do ensaio 8.	214
Figura V.1: Rede em uma condição inicial radial (quadrado cheio indica chave fechada e vazio indica chave aberta).	220
Figura V.2: Configural ideal para análise da chave NA 38-64.	222
Figura V.3: Configural ideal para análise da chave NA 48-69.	223
Figura V.4: Configural ideal para análise da chave NA 33-80.	223
Figura V.5: Configural ideal para rede de distribuição de médio porte.	225

LISTA DE TABELAS

Tabela 8.1 – Resultados da configuração original.....	138
Tabela 8.2 – Resultados da reconfiguração.....	141
Tabela 8.3 – Resultados da reconfiguração.....	143
Tabela 8.4 – Resultados da reconfiguração.....	145
Tabela 8.5 – Resultados da reconfiguração.....	148
Tabela 8.6 – Análise Comparativa.....	149
Tabela A.1: Valores unitários de resistência e de reatância dos condutores.....	179
Tabela B.1: Perdas nominais de potência dos transformadores de distribuição.....	181
Tabela C.1: Dados de nós da rede de médio porte.....	183
Tabela C.2: Dados de ramos da rede de médio porte.....	184
Tabela C.3: Dados dos condutores da rede de médio porte.....	184
Tabela D.1: Índice de Student.....	185
Tabela D.2: Índice de Fisher.....	186
Tabela IV.1: Valores de corrente das subestações.....	212
Tabela IV.2: Ensaio para o modelo linear.....	212
Tabela IV.3: Resultados dos ensaios para o modelo linear.....	213
Tabela IV.4: Análise dos resultados do modelo linear.....	215
Tabela IV.5: Resultados dos ensaios para o modelo não-linear.....	217
Tabela IV.6: Análise dos resultados do modelo não-linear.....	218
Tabela V.1: Configuração ótima da rede (0 indica chave aberta e 1 indica chave fechada).....	220
Tabela V.2: Comparação dos resultados de reconfiguração.....	221
Tabela V.3: Resultados da análise de cada chave NA.....	222
Tabela V.4: Resultados obtidos com a aplicação do método proposto.....	224

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.4.....	51
Quadro 3.2: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.4.....	51
Quadro 3.3: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.6.....	54
Quadro 3.4: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.6.....	55
Quadro 3.5: Conjunto de ramos considerando a alteração da topologia.....	56
Quadro 3.6: Conjunto de nós considerando a alteração da topologia.....	57
Quadro 4.1: Conjunto de nós para a rede da Figura 4.1.....	63
Quadro 4.2: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.....	63
Quadro 4.3: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.....	64
Quadro 4.4: Conjunto de ramos acrescido dos valores de tensão.....	67
Quadro 4.5: Conjunto de ramos acrescido dos valores de potências e de perdas.....	69
Quadro 5.1 - Variação dos fatores na realização de experimento para $N = 2^2$	81
Quadro 5.2 – Plano de experimento 2^3	82
Quadro 5.3 – Estrutura da matriz de planejamento fatorial $2^{k-p}=2^{3-1}$	84
Quadro 5.4 – Número de ensaios em função dos fatores.....	87
Quadro 5.5 – Estrutura da matriz do planejamento de segundo grau.....	87
Quadro 5.6 – Determinação do parâmetro α para satisfazer a condição de ortogonalidade da matriz de planejamentos.....	89
Quadro 6.1 – Resultados da análise de cada interligação.....	114
Quadro 6.2 - Funções pertinência das soluções fuzzy.....	115
Quadro 7.1 – Análise das opções de restabelecimento de energia.....	126
Quadro 7.2 – Estimativa dos especialistas, intervalo [0;10].....	127
Quadro 7.3 – Comparação dos objetos em pares.....	129
Quadro 7.4 – Coeficiente de prioridade dos objetos.....	130
Quadro 7.5 - Definição das características integrais dos objetos.....	130

Quadro 7.6 – Priorização dos tipos de equipamento para manobras.....	132
Quadro 7.7 - Função pertinência da solução fuzzy (primeiro nível).....	133
Quadro 7.8 - Função pertinência da solução fuzzy (segundo nível).....	134
Quadro 7.9 - Função pertinência da solução fuzzy (terceiro nível).....	134
Quadro II.1: Matriz de incidência dos nós nas ligações dos ramos.....	195
Quadro II.2: Matriz de incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede.....	196
Quadro II.3: Matriz de incidência para a rede da Figura II.2.....	198
Quadro II.4: Conjunto de ramos para a rede da Figura II.2.....	199
Quadro II.5: Conjunto de nós para a rede da Figura II.2.....	199
Quadro II.6: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente.....	200
Quadro II.7: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.....	200
Quadro II.8: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.....	200
Quadro IV.1: Ensaio para o planejamento de experimento, modelo linear.....	213
Quadro IV.2: Coeficientes da equação de regressão linear.....	215
Quadro IV.3: Ensaio para o planejamento de experimento, modelo não-linear.....	216
Quadro IV.4: Coeficientes da equação de regressão não-linear.....	217
Quadro VI.1: Estimativas de especialistas, intervalo [0;10].....	226
Quadro VI.2: Comparação de pares entre os objetos.....	227
Quadro VI.3 – Coeficiente de prioridade dos objetos.....	227
Quadro VI.4 - Definição das características integrais dos objetos.....	228
Quadro VI.5 – Priorização dos tipos de equipamento preferenciais para manobras...	228

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AES SUL	Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
AL	Alimentador
ANAREDE	Software para o Cálculo do Fluxo de Potência em Sistemas de Transmissão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCO	Banco de Capacitor
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Empresa do Sistema Eletrobrás
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FO	Funções Objetivo
GD	Geração Distribuída
KVAS	Método para Representação da Carga Elétrica através do kVA Estatístico
NA	Normalmente Aberta
NF	Normalmente Fechada
RD	Rede de Distribuição
REG	Regulador de Tensão
RGE	Empresa Rio Grande Energia S.A.
RP	Rede Primária
RS	Rede Secundária
SE	Subestação
TAP	Posição de Ajuste dos Transformadores (Transformer Adjust Position)
TD	Transformador de Distribuição
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

LISTA DE SÍMBOLOS

α_n e α_r	Nível de informação sobre o nó e o ramo
β_n e β_r	Nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó e o ramo considerados
b_i	Coefficiente da equação de regressão linear ou não-linear
$C_{\text{int erromp.}-\text{ano}}$	Número de consumidores interrompidos ano do sistema de distribuição
C_{ALn}	Número de consumidores do alimentador n
$C_{\text{Pr otjn}}$	Número de consumidores a jusante do dispositivo de proteção j do alimentador n
D_{max}	Demanda máxima
$D_{\text{Máxk}}$	Demanda ativa máxima para o conjunto de consumidores de tipo k
$D_{\text{Máxkd}}^*$	Demanda ativa máxima normalizada da curva típica de carga k referente ao dia da semana d
$D_{\text{Médkd}}^*$	Demanda ativa média normalizada da curva típica de carga k referente ao dia da semana d
ΔP e ΔQ	Diferença entre as potências, ativa e reativa, medidas e estimadas
ΔP_{0nj} e ΔQ_{0nj}	Perdas nominais de potência, ativa e reativa, em vazio para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador
ΔP_{Cnj} e ΔQ_{Cnj}	Perdas nominais de potência, ativa e reativa, em carga para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador
ΔP_{RPij} e ΔQ_{RPij}	Perdas de potência, ativa e reativa, na rede primária entre os pontos i e j do alimentador
ΔP_{TDj} e ΔQ_{TDj}	Perdas de potência, ativa e reativa, no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador

Δt	Intervalo de tempo
$\overrightarrow{\Delta U}_{ij}$	Queda de tensão de linha no ramo do alimentador entre os nós i e j
$\Delta \tilde{x}_i$	Intervalo de variação para o fator i em relação ao centro do experimento
λ_0	Taxa de falhas
λ_{0n}	Taxa de falhas do alimentador n
F^E	Índice de Fisher
F^T	Índice tabulado
f_c	Fator de carga
f_y	Grau de liberdade
FP	Fator de potência
Φ_{ij}	Ângulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j
I	Corrente absorvida pela carga
I_{At}	Corrente na barra da subestação A, para o instante de tempo t
I_{ij}	Módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j
I_{rij} e I_{xij}	Componentes, ativa e reativa, da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j
I_{rj} e I_{xj}	Componentes, ativa e reativa, da corrente primária para o elemento localizado no nó j do alimentador
φ_i e φ_j	Ângulos das tensões nos nós i e j do alimentador
γ	Número de estados assumidos pelos fatores
k	Número de variáveis (fatores) controladas durante o experimento
k_p	Coefficiente de prioridade do objeto
K_{1Pt} e K_{1Qt}	Fatores de ajuste para as potências, ativa e reativa, com relação aos valores de carga, para o instante de tempo t
K_{2Pt} e K_{2Qt}	Fatores de ajuste para as potências, ativa e reativa, com relação à confiabilidade dos dados iniciais, para o instante de tempo t
ℓ_{Σ}	Comprimento total das redes
ℓ_{ALn}	Comprimento dos trechos de rede protegido pelo disjuntor do alimentador n
$\ell_{Pr otjn}$	Comprimento dos trechos de rede protegido pelo dispositivo de proteção j do alimentador n

L_{ij}	Comprimento do ramo do alimentador entre os nós i e j
m	Quantidade de especialistas
$M(X_t^*)$	Média da amostra X^* normalizada, para a hora t
$Me(X_t^*)$	Mediana da amostra X^* normalizada, para a hora t
$Mo(X_t^*)$	Moda da amostra X^* normalizada, para a hora t
N	Número de consumidores
N_1	Número de ensaios no núcleo do plano
N_α	Número de ensaios adicionais
n_0	Número de ensaios no centro do plano
$\mu_{A_j}(X)$	Função de pertinência de \tilde{A}_j
n	Tamanho da amostra
n_U	Quantidade de dias úteis existentes no período
n_D	Quantidade de domingos ou feriados existentes no período
n_M	Número de dias decorridos no período entre as coletas das medições de consumo de energia
n_S	Quantidade de sábados existentes no período
opt	Operador de otimização do vetor de eficiência
θ_j	Ângulo do fator de potência do elemento localizado no nó j do alimentador
θ_{ij}	Ângulo do fator de potência no ramo do alimentador entre os nós i e j
P e Q	Potências, ativa e reativa, absorvida pela carga
P_{ij} e Q_{ij}	Potências, ativa e reativa, no ramo do alimentador entre os nós i e j
P_j e Q_j	Potências, ativa e reativa, do elemento localizado no nó j do alimentador
P_{SE} e Q_{SE}	Potências, ativa e reativa, medidas na subestação, saída do alimentador
P_{SE-1} e Q_{SE-1}	Potências, ativa e reativa, estimadas para a saída do alimentador
P_{kdt} e Q_{kdt}	Potências, ativa e reativa, da ordenada t da curva típica de carga tipo k , para o dia da semana d
P_{kdt}^* e Q_{kdt}^*	Potências normalizadas, ativa e reativa, da ordenada t da curva típica de carga tipo k , para o dia da semana d
Q_{gj} e Q_{gnj}	Potências reativa, gerada e nominal, para o banco de capacitor localizado no nó j do alimentador
R_{cc}	Resistência interna do enrolamento

R_{Fe}	Resistência do ferro
r_{ij} e x_{ij}	Resistência e reatância unitárias do condutor localizado no ramo do alimentador entre os nós i e j
S_{nj} e S_{jt}	Potências, nominal e aplicada no instante t , para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador
s_{ad}^2	Variância de adequação
s_{rep}^2	Variância de reposição
$s^2\{b_i\}$	Variância dos coeficientes da equação de regressão
σ_{Pjt}^2 e σ_{Qjt}^2	Valores de variância para as potências, ativa e reativa, do transformador de distribuição ou do consumidor primário localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t
σ_{Pkjt}^2 e σ_{Qkjt}^2	Valores de variância para as potências, ativa e reativa, do consumidor com curva típica k localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t
t	Instante de tempo
T	Período de tempo
$t_{\alpha, fy}$	Índice de Student
U	Tensão aplicada à carga
\overrightarrow{U}_{SE}	Tensão de linha medida na subestação
\overrightarrow{U}_i e \overrightarrow{U}_j	Tensões de linha nos nós i e j do alimentador
U_n	Tensão nominal
$\overrightarrow{\Delta U}_{reg}$	Aumento ou diminuição de tensão devido ao regulador de tensão
W_k	Consumo de energia do consumidor associado à curva típica de carga k , para o período de dias considerado
W_{kd}^*	Área sob a curva típica de carga normalizada k referente ao dia da semana d
X^0	Solução ótima para o vetor monocriterial ou multicriterial
\bar{x}_{i0}	Valor médio da variação dos fatores (centro do plano dos experimentos)
x_i	Valor da variável (fator) i
x_{ij}	Estimativa do nível de importância do objeto i em relação ao objeto j

x_t^*	Valor de potência ativa ou reativa normalizado da curva típica de carga, para a hora t
Z_{ij}	Módulo da impedância do condutor no ramo do alimentador entre os nós i e j



LISTA DE ANEXOS

ANEXO A	
VALORES UNITÁRIOS DE RESISTÊNCIA E REATÂNCIA DOS CONDUTORES	179
ANEXO B	
PERDAS NOMINAIS DE POTÊNCIA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	181
ANEXO C	
PARÂMETROS ELÉTRICOS DA REDE DE MÉDIO PORTE	182
ANEXO D	
ÍNDICES DE STUDENT E FISHER.....	185



LISTA DE APÊNDICES

APÊNDICE I	
MODELAGEM DOS ELEMENTOS ELÉTRICOS.....	187
APÊNDICE II	
COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS PARA REPRESENTAÇÃO DA TOPOLOGIA ELÉTRICA.....	194
APÊNDICE III	
COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE COORDENAÇÃO DE CARGAS.....	202
APÊNDICE IV	
CONSTRUÇÃO DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS....	211
APÊNDICE V	
COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	219
APÊNDICE VI	
APLICAÇÃO DO MÉTODO DE ESTIMATIVAS DE ESPECIALISTAS	226

SUMÁRIO

RESUMO	6
ABSTRACT	7
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS	11
LISTA DE QUADROS	12
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	14
LISTA DE SÍMBOLOS	15
LISTA DE ANEXOS	20
LISTA DE APÊNDICES	21
CAPÍTULO 1	
INTRODUÇÃO.....	25
1.1 – Objetivos da tese.....	28
1.2 – Organização dos capítulos.....	29
CAPÍTULO 2	
REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	32
2.1 – Modelagem das cargas elétricas	32
2.2 – Método de cálculo do fluxo de potência.....	33
2.3 – Algoritmos de otimização e análise multicriterial.....	34
2.4 – Planejamentos de experimentos	38
2.5 – Métodos propostos pelo autor	39
CAPÍTULO 3	
REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS ELÉTRICOS E TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	41
3.1 – Modelagem das cargas elétricas	42

3.1.1 - Carga representada pela demanda máxima	43
3.1.2 - Carga representada por curvas de carga típicas	44
3.1.3 - Comportamento das cargas elétricas	49
3.2 – Representação da topologia das redes elétricas.....	49
3.2.1 - Algoritmo proposto para alteração da topologia elétrica	53
CAPÍTULO 4	
ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	58
4.1 – Método de somatório de correntes	58
4.2 – Algoritmo para coordenação de cargas	70
CAPÍTULO 5	
ANÁLISE DA REAÇÃO DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA	76
5.1 Introdução a teoria de planejamento de experimentos	77
5.2 Planejamento fatorial de experimentos linear e completo.....	79
5.3 Planejamento fatorial de experimentos linear e fracionário	83
5.4 Planejamento fatorial de experimentos para construção de modelos de segundo grau.....	85
5.5 Planejamento ortogonal de segundo grau.....	88
5.6 Análise estatística dos modelos	90
5.6.1 Estimativa da variância de reposição	90
5.6.2 Modelos lineares.....	92
5.6.3 Modelos quadráticos.....	93
5.7 Construção dos modelos de sistemas de potência através do planejamento dos experimentos.....	94
CAPÍTULO 6	
MÉTODO PROPOSTO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS.....	97
6.1 Formulação do problema.....	97
6.2 Funções objetivo e restrições.....	99
6.3 Método proposto para seleção das configurações	102
6.4 Algoritmos para tomada de decisão multicriterial.....	107
6.4.1 Introdução aos métodos de tomada de decisão multicriterial.....	107
6.4.2 Algoritmo de Bellman-Zadeh.....	110
6.4.3 Aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh para definição da configuração das redes de distribuição	114

CAPÍTULO 7	
RESTABELECIMENTO ÓTIMO DE ENERGIA EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA	117
7.1 Formulação do problema.....	117
7.2 Funções objetivo e restrições.....	119
7.3 Algoritmo proposto para isolar as redes de distribuição com defeito	121
7.4 Algoritmo proposto para análise das opções de restabelecimento de energia.....	124
7.5 Metodologia proposta para escolha da opção ótima de restauração de energia	126
7.5.1 Fundamentos básicos para elaboração e análise das estimativas de especialistas..	126
7.5.2 Processamento do critério qualitativo através de estimativas de especialistas.....	131
7.5.3 Aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh para restabelecimento ótimo de energia	132
CAPÍTULO 8	
RESULTADOS PRÁTICOS E DISCUSSÃO	136
8.1 – Reconfiguração das redes de distribuição – regime normal de operação.....	137
8.1.1 Análise monocriterial – perdas de potência elétrica nas RD	139
8.1.2 Análise monocriterial – perdas totais de potência elétrica	141
8.1.3 Análise monocriterial – número de consumidores interrompidos ano.....	143
8.1.4 Análise multicriterial	145
8.1.5 Análise comparativa	148
8.2 – Restabelecimento ótimo de energia elétrica	150
CAPÍTULO 9	
CONCLUSÕES	158
9.1 – Contribuições.....	159
9.2 – Artigos publicados.....	159
9.3 – Sugestões para continuidade do trabalho	162
BIBLIOGRAFIA	163

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Na década de noventa, com a política de privatização das concessionárias estatais de energia elétrica, ocorreu uma desverticalização no setor elétrico, separando empresarialmente as atividades de geração, transmissão e distribuição (ROSA, TOLMASQUIM e PIRES, 1998).

No Rio Grande do Sul, até meados de 1997, a única empresa que operava os sistemas de geração, transmissão e distribuição era a CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica. Porém, com a reforma administrativa do Estado, a CEEE foi dividida em seis empresas: duas de geração (uma hidráulica e outra térmica), uma de transmissão e três de distribuição. Para fazer a distribuição da energia, o Estado foi dividido em três áreas: Sul-Sudeste, Centro-Oeste e Norte-Nordeste. A região Sul-Sudeste, que inclui Porto Alegre, continua com a CEEE; a Centro-Oeste ficou a cargo da AES Sul; e a Norte-Nordeste, da Rio Grande Energia S.A. (RGE), as duas últimas decorrentes da privatização parcial da CEEE.

A partir de então, os sistemas de distribuição passaram a ter um papel fundamental, antes ofuscados pelos sistemas de transmissão, pois foram os setores de maior abertura à iniciativa privada. Além disso, neles foram introduzidas regulamentações que deram uma nova visão ao consumidor e à própria concessionária, da qual se exigiu novos padrões de qualidade e de continuidade no fornecimento de energia (ALDABÓ, 2001).

Diante dessa dinâmica do mercado, os programas computacionais destinados a análises e diagnósticos dos sistemas de distribuição são primordiais para as concessionárias, devido à grande carência de monitoramento das variáveis de estado do sistema (potências ativa e reativa, tensão, corrente...). Muitas vezes, o único ponto disponível para se monitorar, em tempo real, é na saída do alimentador (rede primária), ou seja, na subestação (BERNARDON, 2001). Outra fonte de informação são os dados de consumo mensal de energia elétrica dos consumidores.

A obtenção de resultados satisfatórios requer a utilização de ferramentas para análise das redes de distribuição, que tratem de maneira apropriada essa carência de dados formais, tais como as medições de demanda dos consumidores.

Foram essas constatações que motivaram a realização desta tese. Nela, propõe-se o desenvolvimento de novos métodos e de uma ferramenta computacional para reconfiguração das redes de distribuição a partir de análises multicriteriais, visando ao processamento adequado das fontes de informação disponíveis.

A reconfiguração das redes elétricas tem como finalidade: reduzir as perdas de energia, melhorar o perfil de tensão para os consumidores, aumentar os níveis de confiabilidade ou restabelecer o fornecimento de energia em situações de contingência.

Então, dependendo dos anseios da empresa ou do planejador, pode haver necessidade de serem contemplados múltiplos objetivos na busca da solução, mesmo que com diferentes graus de importância (KAGAN e ADAMS, 1992). Por exemplo, pode-se considerar como o principal atributo de otimização a minimização das perdas de energia e, em decorrência, espera-se melhorar o perfil de tensão para os consumidores. Outra consideração a ser feita é que estes problemas apresentam também aspectos de subjetividade. Portanto, é subjetivo afirmar “o quanto” minimizar as perdas é mais importante que otimizar os níveis de tensão.

Apesar da complexidade desse problema combinatorial de grandes dimensões, há todo um esforço, por parte dos pesquisadores, no sentido de buscar métodos eficazes de otimização, uma vez que os métodos clássicos apresentam dificuldades para sua resolução (CURIC et al., 1996). Por essa razão, seu foco de interesse está direcionado para a análise da possibilidade de emprego de métodos informais de otimização, como redes neurais ou redes Petri (FOUNTAS, 1997). A solução eficiente também deve considerar o conhecimento e a experiência dos profissionais das concessionárias, que pode ser realizado a partir do desenvolvimento de sistemas especialistas (LIU, LEE e VENKATA, 1988; NAGATA et al., 1995; WU, LEE, TZENG e CHEN, 1997).

A desvantagem destes trabalhos é que a grande maioria praticamente ignora a totalidade da informação formal, que está disponível nas concessionárias. Por essa razão, torna-se mais eficiente considerar algoritmos que possibilitem reunir métodos de análise formais e informais. Para resolver o problema abordado, este trabalho utiliza o método de Bellman-Zadeh (BELLMAN e ZADEH, 1970), que se mostrou eficiente para a solução de vários problemas de tomada de decisão multicriterial, assim como permite, ao mesmo tempo, a análise de critérios qualitativos e quantitativos.

Em geral, a questão de reconfiguração não pode ser solucionada de forma correta e eficiente, sem a análise dos seguintes problemas:

- modelagem adequada dos elementos pertencentes às redes de distribuição (RD) e das cargas elétricas;
- criação de um sistema computacional eficiente para a apresentação da topologia das RD e que permita realizar rápidas alterações na configuração;
- cálculos das principais características dos modos de operação das RD através de fluxo de potência;
- definição da composição e formas de apresentação para as funções objetivo (FO) e restrições;
- escolha de um algoritmo para tomada de decisão multicriterial, que permita considerar características qualitativas e quantitativas;
- desenvolvimento de métodos de otimização para definir a configuração elétrica das RD em regime normal de operação;
- desenvolvimento de métodos para restabelecimento ótimo de energia elétrica em situações de contingência;
- desenvolvimento de ferramenta computacional para aplicação dos métodos de reconfiguração dos sistemas de distribuição.

Com essas considerações, procura-se mostrar a importância, para as concessionárias, de uma solução efetiva do problema de reconfiguração de redes; ao mesmo tempo, a grande complexidade para sua realização. Da mesma forma, o sucesso da solução desse problema possibilita vários benefícios tanto para as concessionárias como para os consumidores, visto que reduzem as perdas de energia, melhoram os níveis de tensão, aumentam a confiabilidade dos sistemas, além de otimizar as transferências de carga nas redes de distribuição em situações de contingência, reduzindo o tempo de restauração da energia, aumentando o número de consumidores restabelecidos e agregando segurança na execução das manobras.

A ferramenta, baseada em equações e modelos matemáticos para análise de sistemas elétricos, foi desenvolvida para atender às necessidades das concessionárias, vindo a beneficiar as áreas de operação, de planejamento e de manutenção.

Dentre as vantagens desse sistema em relação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes:

- representação da topologia elétrica das redes de distribuição, considerando somente a informação das ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes, para reduzir o tempo despendido nas alterações da configuração;
-

- integração com os sistemas de modelagem da carga elétrica tanto por demanda máxima quanto por curvas de carga típicas;
- uso da confiabilidade dos dados iniciais no processo de coordenação da carga dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas disponíveis na subestação;
- aplicação de algoritmos de otimização e de análise multicriterial para reconfiguração das RD, em regime normal de operação e em situações de contingência;
- composição das funções objetivo (FO) e restrições, considerando características qualitativas e quantitativas;
- avaliação do impacto das reconfigurações das RD nas perdas elétricas dos sistemas de potência.

Como resultados, são apresentados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica, com o objetivo de comprovar a eficiência dos algoritmos e software desenvolvidos.

Salienta-se que este trabalho é uma continuação do tema desenvolvido na dissertação de mestrado, "Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição", realizado no Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (PPGEE/UFSM) (BERNARDON, 2004).

1.1 – Objetivos da tese

Este trabalho tem como principais objetivos:

- 1) desenvolvimento de algoritmo para modelagem eficiente e adequada dos equipamentos, das redes de distribuição e das cargas elétricas;
 - 2) criação de métodos para representação da topologia elétrica das redes primárias de distribuição através de métodos não-matriciais, com rápido processamento para as alterações na configuração das RD;
 - 3) aplicação de algoritmos para fluxo de potência e coordenação de cargas, em sistemas de distribuição;
-

- 4) construção de equivalentes funcionais para representação dos sistemas de potência, através do método de planejamento de experimentos;
- 5) definição da composição e formas de apresentação para as funções objetivo (FO) e restrições;
- 6) escolha e aplicação de um algoritmo para tomada de decisão multicriterial, que permita considerar características qualitativas e quantitativas;
- 7) desenvolvimento de métodos de otimização para definir a configuração elétrica das RD em regime normal de operação;
- 8) desenvolvimento de métodos para restabelecimento ótimo de energia elétrica em situações de contingência;
- 9) construção de ferramenta computacional para aplicação dos métodos de reconfiguração dos sistemas de distribuição;
- 10) avaliação do impacto das reconfigurações das RD nas perdas elétricas dos sistemas de potência;
- 11) aplicação do sistema computacional em estudos de casos, com dados reais das concessionárias de energia elétrica, para comprovar a adequação e eficiência dos métodos propostos.

1.2 – Organização dos capítulos

Esta tese é composta de nove capítulos.

No primeiro, inicialmente é apresentada uma introdução geral dos sistemas elétricos de potência, enfatizando-se os sistemas de distribuição; a seguir, os principais objetivos da reconfiguração das redes elétricas e a complexidade para obtenção de sua solução. Também é apresentado à proposta desta tese, o desenvolvimento de novos métodos para reconfiguração das redes de distribuição a partir de análises multicriteriais, bem como suas vantagens.

No segundo, é feita uma revisão dos métodos convencionais empregados, atualmente, no processo de reconfiguração de sistemas de distribuição, descrevendo o conteúdo do material utilizado na pesquisa bibliográfica. São abordados os seguintes assuntos: representação da topologia elétrica, modelagem das cargas elétricas, métodos para cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, métodos de otimização e de análise multicriterial,

estimativas de especialistas, definição das funções objetivos e restrições, planejamento de experimentos.

No terceiro, é descrito como os elementos elétricos pertencentes às redes de distribuição são modelados no programa desenvolvido, com ênfase para as cargas elétricas, representação por demanda máxima ou por curvas de carga típicas. Também é apresentado o algoritmo proposto para representação e alteração da topologia elétrica das redes de distribuição radiais, que possui vantagens em comparação aos métodos matriciais convencionais, principalmente, quanto ao tempo de processamento para executar as alterações na configuração das RD.

No quarto, são descritos os procedimentos necessários para realização do cálculo do fluxo de potência em RD. Para tanto, é empregado o método de somatório de correntes para o cálculo do fluxo de potência e proposto um algoritmo para o ajuste dos valores estimados em relação aos valores reais medidos na subestação, que permite levar em consideração a confiabilidade dos dados iniciais.

No quinto, é realizada uma introdução ao método de Planejamento de Experimentos, através de seus principais modelos. O objetivo é verificar o impacto das reconfigurações das RD nas perdas elétricas dos sistemas de transmissão. Para isso, são analisados os diversos métodos. Dentre os quais, escolheu-se o mais apropriado para representar o sistema de potência utilizado como objeto de estudo. Desse modo, obtém-se a equação para calcular as perdas de potência nos sistemas de transmissão, em função das cargas das subestações, para o período de tempo considerado no estudo.

No sexto, são descritas as considerações para reconfiguração das RD, para definição da topologia em regime normal de operação. São analisadas a composição e formas de apresentação das funções objetivo e restrições, além da introdução aos métodos de tomada de decisão multicriterial, com ênfase para o algoritmo de Bellman-Zadeh. Também é apresentado o método de otimização proposto para definir a configuração elétrica das RD, em regime normal de operação, que dispensa análise combinatória e emprega o algoritmo de Bellman-Zadeh para decisão multicriterial. Para comprovação da eficiência dos algoritmos desenvolvidos é realizada uma análise comparativa com os métodos tradicionais.

No sétimo, são descritas as considerações para reconfiguração das RD, para restabelecimento ótimo de energia, em situações de contingência. São analisadas a composição e formas de apresentação das funções objetivo e restrições, além da introdução aos métodos para elaboração e análise de Estimativas de Especialistas. Também é apresentado o algoritmo de otimização proposto para isolar os trechos das RD com defeito e restaurar a

energia para os consumidores a jusante desses trechos. Os métodos propostos empregam o algoritmo de Bellman-Zadeh para tomada de decisão multicriterial e Estimativas de Especialistas para representar os critérios qualitativos.

No oitavo, são analisados os resultados obtidos através da aplicação dos algoritmos e software desenvolvidos. São realizados estudos de casos, com dados reais das concessionárias de energia elétrica, para comprovar a adequação e eficiência dos métodos propostos.

No nono, são feitas as considerações finais, ou seja, um resumo das principais conclusões e contribuições desta tese.

CAPÍTULO 2

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma breve revisão dos principais trabalhos relacionados à reconfiguração de redes de distribuição, estudados por diversos autores tanto por sua importância para as concessionárias quanto para os consumidores.

Em especial ênfase para os seguintes assuntos: modelagem das cargas elétricas; método de cálculo do fluxo de potência; algoritmos de otimização e de análise multicriterial; estimativa de especialistas; método de planejamento de experimentos.

2.1 – Modelagem das cargas elétricas

A modelagem das cargas elétricas é essencial para os estudos de fluxo de potência nas redes de distribuição, devido à carência de medidas formais. Para a maioria dos alimentadores têm-se apenas as medições disponíveis nas subestações e de consumo mensal de energia elétrica dos consumidores.

Assim, foram desenvolvidos uma série de trabalhos desde a representação da carga por demanda média até por curvas de carga típicas.

Kuo e Hsu (1993) salientam a importância da carga elétrica inicialmente modelada para o cálculo do fluxo de potência. Um dos métodos convencionais é baseado nas tabelas de REA (1963), desenvolvidas para alimentadores rurais. Estas são usadas para definir a demanda média mensal para uma classe de consumidores com base no consumo de energia elétrica da classe.

Outro método, comumente usado, determina o kVA máximo dos transformadores de distribuição em função do consumo de energia dos consumidores conectados a ele. Cipoli (1993) apresenta este método.

Borozan e Rajakovic (1996) ressaltam que, para definir a demanda máxima de um alimentador, é preciso aplicar um fator diversidade nas cargas, pois os valores de demanda máxima definidos não são coincidentes.

Visando obter melhores resultados, Lee e Etezadi-Amoli (1993) propõem a criação de fatores de diversidade para cada classe de consumidores. Porém, conforme Willis e Brooks (1983), para uma definição mais precisa das cargas, é necessária a definição de curvas de carga típicas para cada classe de consumidores. Desse modo, as cargas podem ser determinadas para dias úteis, sábados e domingo.

Jardini (1992 e 1994) apresenta as curvas diárias de carga dos consumidores residenciais e dos transformadores de distribuição que alimentam carga preponderantemente residencial. Caleffi (1992) propõe uma metodologia estatística baseada em teste de hipóteses e uma série de artifícios que lembram inteligência artificial, para efetuar agrupamentos segundo as tipologias presentes na amostra. Popov, Ekel e Ansuji (1995), por sua vez, mostram que é necessária uma abordagem especial para construção das curvas típicas, para cada classe de consumidores, quando se têm pequenas amostras.

Segundo König (2004), geralmente, no Brasil, as cargas elétricas são modeladas como sendo trifásicas e equilibradas, uma vez que a maioria das concessionárias não possui o cadastro correto da fase em que os consumidores estão conectados. Ele também propôs um método de modelagem por curvas de carga típicas que diminui a influência de valores aleatórios não representativos na amostra.

2.2 – Método de cálculo do fluxo de potência

O cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição é importante para os estudos de planejamento e de análise. Porém, para sua aplicação em sistemas reais, que possuem uma grande quantidade de dados, é necessário métodos eficientes e robustos.

Deste modo, foram criados vários métodos de cálculo, que são empregados em conjunto com os algoritmos de modelagem das cargas elétricas e representação da topologia elétrica.

Para Baran e Kelley (1989), a ferramenta ideal, para definição da carga elétrica e do perfil de tensão dos consumidores de um sistema de distribuição, é aquela que utiliza um

método de cálculo de fluxo de potência. Sua aplicação aumenta a efetividade de operação dos sistemas de distribuição, pois possibilita: conhecer o perfil de tensão das redes de distribuição; calcular as perdas de energia; verificar a capacidade de carregamento dos condutores e dos transformadores de distribuição, entre outros.

Segundo os estudos e as experiências de campo de Roytelman (1993) e de Celik (1999), o conhecimento das grandezas elétricas (potências ativa e reativa, tensão, corrente) na subestação, saída dos alimentadores, aprimora os resultados do cálculo do fluxo de potência, proporcionando um melhor monitoramento das condições do sistema. Assim, primeiramente, realiza-se o fluxo de potência com base nas cargas inicialmente modeladas e, após, a coordenação das cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas na subestação.

Kagan, Oliveira e Robba (2005) apresentam o método convencional de somatório de correntes para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição radiais. Kagan (1993 e 2003) também aplicou esse método, realizando o processo de coordenação de carga de forma proporcional aos valores de carga inicialmente definidos. Além disso, ele utiliza métodos matriciais, para representação da topologia elétrica das redes, e curvas de carga típicas, para modelagem das cargas.

2.3 – Algoritmos de otimização e análise multicriterial

Existem vários métodos de otimização e de análise multicriterial para a solução do problema de reconfiguração das redes, em regime normal de operação e após situações de contingência. Cada método está associado a funções objetivo e restrições, que são analisadas para otimização dos sistemas. Quando existe mais do que um critério, é necessário o emprego de algoritmos de tomada de decisão multicriterial, para escolha da melhor configuração. Neste item são apresentados os principais trabalhos referentes ao assunto.

A solução para o problema da reconfiguração das redes de distribuição tem sido estudada por diversos autores. Nesse sentido, destacam-se as pesquisas de: Baran e Wu (1989), Boardman (1985), Cherkaoui (1993), Civanlar (1988), Hsu (1992), Liu (1988), Kagan (1996), Merlin (1975) e Roytelman (1996).

Khator (1997) e Nara (2003) fazem uma revisão geral dos métodos de otimização para reconfiguração das redes, publicados no período de 1980 a 2002.

Dentre eles, destacam-se: técnicas de buscas, baseadas em heurísticas, do tipo “branch-exchange”, ou seja, parte-se de uma configuração radial e uma alteração elementar no sistema consiste na abertura de uma chave e fechamento de uma outra, escolhidas convenientemente de modo a manter sempre a radialidade do sistema. Esse método é apresentado por Cherkaoui e Germond (1993).

E técnicas construtivas ou destrutivas. Nesse caso, adota-se a condição em que todas as chaves estão abertas ou fechadas, respectivamente. As chaves são fechadas ou abertas sucessivamente para obter a configuração radial. A técnica de otimização normalmente empregada para resolver esse problema são algoritmos do tipo “branch-and-bound”, conforme pesquisa de Boardman e Meckiff (1985).

Segundo Schmidt (2005) a busca exaustiva, examinando-se todas as alternativas de configuração, torna o processo oneroso para sistemas reais, pois o número de configurações factíveis, geradas pelo chaveamento, cresce exponencialmente com a quantidade e a disposição das chaves no sistema. O fato do crescimento exponencial do número de possibilidades é denominado explosão combinatória.

Por essa razão, de acordo com Mantovani, Casari e Romero (2000), algoritmos heurísticos aproximados têm sido sugeridos para resolver o problema de reconfiguração, não garantido a solução ótima, mas apenas que a solução seja boa ou quase ótima. Além disso, eles procuram estabelecer critérios que possam ser usados para eliminar opções indesejáveis de chaveamento, no sentido de diminuir a dimensão do problema.

Civanlar et al. (1988) sugerem um algoritmo que, com uma fórmula simples e com reduzido esforço computacional, tem a capacidade de estimar a variação nas perdas, resultante da transferência de um grupo de cargas de um alimentador para outro, devido à reconfiguração. Por meio desse método, verifica-se que a redução de perdas pode ser obtida apenas se existir uma diferença de tensão significativa através das chaves de interligação e se as cargas podem ser transferidas para o outro alimentador, desenvolvendo assim um critério para eliminar operações de chaveamento indesejáveis e reduzir o número de configurações candidatas. Um critério semelhante foi utilizado por Baran e Wu (1989) para determinar o ramo a ser trocado na reconfiguração, introduzindo dois diferentes métodos para cálculo do fluxo de carga aproximado, processados depois da troca de cada ramo. Para resolver tais problemas, os autores usam um processo de busca heurística em árvore de decisão que permite percorrer o espaço de possibilidades do estado do sistema, sendo o conhecimento de

domínio específico essencial para limitar o tamanho da árvore de decisão. Isso evita uma explosão combinatória e mantém o problema dentro de um conjunto gerenciável.

Geralmente, no caso da reconfiguração em situações de contingência, analisam-se todas as alternativas de restabelecimento de energia, sendo o tempo de processamento para obtenção da solução ótima o problema principal.

As primeiras pesquisas, realizadas por Teo (1992) e Kojima (1989), tratavam apenas da reconfiguração para sistemas de potência em situações de contingências, ou seja, após defeito nas redes. Enquanto as pesquisas de Aoki (1987, 1989 e 1990), Castro (1980), Nagata (2001) e Ucak (1994) abordaram esse assunto para as redes de distribuição.

Curcic et al. (1996) utilizaram métodos clássicos de programação matemática para a solução desse problema, os quais apresentaram várias dificuldades. Por essa razão, os esforços de alguns pesquisadores foram direcionados para a análise da possibilidade de utilização de vários métodos informais de otimização, destacando-se as pesquisas de Moon (2000), Bretas (2002), Fountas (1997) e Wu (1998), que empregavam redes neurais ou redes Petri.

Conseqüentemente, o desenvolvimento de um método eficiente e universal para a análise do problema em questão é extremamente difícil, levando em conta a grande quantidade de fatores a serem considerados. Portanto, pode-se atingir soluções melhores quando o problema é resolvido para cada concessionária, individualmente, considerando a estrutura das redes de distribuição, quantidade e composição dos equipamentos de comutações, operação do sistema SCADA, suficiência e adequação da informação inicial. Com base nesse enfoque, tem-se os trabalhos de Nahman (1994), Lei (2000) e Lee (1998).

Obviamente, a solução eficiente desse problema é impossível sem a utilização do conhecimento e da experiência da equipe dos setores de operação e planejamento das concessionárias. Primeiramente, isso foi realizado a partir do desenvolvimento de Sistemas Especialistas, conforme os trabalhos de Liu (1988), Wu (1997) e Nagata (1995).

A desvantagem desses trabalhos é que a maioria deles praticamente ignora a totalidade da informação formal que está disponível nas concessionárias. Em decorrência, torna-se mais eficiente considerar algoritmos que possibilitem reunir métodos de análise formais e informais, como os de Hsu (1994), Marelato (1989), Drezga (2001), Nan (1998) e Popovic (1999).

Em ambos os casos de reconfiguração, em regime normal de operação e após situações de contingência, é importante definir as funções objetivo e restrições, que são analisadas para otimização dos sistemas. Dos trabalhos que encontram a solução ótima através da análise de um único critério (análise monocriterial), destacam-se: Auguliario (2003), Brown (2003),

Lopez (2004), Mantovani (2000), Schmidt (2005), Taleski (1996) e Venkatesh (2004). A maioria dos pesquisadores visa reduzir as perdas de potência, aumentar a confiabilidade ou balancear as cargas entre os alimentadores. Porém os trabalhos de Lopez (2004) e Taleski (1996) consideraram a variação de carga ao longo do dia, analisando as perdas de energia em vez de potência.

Nos casos de múltiplos objetivos para reconfiguração, destacam-se: Das (2006), Hong (2005), Kagan (1999 e 1995), Nara (2003), Shou (1997) e Su (2003). Os critérios usuais são redução de perdas de potência e balanceamento de cargas entre alimentadores, sem violar as restrições.

Os métodos de otimização multicriterial podem ser aplicados, de um modo geral, no planejamento, na operação e no controle de sistemas de potência e de distribuição, conforme os trabalhos de Ekel (2002) e Hwang (1979).

Para análise de múltiplos critérios, pode-se utilizar o algoritmo de Bellman-Zadeh (1970), que apresenta uma série de vantagens, dentre elas a possibilidade de analisar tanto critérios quantitativos como qualitativos. Outra vantagem é que a solução encontrada sempre pertence à área de comprometimento de Pareto, conforme verificado nas pesquisas de Espie (2003) e Ekel (1997 e 1999). Segundo as pesquisas de Beshelev (1980) e Canha (2005), as características qualitativas podem ser consideradas através da experiência de especialistas.

Atualmente, para solução desses problemas, também são amplamente utilizados os métodos de Programação Evolutiva - Evolutionary Programming (LIN, YANG e TSAY, 2000). Da mesma forma, os algoritmos genéticos (KAGAN e OLIVEIRA, 1999; LEÃO e MATOS, 1997; MIRANDA, RANITO e PROENÇA, 1994), os de "simulated annealing" (ROMERO, GALLEGO e MONTICELLI, 1996) e os de "tabu search" (NARA et al., 1996 e 2001).

Além disso, é necessário dar atenção aos trabalhos que foram orientados especialmente para considerar a incerteza das informações, como os de Das (2006), Borisov (1972); Kagan (1999), Miranda (1989), Ramirez-Rosado (1999) e Venkatesh (2004). A desvantagem geral desses trabalhos, e de outros análogos, é a ausência da indicação de como podem ser construídas as estimativas fuzzy (na forma de funções de pertinência) de todos os parâmetros.

Outra desvantagem é que a maioria dos métodos foi testada apenas em sistemas de pequeno e médio porte, que não representam os sistemas reais de distribuição.

2.4 – Planejamentos de experimentos

No contexto mundial existem diversos artigos relacionados à aplicação do método de Planejamentos de Experimentos, em suas variadas formas de elaboração, com o objetivo de representar a reação de um determinado sistema em função de seus dados de entrada. Neste item são apresentados os principais trabalhos referentes ao assunto.

Vivier, Gillon e Brochet (2001) realizaram a comparação de diferentes métodos de otimização, tendo como base os experimentais, para solução de um problema industrial.

Kelton e Barton (2003) introduziram algumas das idéias, assuntos, desafios e soluções na decisão sobre como realizar experimentos através de modelos de simulações para aprender sobre o comportamento destes. Projetar cuidadosamente as simulações e experiências, dentro do plano de experimentos, geralmente contribui para a economia de tempo e esforços. Provendo-se, com isso, modos mais eficientes para se calcularem os efeitos das mudanças das variáveis de entrada do modelo e seus impactos sobre as respostas de saída. Métodos tradicionais de modelagem experimentais são discutidos no cenário de experiências de simulações, com questões voltadas ao uso do planejamento de experimentos, utilizando a realização de simulações computacionais.

Donohue (1994) faz menção à modelagem experimental para simulações, discutindo sobre a análise de regressão, que é uma técnica estatística, podendo ser usada para resumir as mudanças no resultado de saída de uma simulação, devido às mudanças nos parâmetros de sua entrada, levando em conta o aumento do trabalho, a fim de se obter uma melhor performance nos resultados. Para isso, seu estudo demonstra que as modelagens experimentais são um importante aspecto da maioria das análises de simulações. A sua intenção foi a de prover uma avaliação das pesquisas em assuntos de modelagem utilizando experimentações, focalizando o tema em assuntos estratégicos como as seleções de desígnio dos planos de estudos, modelos estatísticos, variáveis de contribuição e tarefas de fluxos numéricos.

Nazarko (2000) apresenta em seu trabalho o resultado de estudos realizados em simulações, os quais analisam o efeito de parâmetros de entradas nos cálculos das características de resposta de um sistema de distribuição. A sua experiência mostra que, em uma determinada faixa de variações quantitativas de entrada, é permitido o uso de um modelo de características lineares.

Minan et al. (1993) demonstraram o estudo de métodos estatísticos para construção de macro modelos com tolerância e sensibilidade definidas através de níveis de refinamentos como fatores, associações e interações desses que influenciam na resposta de um determinado sistema. Baseando-se nos exemplos do macro modelo e de simulações, através de software específico, busca estimativa de rendimento. Neste caso, o macro modelo usado é bastante preciso para ser aplicado na estimativa de rendimento, ainda que sofra impacto da grande quantidade de simulações necessárias para se alcançar uma eficiência tolerável, que pode ser reduzida com o intuito de se minimizar esforços.

Nazarko (1998) apresenta a aplicação do método de planejamento experimental para a análise de sistemas elétricos de potência. Essa teoria permite construir e verificar experimentalmente o modelo de um sistema de distribuição. O artigo apresenta resultados obtidos pelos estudos de simulações, para verificar o efeito das incertezas introduzidas nos parâmetros de entrada sobre o cálculo das características de saída (resultados) do sistema de distribuição. Segundo o autor, o planejamento de experimentos é um procedimento para seleção do número de experiências que são necessárias e suficientes para solução de um problema, com a precisão exigida. Isso permite que se construa e se verifique experimentalmente o modelo do sistema de distribuição usado como base para otimização e controle.

De acordo com Licht (2006), a existência de modelos matemáticos para representar a resposta de um determinado sistema, em conjunto com variações de seus parâmetros de entrada, baseada em princípios de planejamento de experimentos, é aplicada em diversos campos de estudo. Ele realizou os experimentos para calcular as perdas de potência de um sistema de transmissão, em função da instalação de fontes de geração distribuída.

2.5 – Métodos propostos pelo autor

Este trabalho apresenta os métodos de modelagem das cargas elétricas por demanda máxima e por curvas de carga típicas. Também aborda o processo de construção das curvas típicas, em função do tamanho da amostra e das classes de consumidores. Na prática, verifica-se que não é suficiente construir curvas típicas somente para as classes principais de consumidores, mas também é necessário criar subclasses diferenciadas por faixa de consumo e/ou por tipo de atividade desenvolvida (BERNARDON et al., 2001 e 2007).

Para o cálculo do fluxo de potência, é utilizado o algoritmo convencional de somatório de correntes, empregando o método não-matricial para representação das redes, para reduzir o tempo despendido nas alterações da configuração. Outra novidade é o uso da confiabilidade das curvas típicas no processo de coordenação das cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas disponíveis na subestação (BERNARDON et al., 2004 e 2007).

Para resolver o problema de reconfiguração, regime normal de operação e restabelecimento de energia, foram propostos métodos de otimização, que usam o algoritmo de Bellman-Zadeh, para tomada de decisão multicriterial, e de Estimativas de Especialistas, para representar os critérios qualitativos (BERNARDON et al., 2006 e 2007).

Além da novidade quanto à composição das funções objetivo e restrições, também é considerada as perdas nos sistemas de transmissão durante a reconfiguração. As perdas são calculadas através do método de Planejamentos de Experimentos (BERNARDON et al., 2007).

É relevante que se registre que essa revisão, apesar de sucinta, mostra que a solução do problema de reconfiguração das redes de distribuição é de suma importância para as concessionárias, porém de grande complexidade para sua realização. Da mesma forma, o seu sucesso possibilita vários benefícios, tanto para as concessionárias como para os consumidores. Desse modo, este trabalho propõe novos algoritmos visando aperfeiçoar os métodos existentes.

CAPÍTULO 3

REPRESENTAÇÃO DOS ELEMENTOS ELÉTRICOS E TOPOLOGIA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O avanço tecnológico e a demanda crescente das instalações elétricas, ao mesmo tempo que proporcionam benefícios, tais como maior eficiência e uso racional de energia elétrica, têm causado preocupações com relação à sensibilidade dos equipamentos. Isso faz com que os especialistas, ao planejarem e ao operarem os sistemas de distribuição, tenham em vista seus consumidores, a fim de fornecer-lhes níveis de qualidade e de continuidade de energia dentro dos padrões exigidos pela agência reguladora, ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Muitas vezes, para garantir esses parâmetros, é necessária a utilização de diversos equipamentos elétricos ao longo dos sistemas de distribuição. Há os que tratam os problemas relativos aos níveis de tensão do sistema; outros que visam flexibilizar e otimizar sua operação; e alguns que garantem a segurança e o tratamento dos eventuais defeitos ocorridos nas redes (CIPOLI, 1993).

A Figura 3.1 ilustra a disposição desses equipamentos nas redes de distribuição:

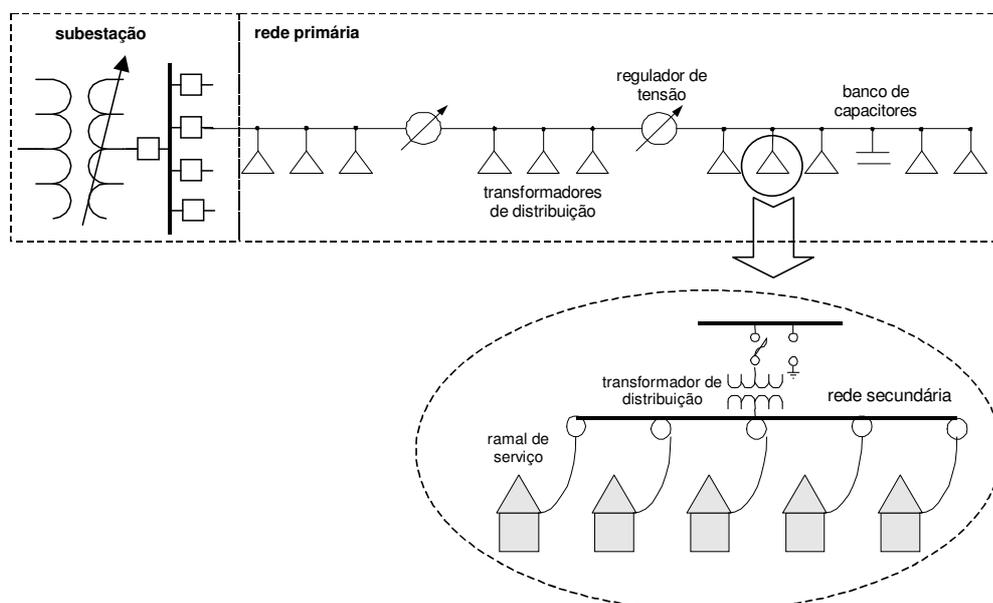


Figura 3.1: Representação de um sistema de distribuição.

Neste capítulo, faz-se necessário descrever como as cargas elétricas dos consumidores e a topologia elétrica das redes de distribuição são modeladas na ferramenta computacional, para um melhor entendimento do assunto. A representação dos demais elementos elétricos pertencentes às RD (subestação, parâmetros elétricos das RD, reguladores de tensão, bancos de capacitores, equipamentos de proteção e de manobra, transformadores de distribuição, fontes de geração distribuída) está detalhada no Apêndice I.

A modelagem eficiente e adequada desses elementos é um fator importante para obtenção de resultados satisfatórios. Dependendo da quantidade e qualidade das informações disponíveis nas concessionárias de energia elétrica, pode-se obter um grau maior ou menor de precisão nos resultados da simulação em comparação à situação real.

3.1 – Modelagem das cargas elétricas

No Brasil, as empresas distribuidoras de energia elétrica realizam a cobrança relativa ao fornecimento de energia elétrica baseada em medições de consumo mensal de energia e demanda de potência. Este último é aplicado somente para os consumidores com atividades comerciais e industriais, enquadrados na estrutura tarifária horo-sazonal, conforme Resolução 456/ANEEL (2000).

Portanto, as concessionárias possuem as informações de consumo e demanda armazenadas para seus consumidores horo-sazonal, que são características importantes, pois tem um caráter formal (dados resultantes de medições).

Já para os demais consumidores (residenciais, rurais...), elas possuem apenas a informação de consumo, que é insuficiente para análise dos sistemas de distribuição, uma vez que não refletem o comportamento diário e horário da energia, apenas indicam o montante consumido num determinado período. Assim, as concessionárias necessitam de metodologias para representação da carga elétrica (demandas ativa e reativa), as quais devem informar o seu valor máximo ou o seu perfil diário, para esses tipos de consumidores.

Embora, por definição, as informações sobre o consumo de energia de cada consumidor arquivadas pelas concessionárias sejam conceituadas como mensais, podem ocorrer variações no número de dias considerados entre um período de leitura e outro, e também nas quantidades de dias úteis, de sábados e de domingos que compõem esses intervalos. Portanto, o consumo de energia deve ser determinado de forma independente e

particular para cada transformador, baseado nas datas reais de realização das medições para os consumidores.

Define-se que:

$$n_M = n_U + n_S + n_D \quad (3.1)$$

Onde:

- n_M = número de dias decorridos no período entre as coletas das medições de consumo de energia;
- n_U = quantidade de dias úteis existentes no período;
- n_S = quantidade de sábados existentes no período;
- n_D = quantidade de domingos ou feriados existentes no período.

A seguir são apresentados dois métodos para o processamento de conversão dos dados de consumo de energia em demanda.

3.1.1 - Carga representada pela demanda máxima

Em geral, a determinação da demanda máxima de um consumidor é feita a partir da energia consumida em um determinado intervalo de tempo e da estimativa do fator de carga (relação entre a demanda média e a demanda máxima), que é obtido em função do consumo e/ou do tipo de atividade desenvolvida (BERNARDON, KÖNIG e POPOV, 2002).

$$D_{\max} = \frac{W}{T \cdot f_c} \quad (3.2)$$

Onde:

- D_{\max} = demanda máxima (kW);
 - W = energia consumida num determinado período de tempo (kWh);
 - T = período de tempo (h);
-

- f_c = fator de carga para um determinado consumidor.

Outro método é a determinação da demanda máxima para um transformador de distribuição através da curva kVAS (CIPOLI, 1993). Essa curva é obtida para um conjunto de transformadores de mesma potência a partir de medições, onde se registram o consumo e a demanda máxima verificada em um determinado período. Com os pontos obtidos, determina-se a melhor curva para relacionar a demanda máxima do transformador em função da energia consumida (Figura 3.2).

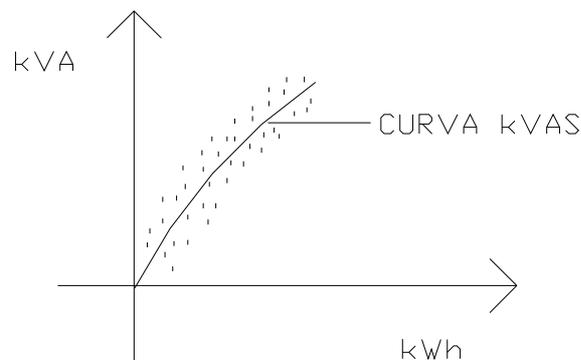


Figura 3.2: Curva kVAS.

Para se obter a demanda máxima (kVA estatístico) de qualquer transformador de distribuição, basta somar os consumos de energia elétrica de todos os consumidores atendidos por um mesmo transformador e entrar com esse valor na curva kVAS estabelecida para a potência do transformador em questão.

Deve-se notar que, em qualquer caso, é necessário aplicar um fator de diversidade a fim de se obter a demanda máxima na saída de um alimentador. Entretanto, há dificuldade em determiná-lo, uma vez que ele depende não só das demandas máximas dos consumidores, mas também do instante em que estas ocorrem.

3.1.2 - Carga representada por curvas de carga típicas

A carga de cada consumidor também pode ser representada com o uso de curvas de carga típicas. Nesse caso, a vantagem, além da consideração do fator de diversidade quando se analisa um conjunto de consumidores, é o conhecimento de seu perfil diário. Para que tal representação seja possível, é necessário realizar uma campanha de medições, agrupando as curvas de carga dos consumidores similares.

Na prática, verifica-se que não é suficiente construir curvas típicas somente para as classes principais de consumidores (residenciais, comerciais, industriais e rurais), mas também é necessário criar subclasses diferenciadas por faixa de consumo e/ou por tipo de atividade desenvolvida (BERNARDON, 2001). Por exemplo, para os consumidores comerciais, é preciso levar em consideração suas atividades econômicas, uma vez que eles possuem diferentes regimes de funcionamento.

Além disso, as curvas típicas devem ser construídas para os diferentes dias da semana (dia útil, sábado e domingo/feriado), para as diferentes estações do ano e, se necessário, para as diferentes regiões de atendimento das concessionárias.

Geralmente as curvas típicas são representadas por valores normalizados, sendo que dois motivos justificam esse procedimento. O primeiro é que as curvas típicas procuram descrever o comportamento elétrico das cargas, não sendo relevante os valores reais; o segundo, para que se possam agrupar curvas de carga com perfis semelhantes, mas com patamares de demanda diferentes, faz-se necessária a sua normalização, a fim de terem a mesma base de referência. A normalização das curvas é realizada pela relação entre os valores de demanda ativa de cada ordenada e um parâmetro específico da curva (demanda ativa média, máxima ou mínima).

Normalmente, para sua construção deve-se realizar uma análise estatística de todas as curvas de carga medidas para uma mesma classe, com a finalidade de obter a curva mais representativa. Foram desenvolvidos metodologias e algoritmos para modelagem das cargas elétricas, que possibilitam utilizar com um maior nível de eficiência e de adequação as informações disponíveis nas concessionárias (KÖNIG, 2004). Em vez de utilizar a simples média para determinar os valores de potência ativa e reativa para uma ordenada da curva de carga típica, é proposto o uso da seguinte equação:

$$x_t^* = \frac{1}{5} \cdot \left[2M(x_t^*) + 2Me(x_t^*) + Mo(x_t^*) \right] \quad (3.3)$$

Onde:

- x_t^* = valor de potência ativa ou reativa normalizado da curva típica de carga, para a hora t ;
- $M(X_t^*)$ = média da amostra X^* normalizada, para a hora t ;
- $Me(X_t^*)$ = mediana da amostra X^* normalizada, para a hora t ;
- $Mo(X_t^*)$ = moda da amostra X^* normalizada, para a hora t .

Quando as estimativas das ordenadas das curvas típicas são calculadas de acordo com a Equação 3.3, existe a possibilidade de se eliminar ou diminuir a influência de possíveis erros de medições ou a ocorrência de valores casuais (valores aleatórios não representativos).

Os métodos mais usuais utilizam a demanda ativa máxima para normalização das curvas de carga ativa e reativa, assim, quando cada consumidor, a partir do seu consumo mensal e/ou atividade desenvolvida, for associado a uma curva de carga típica, também se determina o seu fator de carga. O fator de carga é igual à demanda média normalizada, visto que a demanda máxima normalizada tem valor igual a 1:

$$f_{ckd} = \frac{W_{kd}^*}{T \cdot D_{Máxkd}^*} = \frac{W_{kd}^*}{24} = D_{Médkd}^* \quad (3.4)$$

Onde:

- W_{kd}^* = área sob a curva típica de carga normalizada k referente ao dia da semana d (U - dia útil, S - sábado ou D - domingo/feriado);
- $D_{Máxkd}^*$ = demanda ativa máxima normalizada da curva típica de carga k referente ao dia da semana d (U - dia útil, S - sábado ou D - domingo/feriado), é igual a 1;
- $D_{Médkd}^*$ = demanda ativa média normalizada da curva típica de carga k referente ao dia da semana d (U - dia útil, S - sábado ou D - domingo/feriado);
- T = período de construção das curvas típicas de carga, usualmente em intervalos de 1 hora, assim o período T é igual a 24.

A seguir, calcula-se a demanda média equivalente para o período de medição do consumo de energia, através da multiplicação das demandas médias normalizadas de cada tipo de dia da semana pelas respectivas quantidades de dias do referente tipo, que compõe o intervalo de medição:

$$D_{Médk}^* = (D_{MédkU}^* \cdot n_U + D_{MédkS}^* \cdot n_S + D_{MédkD}^* \cdot n_D) \quad (3.5)$$

Assim, para determinar a demanda ativa máxima para o consumidor associado à curva de carga típica k , utiliza-se a Equação 3.2:

$$D_{Máxk} = \frac{W_k}{T \cdot D_{Médk}^*} = \frac{W_k}{24 \cdot D_{Médk}^*} \quad (3.6)$$

Onde:

- W_k = consumo de energia do consumidor associado à curva típica de carga k , para o período de dias considerado (kWh);
- $D_{Máxk}$ = demanda ativa máxima para o consumidor associado à curva de carga típica k (kW).

Pode-se construir a curva de carga estimada para o consumidor, multiplicando cada ordenada da respectiva curva de carga típica k pela demanda ativa máxima determinada conforme as Equações 3.7 e 3.8:

Demanda Ativa

$$P_{kdt} = D_{Máxk} \cdot P_{kdt}^* \quad (3.7)$$

Demanda Reativa

$$Q_{kdt} = D_{Máxk} \cdot Q_{kdt}^* \quad (3.8)$$

Onde:

- P_{kdt} e Q_{kdt} = demandas, ativa e reativa, da ordenada t da curva típica de carga tipo k , para o dia da semana d (U, S e D);
- P_{kdt}^* e Q_{kdt}^* - demandas normalizadas, ativa e reativa, da ordenada t da curva de carga típica k para o dia da semana d (U, S e D).

Para a construção das curvas de carga integrais dos transformadores de distribuição, basta realizar a soma das curvas de carga dos diversos grupos de consumidores a ele conectado, conforme ilustrado na Figura 3.3:

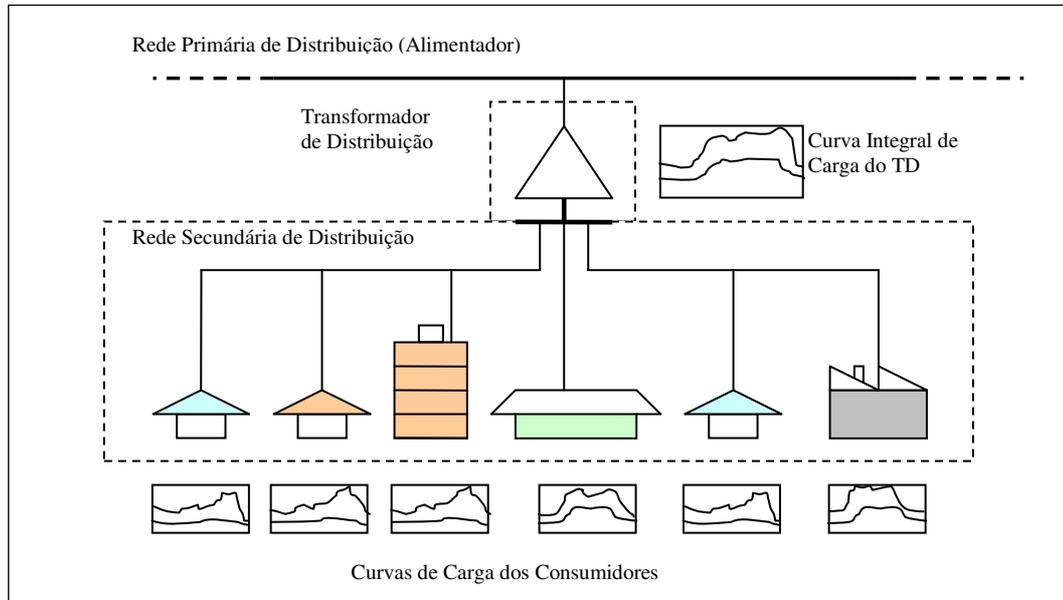


Figura 3.3: Construção da curva de carga integral de um transformador de distribuição.

Quando se compara a curva de carga com relação aos valores medidos para um único consumidor (residencial em particular), verifica-se uma diferença razoável devido aos hábitos de consumo serem aleatórios. Por outro lado, quando se considera um conjunto de consumidores atendidos por um transformador de distribuição, a curva de carga resultante desses consumidores apresenta um comportamento bem mais regular (KÖNIG, 2004).

Outra questão é sobre qual mês deve ser considerado para a utilização dos dados de consumo de energia elétrica na modelagem. Isso depende de uma série de fatores e, em particular, da definição de qual tipo de problema se está buscando solução e quais devem ser os modelos de carga utilizados. Por exemplo, no caso da análise retrospectiva de perdas de potência e de energia, devem ser considerados os dados sobre o consumo do mês correspondente; enquanto na modelagem de cargas, que está sendo utilizada para o controle operacional, geralmente são consideradas duas alternativas: a utilização do consumo do último mês ou a do mesmo mês do ano anterior com um fator de crescimento (BERNARDON, 2004).

Nos estudos de reconfiguração das redes de distribuição, a ferramenta computacional usa a modelagem da carga elétrica por demanda máxima para definir a topologia em regime normal de operação. Já em situações de contingência, utiliza-se a modelagem da carga por curvas típicas, sendo que o usuário tem que escolher o dia (dia útil, sábado ou domingo) e a hora (intervalo horário) que deseja realizar o estudo.

3.1.3 - Comportamento das cargas elétricas

A potência absorvida por uma carga depende de sua natureza e pode variar em função da tensão a ela aplicada (OLIVEIRA, SCHMIDT, KAGAN et al., 1996). O programa tem como premissa que os valores de potência, ativa e reativa, determinados para todos os consumidores têm comportamento constante com a tensão. Assim, sendo:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (3.9)$$

Onde:

- I = corrente absorvida pela carga (A);
- U = tensão aplicada à carga (kV);
- P = potência ativa absorvida pela carga (kW);
- Q = potência reativa absorvida pela carga (kVAr).

Ou seja, a corrente absorvida pela carga é inversamente proporcional à tensão a ela aplicada.

3.2 – Representação da topologia das redes elétricas

Uma das etapas mais importantes é o desenvolvimento e implementação, em ambiente computacional, de um algoritmo eficiente para representação da topologia elétrica das redes de distribuição.

Os principais objetivos desses algoritmos são interpretar todas as ligações dos elementos elétricos, de modo que se consiga reproduzir o mais fiel possível a configuração elétrica real da rede, permitindo a realização de rápidas alterações nela, principalmente quando se tratar do restabelecimento do fornecimento de energia em situações de contingência.

Convencionalmente, utilizam-se as denominações “nó”, para identificar os pontos notáveis da rede, e “ramo”, para os elementos que são ligados entre dois nós (inicial e final).

Os métodos usuais utilizam matrizes para representação da topologia, porém não são os mais indicados para aplicações em sistemas de distribuição reais. Normalmente, as matrizes apresentam dimensões elevadas, com poucos elementos diferentes de zero. Essas condições não permitem o emprego racional da memória do computador, além disso, os problemas computacionais crescem com o aumento da dimensão das matrizes (BERNARDON, COMASSETTO e POPOV, 2006). Por isso, o trabalho usa um método mais eficiente para representação da topologia elétrica das redes de distribuição radiais, que considera apenas as informações sobre as ligações que existem de fato, dispensando o emprego de matrizes.

Para isso, necessita-se construir dois conjuntos: um contendo as informações dos nós; outro, as dos ramos. Como cada ramo é representado por um nó inicial e um nó final, obrigatoriamente é necessário que o inicial seja o mais próximo da fonte de fornecimento de energia (subestação).

Também é preciso atribuir duas características aos elementos de cada conjunto para representar as ligações existentes entre eles. Para o conjunto de nós, indicam-se as seguintes características:

- α_n - nível de informação sobre o nó dentro do conjunto nó;
- β_n - nível de informação sobre o ramo que alimenta o nó considerado.

E para o conjunto de ramos:

- α_r - nível de informação sobre o ramo dentro do conjunto ramo;
 - β_r - nível de informação sobre o ramo que alimenta o ramo considerado.
-

Salienta-se que a ordem dos elementos tanto no conjunto de ramos como no de nós pode ser arbitrária.

Considerando a Figura 3.4, forma-se o seguinte conjunto de ramos:

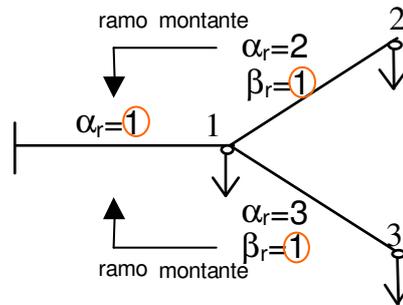


Figura 3.4: Representação dos parâmetros α_r e β_r .

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1

Quadro 3.1: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.4.

O parâmetro α_r serve apenas para identificar a ordem dos ramos da rede dentro do conjunto de ramos. Optou-se por ordem numérica e crescente. Já o parâmetro β_r assume o valor do parâmetro α_r do ramo que está à montante do ramo considerado.

Após, constrói-se o conjunto de nós:

Nó	Característica α_n	Característica β_n
1	1	1
3	2	3
2	3	2

Quadro 3.2: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.4.

O parâmetro α_n serve apenas para identificar os nós da rede dentro do conjunto de nós. Optou-se novamente por ordem numérica e crescente. Já o parâmetro β_n assume o valor do parâmetro α_r do ramo que tem o nó final igual ao nó considerado. As características atribuídas para cada nó estão ilustradas na Figura 3.5:

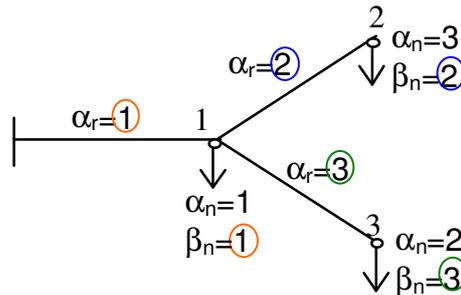


Figura 3.5: Representação dos parâmetros α_n e β_n .

Ressalta-se que a definição dos parâmetros β_r e β_n é extremamente simples, ou seja, para determiná-los basta verificar qual trecho que fornece energia para o ramo e o nó analisados, respectivamente.

Outra vantagem desse algoritmo é que ele permite que os conjuntos de nós e de ramos sejam construídos passo a passo, sem a necessidade de recalculá-los os parâmetros β_r e β_n definidos anteriormente. Isso é bastante útil quando se deseja acrescentar outros alimentadores ou trechos novos, pois além de agilizar o processo, também é possível verificar se as informações da topologia da rede estão corretas e completas.

Além disso, o algoritmo considera somente as informações sobre as ligações que existem de fato, o que otimiza o processo, uma vez que os sistemas de distribuição reais possuem uma elevada dimensão. No Apêndice II, é realizada uma análise comparativa entre esse método e o de matrizes incidências.

Para considerar as características das redes de distribuição e dos equipamentos, deve-se acrescentar ao conjunto de nós as informações sobre os elementos que são conectados em um único nó (transformadores de distribuição, consumidores primários, bancos de capacitores, fontes de geração distribuída). Já o conjunto de ramos deve conter os dados dos elementos que são conectados entre dois nós (trechos das redes de distribuição, equipamentos de manobra, equipamentos de proteção, reguladores de tensão).

No capítulo seguinte, é visto como utilizar todas essas informações para realização do fluxo de potência em redes de distribuição.

3.2.1 - Algoritmo proposto para alteração da topologia elétrica

Apesar de normalmente os sistemas de distribuição operarem radialmente, eles apresentam possibilidades de alteração da topologia através da abertura ou fechamento dos equipamentos de manobra e/ou de proteção. Essa alteração pode ocorrer em duas situações. Na primeira, quando se procura otimizar a configuração elétrica das redes, buscando alcançar índices menores de perdas e queda de tensão, entre outros fatores. Na segunda, quando se tem a necessidade de transferir carga do alimentador ou apenas isolar determinados trechos sem redistribuição de carga, em decorrência de alguma contingência ou desligamento programado.

Tanto em uma situação como na outra, a alteração da topologia deve ser precedida de uma análise técnica, para verificar sua viabilidade. Em condições de contingência, deseja-se ainda que a solução seja identificada, rapidamente, independente da complexidade do problema. Assim, o algoritmo deve ser capaz de realizar as alterações na topologia das redes elétricas e recálculos dos modos de operação de forma ágil.

Para tanto, propõe-se um algoritmo que atenda a exigência do tempo de processamento para a execução das alterações, utilizando a mesma estrutura dos conjuntos de ramos e de nós apresentados, sem modificar o banco de dados da concessionária.

Para uma explicação mais detalhada deste algoritmo, observe o seguinte exemplo (Figura 3.6):

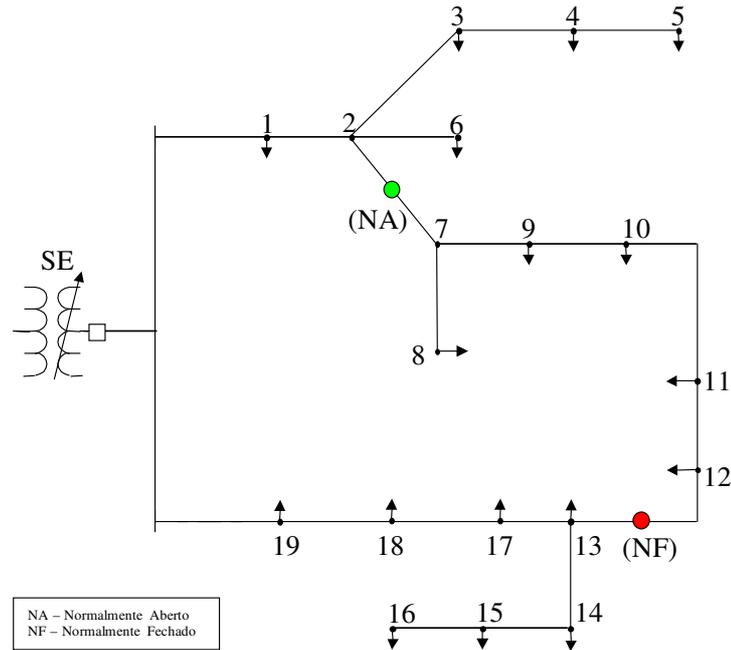


Figura 3.6: Rede de distribuição com dois alimentadores.

Segue o conjunto de ramos e de nós, para a rede ilustrada na Figura 3.6:

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	x_{1-2}
2	3	3	2	Tipo do Condutor	A	L_{2-3}	r_{2-3}	x_{2-3}
3	4	4	3	Tipo do Condutor	A	L_{3-4}	r_{3-4}	x_{3-4}
4	5	5	4	Tipo do Condutor	A	L_{4-5}	r_{4-5}	x_{4-5}
2	6	6	2	Tipo do Condutor	A	L_{2-6}	r_{2-6}	x_{2-6}
2	7	7	2	Chave Faca	A	Aberta	-	-
SE	19	8	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-19}	r_{SE-19}	x_{SE-19}
19	18	9	8	Tipo do Condutor	A	L_{19-18}	r_{19-18}	x_{19-18}
18	17	10	9	Tipo do Condutor	A	L_{18-17}	r_{18-17}	x_{18-17}
17	13	11	10	Tipo do Condutor	A	L_{17-13}	r_{17-13}	x_{17-13}
13	14	12	11	Tipo do Condutor	A	L_{13-14}	r_{13-14}	x_{13-14}
14	15	13	12	Tipo do Condutor	A	L_{14-15}	r_{14-15}	x_{14-15}
15	16	14	13	Tipo do Condutor	A	L_{15-16}	r_{15-16}	x_{15-16}
13	12	15	11	Chave Faca	A	Fechada	-	-
12	11	16	15	Tipo do Condutor	A	L_{12-11}	r_{12-11}	x_{12-11}
11	10	17	16	Tipo do Condutor	A	L_{11-10}	r_{11-10}	x_{11-10}
10	9	18	17	Tipo do Condutor	A	L_{10-9}	r_{10-9}	x_{10-9}
9	7	19	18	Tipo do Condutor	A	L_{9-7}	r_{9-7}	x_{9-7}
7	8	21	19	Tipo do Condutor	A	L_{7-8}	r_{7-8}	x_{7-8}

Quadro 3.3: Conjunto de ramos para a rede da Figura 3.6.

Nó	α_n	β_n	Elemento	Potência Nominal	Perda Ativa no TD (kW)	Perda Reativa no TD (kVAr)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	1	1	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD1}	ΔQ_{TD1}	P_1	Q_1
2	2	2	-	-	-	-	-	-
6	3	6	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD6}	ΔQ_{TD6}	P_6	Q_6
3	4	3	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD3}	ΔQ_{TD3}	P_3	Q_3
4	5	4	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD4}	ΔQ_{TD4}	P_4	Q_4
5	6	5	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD5}	ΔQ_{TD5}	P_5	Q_5
7	7	19	-	-	-	-	-	-
8	8	21	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD8}	ΔQ_{TD8}	P_8	Q_8
9	9	18	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD9}	ΔQ_{TD9}	P_9	Q_9
10	10	17	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD10}	ΔQ_{TD10}	P_{10}	Q_{10}
11	11	16	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD11}	ΔQ_{TD11}	P_{11}	Q_{11}
12	12	15	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD12}	ΔQ_{TD12}	P_{12}	Q_{12}
13	13	11	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD13}	ΔQ_{TD13}	P_{13}	Q_{13}
17	14	10	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD17}	ΔQ_{TD17}	P_{17}	Q_{17}
18	15	9	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD18}	ΔQ_{TD18}	P_{18}	Q_{18}
19	16	8	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD19}	ΔQ_{TD19}	P_{19}	Q_{19}
14	17	12	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD14}	ΔQ_{TD14}	P_{14}	Q_{14}
15	18	13	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD15}	ΔQ_{TD15}	P_{15}	Q_{15}
16	19	14	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD16}	ΔQ_{TD16}	P_{16}	Q_{16}

Quadro 3.4: Conjunto de nós para a rede da Figura 3.6.

No processo de construção dos conjuntos de ramos e de nós, não há limitação quanto ao número de alimentadores, estes são representados de forma independente, sendo a ordem dos elementos arbitrária.

Apenas a indicação do nó inicial e do nó final, no conjunto de ramos, deve ser obrigatoriamente no sentido da fonte (subestação) para carga. Por isso, quando houver a necessidade de alterar a topologia das redes, é necessário atualizar as direções dos ramos envolvidos, assim como redefinir as características β_r e β_n .

Caso se deseje modificar o estado das chaves indicadas na Figura 3.6, fechar a chave do ramo 2-7 (NA) e abrir a chave do ramo 13-12 (NF), devem-se executar os seguintes passos:

- 1) usar os parâmetros β_r para identificar os trechos de rede desde da chave do ramo 13-12 até a 2-7 (12-11, 11-10, 10-9, 9-7);
- 2) inverter a direção desses ramos, redefinindo os respectivos parâmetros β_r ;
- 3) identificar todos os ramais que estão ligados no caminho elétrico entre as duas chaves (7-8);

- 4) redefinir os parâmetros β_r somente para o primeiro trecho dos ramais;
- 5) redefinir os parâmetros β_n para os nós que estão ligados no caminho elétrico entre as duas chaves (7, 9, 10, 11 e 12).

Atualizando os conjuntos, tem-se:

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	x_{1-2}
2	3	3	2	Tipo do Condutor	A	L_{2-3}	r_{2-3}	x_{2-3}
3	4	4	3	Tipo do Condutor	A	L_{3-4}	r_{3-4}	x_{3-4}
4	5	5	4	Tipo do Condutor	A	L_{4-5}	r_{4-5}	x_{4-5}
2	6	6	2	Tipo do Condutor	A	L_{2-6}	r_{2-6}	x_{2-6}
2	7	7	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-
SE	19	8	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-19}	r_{SE-19}	x_{SE-19}
19	18	9	8	Tipo do Condutor	A	L_{19-18}	r_{19-18}	x_{19-18}
18	17	10	9	Tipo do Condutor	A	L_{18-17}	r_{18-17}	x_{18-17}
17	13	11	10	Tipo do Condutor	A	L_{17-13}	r_{17-13}	x_{17-13}
13	14	12	11	Tipo do Condutor	A	L_{13-14}	r_{13-14}	x_{13-14}
14	15	13	12	Tipo do Condutor	A	L_{14-15}	r_{14-15}	x_{14-15}
15	16	14	13	Tipo do Condutor	A	L_{15-16}	r_{15-16}	x_{15-16}
13	12	15	11	Chave Faca	A	Aberta	-	-
11	12	16	17	Tipo do Condutor	A	L_{12-11}	r_{12-11}	x_{12-11}
10	11	17	18	Tipo do Condutor	A	L_{11-10}	r_{11-10}	x_{11-10}
9	10	18	19	Tipo do Condutor	A	L_{10-9}	r_{10-9}	x_{10-9}
7	9	19	7	Tipo do Condutor	A	L_{9-7}	r_{9-7}	x_{9-7}
7	8	21	7	Tipo do Condutor	A	L_{7-8}	r_{7-8}	x_{7-8}

Quadro 3.5: Conjunto de ramos considerando a alteração da topologia.

Nó	α_n	β_n	Elemento	Potência Nominal	Perda Ativa no TD (kW)	Perda Reativa no TD (kVAr)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	1	1	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD1}	ΔQ_{TD1}	P_1	Q_1
2	2	2	-	-	-	-	-	-
6	3	6	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD6}	ΔQ_{TD6}	P_6	Q_6
3	4	3	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD3}	ΔQ_{TD3}	P_3	Q_3
4	5	4	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD4}	ΔQ_{TD4}	P_4	Q_4
5	6	5	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD5}	ΔQ_{TD5}	P_5	Q_5
7	7	7	-	-	-	-	-	-
8	8	21	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD8}	ΔQ_{TD8}	P_8	Q_8
9	9	19	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD9}	ΔQ_{TD9}	P_9	Q_9
10	10	18	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD10}	ΔQ_{TD10}	P_{10}	Q_{10}
11	11	17	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD11}	ΔQ_{TD11}	P_{11}	Q_{11}
12	12	16	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD12}	ΔQ_{TD12}	P_{12}	Q_{12}
13	13	11	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD13}	ΔQ_{TD13}	P_{13}	Q_{13}

17	14	10	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD17}	ΔQ_{TD17}	P_{17}	Q_{17}
18	15	9	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD18}	ΔQ_{TD18}	P_{18}	Q_{18}
19	16	8	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD19}	ΔQ_{TD19}	P_{19}	Q_{19}
14	17	12	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD14}	ΔQ_{TD14}	P_{14}	Q_{14}
15	18	13	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD15}	ΔQ_{TD15}	P_{15}	Q_{15}
16	19	14	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD16}	ΔQ_{TD16}	P_{16}	Q_{16}

Quadro 3.6: Conjunto de nós considerando a alteração da topologia.

Depois da atualização, pode-se realizar o cálculo do fluxo de potência para cada um dos alimentadores, conforme o método de cálculo apresentado no próximo capítulo.

Ressalta-se que esse algoritmo foi implementado na ferramenta computacional, que interpreta as informações cadastrais da rede, criando automaticamente os conjuntos de ramos e de nós. Para as alterações de topologia, o programa redefine automaticamente os conjuntos de ramos e de nós de forma ágil.

O algoritmo, além de não ter limitação quanto à quantidade de nós e de ramos, pode representar graficamente a topologia elétrica das redes, desde que as concessionárias possuam o cadastro das coordenadas geográficas dos nós.

Mesmo que o algoritmo tenha sido adaptado para a estrutura de banco de dados da concessionária objeto do estudo, ele tem potencial de aplicação para qualquer outra concessionária. A customização para estruturas diferentes é possível e pode ser desenvolvida com facilidade.

CAPÍTULO 4

ALGORITMO PARA CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O cálculo do fluxo de potência é primordial para as áreas de operação, de planejamento e de manutenção das concessionárias, principalmente quando se necessita de análises e diagnósticos das redes de distribuição.

Pelo fato do monitoramento das redes estar situada, muitas vezes, apenas nas saídas dos alimentadores primários (subestação) foi constatada a necessidade do desenvolvimento de ferramentas computacionais para estimativa das variáveis de estado (potências ativa e reativa, corrente, tensão, fator de potência...) para todos os pontos do sistema e para as diferentes condições de operação. Para tanto, são utilizados o cálculo do fluxo de potência e o ajuste dos valores estimados em relação aos valores reais medidos na subestação.

4.1 – Método de somatório de correntes

Implementou-se no programa, para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, o algoritmo de somatório de correntes (KAGAN et al., 2003 e 2005). Esta metodologia é válida para configurações de redes radiais, exigindo para sua aplicação o conhecimento das seguintes informações:

- topologia elétrica das redes de distribuição;
- características das redes e dos equipamentos;
- representação da carga elétrica através das potências ativa e reativa dos consumidores;
- medidas das grandezas elétricas na subestação.

Para se adequar à realidade da maioria das concessionárias, foram feitas considerações necessárias no procedimento de cálculo, além de integrá-lo ao algoritmo para a representação

da topologia elétrica. Uma delas foi representar o sistema sendo simétrico, trifásico e equilibrado, já que, no cadastro das concessionárias, quase todos os consumidores e os trechos de rede (monofásicos e bifásicos) estão apresentados como conectados nas fases A e AB respectivamente, o que não ocorre na realidade.

Outra questão é que, em função da grande quantidade de dados, normalmente as concessionárias não possuem o cadastro da rede secundária, tendo apenas a informação de quantos e quais consumidores estão conectados em cada transformador de distribuição. Assim, realiza-se apenas o fluxo de potência para redes primárias (alimentadores) e transformadores de distribuição, obtendo o carregamento e a queda de tensão em todos os elementos.

As cargas elétricas são definidas para os transformadores de distribuição como a soma dos valores de potência, ativa e reativa, dos consumidores para cada instante de tempo, tendo como premissa que o seu comportamento é constante em função da tensão aplicada. Isso resulta numa solução não trivial para o cálculo do fluxo de potência, visto que a corrente absorvida pelas cargas depende da tensão, e esse valor não é conhecido.

Dessa maneira, encontra-se a solução apenas de forma iterativa, utilizando o procedimento a seguir (BERNARDON, CANHA e POPOV, 2004).

1) Escolhe-se a condição de carga a ser analisada. No caso da representação da carga pelo método de demanda máxima, tem-se apenas a opção de calcular o fluxo para essa condição. Já o método de curvas de carga típicas permite o cálculo para vários patamares diários, podendo o usuário optar pelo dia (dia útil, sábado ou domingo) e pela hora (intervalo horário) que deseja realizar o fluxo de potência.

2) Adota-se a tensão, em todos os pontos do alimentador, como se ela fosse igual à tensão medida na barra da subestação, ou seja, as quedas de tensão nos condutores primários são desprezadas no primeiro momento.

$$\dot{U}_j = \dot{U}_{SE} \quad (4.1)$$

Onde:

- \dot{U}_j = tensão de linha no nó j do alimentador (kV);
 - \dot{U}_{SE} = tensão de linha medida na subestação (kV).
-

Para isso, é necessário que o usuário informe o módulo da tensão na barra da subestação para a condição de carga escolhida. Caso não seja conhecida essa informação, pode-se utilizar a tensão nominal do sistema. Já o valor do ângulo da tensão foi definido inicialmente como igual a 0° .

Esses dados, futuramente, podem ser recebidos automaticamente através dos sistemas de medidas remotas instalados nas subestações.

3) Calculam-se as componentes, ativa e reativa, das correntes primárias absorvidas e/ou injetadas no sistema pelos elementos elétricos; transformadores de distribuição, consumidores primários, bancos de capacitores e fontes de geração distribuída (Figura 4.1).

Componente ativa

$$I_{rj} = \frac{\sqrt{(\Delta P_{TDj} + P_j)^2 + (\Delta Q_{TDj} + Q_j)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j} \cdot \cos(\varphi_j + 30^\circ - \theta_j) \quad (4.2)$$

Componente reativa

$$I_{xj} = \frac{\sqrt{(\Delta P_{TDj} + P_j)^2 + (\Delta Q_{TDj} + Q_j)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j} \cdot \sin(\varphi_j + 30^\circ - \theta_j) \quad (4.3)$$

sendo:

$$\theta_j = \arctan g \left(\frac{\Delta Q_{TDj} + Q_j}{\Delta P_{TDj} + P_j} \right) \quad (4.4)$$

Onde:

- I_{rj} e I_{xj} = componentes, ativa e reativa, da corrente primária para o elemento localizado no nó j do alimentador (A);
 - P_j e Q_j = potências, ativa e reativa, do elemento localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);
 - ΔP_{TDj} e ΔQ_{TDj} = perdas de potência, ativa e reativa, no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);
 - θ_j = ângulo do fator de potência do elemento localizado no nó j do alimentador ($^\circ$);
-

- U_j = módulo da tensão de linha no nó j do alimentador (kV);
- φ_j = ângulo da tensão no nó j do alimentador ($^\circ$).

As perdas de potência nos transformadores de distribuição são obtidas pelas seguintes equações:

Perda de potência ativa

$$\Delta P_{TDj} = \Delta P_{0nj} \cdot \frac{U_j^2}{U_{nj}^2} + \Delta P_{Cnj} \cdot \frac{S_j^2}{S_{nj}^2} \cdot \frac{U_{nj}^2}{U_j^2} \quad (4.5)$$

Perda de potência reativa

$$\Delta Q_{TDj} = \Delta Q_{0nj} \cdot \frac{U_j^2}{U_{nj}^2} + \Delta Q_{Cnj} \cdot \frac{S_j^2}{S_{nj}^2} \cdot \frac{U_{nj}^2}{U_j^2} \quad (4.6)$$

Onde:

- ΔP_{0nj} e ΔQ_{0nj} = perdas nominais de potência, ativa e reativa, em vazio para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);
- ΔP_{Cnj} e ΔQ_{Cnj} = perdas nominais de potência, ativa e reativa, em carga para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);
- S_{nj} e S_j = potências, nominal e aplicada, para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kVA);
- U_{nj} e U_j = tensões, nominal e aplicada, para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kV).

Também se ressalta que, para obter resultados mais próximos da situação real, modelou-se a impedância dos bancos de capacitores com comportamento constante em função da tensão aplicada. Assim, antes de calcular suas correntes, determina-se a potência reativa gerada conforme a equação abaixo:

$$Q_{gj} = \left(\frac{U_j}{U_{nj}} \right)^2 \cdot Q_{gnj} \quad (4.7)$$

Resulta para a corrente:

$$I_{xj} = \frac{\sqrt{Q_{gj}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_j} \cdot \text{sen}(\varphi_j + 30^\circ + 90^\circ) \quad (4.8)$$

Onde:

- Q_{gj} e Q_{gnj} = potências reativa, gerada e nominal, para o banco de capacitor localizado no nó j do alimentador (kVAr);
- U_{nj} e U_j = tensões, nominal e aplicada, para o banco de capacitor localizado no nó j do alimentador (kV);
- I_{xj} = componente reativa da corrente primária injetada no sistema pelo banco de capacitor localizado no nó j do alimentador (A).

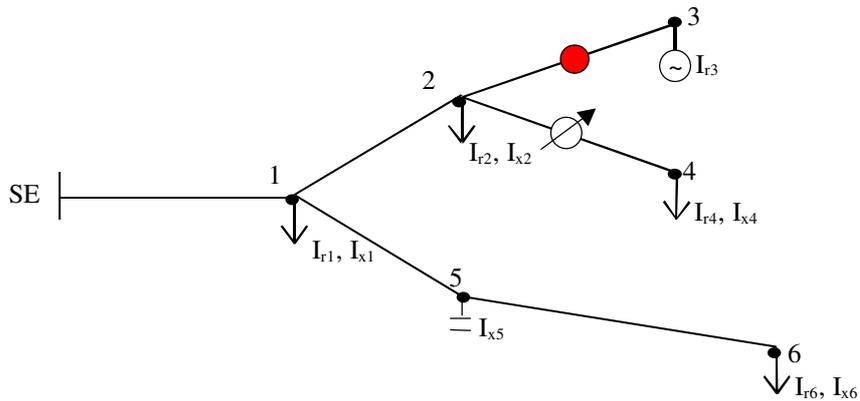


Figura 4.1: Representação dos valores de corrente dos nós.

Esses valores são incluídos no seguinte conjunto de nós:

Nó	α_n	β_n	Elemento	Potência Nominal	Perda Ativa no TD (kW)	Perda Reativa no TD (kVAr)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)
1	1	1	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD1}	ΔQ_{TD1}	P_1	Q_1
2	2	2	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD2}	ΔQ_{TD2}	P_2	Q_2
3	3	3	Fonte GD	kVA	ΔP_{TD3}	ΔQ_{TD3}	$-P_3$	-
4	4	4	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD4}	ΔQ_{TD4}	P_4	Q_4
6	5	6	TR de Distribuição	kVA	ΔP_{TD6}	ΔQ_{TD6}	P_6	Q_6
5	6	5	Banco Capacitor	kVAr	-	-	-	$-Q_5$
Nó	α_n	β_n	Elemento	Corrente Ativa (A)	Corrente Reativa (A)	Módulo da Tensão (kV)	Ângulo da Tensão (°)	Ângulo do Fator de Potência (°)
1	1	1	TR de Distribuição	I_{r1}	I_{x1}	U_1	φ_1	θ_1
2	2	2	TR de Distribuição	I_{r2}	I_{x2}	U_2	φ_2	θ_2
3	3	3	Fonte GD	I_{r3}	-	U_3	φ_3	θ_3
4	4	4	TR de Distribuição	I_{r4}	I_{x4}	U_4	φ_4	θ_4
6	5	6	TR de Distribuição	I_{r6}	I_{x6}	U_6	φ_6	θ_6
5	6	5	Banco Capacitor	-	I_{x5}	U_5	φ_5	θ_5

Quadro 4.1: Conjunto de nós para a rede da Figura 4.1.

4) O procedimento para se obter as correntes em todos ramos da rede consiste em duas etapas (Figura 4.2). Na primeira, realiza-se um ciclo no conjunto de nós, acrescentando os valores de corrente no conjunto de ramos segundo os valores de β_n , os quais indicam o ramo que alimenta cada nó considerado.

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	x_{1-2}
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-
2	4	4	2	Regulador	kVA	Posição TAP	-	-
1	5	5	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-5}	r_{1-5}	x_{1-5}
5	6	6	5	Tipo do Condutor	A	L_{5-6}	r_{5-6}	x_{5-6}
Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Corrente Ativa (A)		Corrente Reativa (A)	
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	I_{r1}		I_{x1}	
1	2	2	1	Tipo do Condutor	I_{r2}		I_{x2}	
2	3	3	2	Chave Faca	I_{r3}		-	
2	4	4	2	Regulador	I_{r4}		I_{x4}	
1	5	5	1	Tipo do Condutor	-		I_{x5}	
5	6	6	5	Tipo do Condutor	I_{r6}		I_{x6}	

Quadro 4.2: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.

Na segunda etapa, acumulam-se as correntes desde os trechos finais até a subestação de acordo com os valores de β_r , os quais informam o ramo que alimenta cada ramo considerado.

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	x_{1-2}
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-
2	4	4	2	Regulador	KVA	Posição TAP	-	-
1	5	5	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-5}	r_{1-5}	x_{1-5}
5	6	6	5	Tipo do Condutor	A	L_{5-6}	r_{5-6}	x_{5-6}
Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Corrente Ativa (A)		Corrente Reativa (A)	
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	$I_{r1}+I_{r6}+I_{r2}+I_{r4}+I_{r3}$		$I_{x1}+I_{x5}+I_{x6}+I_{x2}+I_{x4}$	
1	2	2	1	Tipo do Condutor	$I_{r2}+I_{r4}+I_{r3}$		$I_{x2}+I_{x4}$	
2	3	3	2	Chave Faca	I_{r3}		-	
2	4	4	2	Regulador	I_{r4}		I_{x4}	
1	5	5	1	Tipo do Condutor	I_{r6}		$I_{x5}+I_{x6}$	
5	6	6	5	Tipo do Condutor	I_{r6}		I_{x6}	

Quadro 4.3: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede

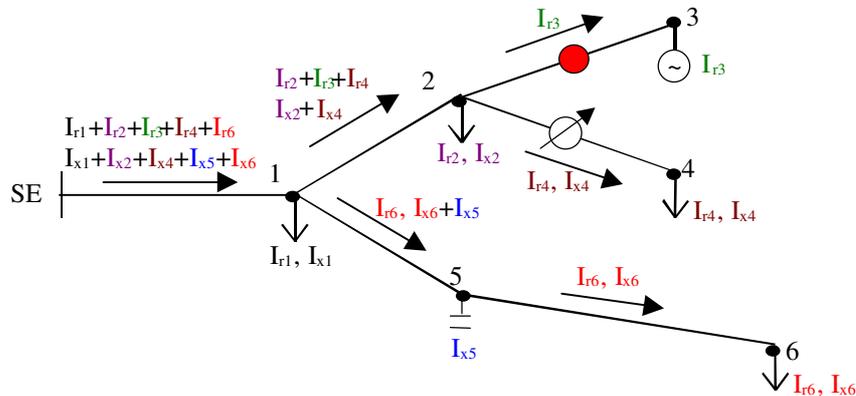


Figura 4.2: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.

5) Depois de obtidas as correntes em cada ramo do alimentador, determinam-se as respectivas quedas de tensão nos condutores primários, conforme a equação abaixo:

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \sqrt{3} \cdot I_{ij} \cdot Z_{ij} \angle \Phi_{ij} + \theta_{ij} \quad (4.9)$$

sendo:

$$I_{ij} = \sqrt{I_{rij}^2 + I_{xij}^2} \quad (4.10)$$

$$\phi_{ij} = \arctan g \left(\frac{I_{xij}}{I_{rij}} \right) \quad (4.11)$$

$$Z_{ij} = \sqrt{(L_{ij} \cdot r_{ij})^2 + (L_{ij} \cdot x_{ij})^2} \quad (4.12)$$

$$\theta_{ij} = \arctan g \left(\frac{L_{ij} \cdot x_{ij}}{L_{ij} \cdot r_{ij}} \right) \quad (4.13)$$

Onde:

- $\Delta \dot{U}_{ij}$ = queda de tensão de linha no ramo do alimentador entre os nós i e j (kV);
- I_{ij} = módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j (A);
- Z_{ij} = módulo da impedância do condutor no ramo do alimentador entre os nós i e j (k Ω);
- I_{rij} e I_{xij} = componentes, ativa e reativa, da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j (A);
- Φ_{ij} = ângulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j (°);
- r_{ij} e x_{ij} = resistência e reatância unitárias do condutor localizado no ramo do alimentador entre os nós i e j (k Ω /km);
- L_{ij} = comprimento do ramo do alimentador entre os nós i e j (km);
- θ_{ij} = ângulo do fator de potência no ramo do alimentador entre os nós i e j (°).

6) Após determinadas as quedas de tensão nos condutores, pode-se, a partir da barra da subestação, obter as quedas de tensão acumuladas em todos os trechos da rede primária e, conseqüentemente, os valores de tensão em qualquer ponto (Figura 4.3).

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij} \quad (4.14)$$

Onde:

- \dot{U}_j = tensão de linha no nó j do alimentador (kV);
- \dot{U}_i = tensão de linha no nó i do alimentador (kV);
- $\Delta\dot{U}_{ij}$ = queda de tensão de linha no ramo do alimentador entre os nós i e j (kV).

Na presença de reguladores de tensão no alimentador em questão, deve-se indicar os seus ganhos para os níveis de tensão primários, já que eles propiciam uma regulação de até -10% ou +10% na tensão de entrada conforme seus ajustes.

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i \pm \Delta\dot{U}_{reg} \quad (4.15)$$

Onde:

- \dot{U}_j = tensão no nó j do alimentador (kV);
- \dot{U}_i = tensão no nó i do alimentador (kV);
- $\Delta\dot{U}_{reg}$ = aumento ou diminuição de tensão devido ao regulador de tensão (kV).

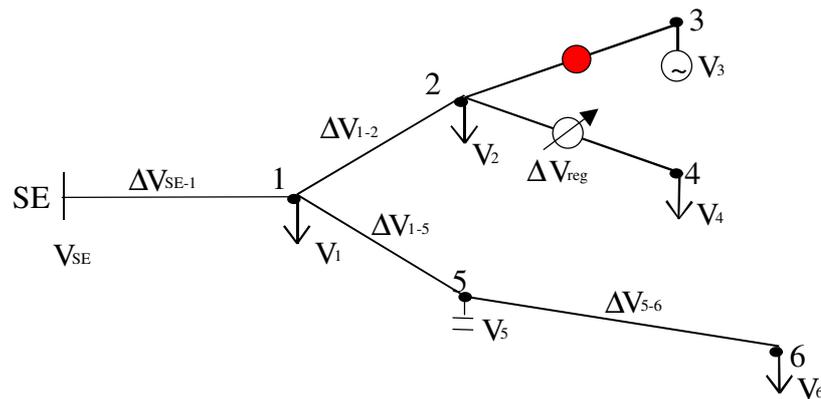


Figura 4.3: Representação dos valores de tensão para todos os nós da rede.

Esses dados são acrescidos no conjunto de ramos abaixo:

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Corrente Ativa (A)	Corrente Reativa (A)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}	I_{rSE-1}	I_{xSE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	x_{1-2}	I_{r1-2}	I_{x1-2}
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-	I_{r2-3}	-
2	4	4	2	Regulador	KVA	Posição do TAP	-	-	I_{r2-4}	I_{x2-4}
1	5	5	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-5}	r_{1-5}	x_{1-5}	I_{r1-5}	I_{x1-5}
5	6	6	5	Tipo do Condutor	A	L_{5-6}	r_{5-6}	x_{5-6}	I_{r5-6}	I_{x5-6}
Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Queda de Tensão (kV)		Tensão no Nó Inicial (kV)		Tensão no Nó Final (kV)	
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	$\Delta\dot{U}_{SE-1}$		\dot{U}_{SE}		$\dot{U}_1 = \dot{U}_{SE} - \Delta\dot{U}_{SE-1}$	
1	2	2	1	Tipo do Condutor	$\Delta\dot{U}_{1-2}$		\dot{U}_1		$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_{1-2}$	
2	3	3	2	Chave Faca	-		\dot{U}_2		$\dot{U}_3 = \dot{U}_2$	
2	4	4	2	Regulador	-		\dot{U}_2		$\dot{U}_4 = \dot{U}_2 \pm \Delta\dot{U}_{reg}$	
1	5	5	1	Tipo do Condutor	$\Delta\dot{U}_{1-5}$		\dot{U}_1		$\dot{U}_5 = \dot{U}_1 - \Delta\dot{U}_{1-5}$	
5	6	6	5	Tipo do Condutor	$\Delta\dot{U}_{5-6}$		\dot{U}_5		$\dot{U}_6 = \dot{U}_5 - \Delta\dot{U}_{5-6}$	

Quadro 4.4: Conjunto de ramos acrescido dos valores de tensão.

7) Verifica-se a diferença entre o novo valor de tensão para todos os nós da rede primária e o valor anteriormente utilizado. Se essa diferença for suficientemente pequena, a solução do cálculo do fluxo de potência é encontrada, significando a convergência do sistema.

Caso contrário, repete-se os passos anteriores a partir do item três, utilizando as tensões calculadas para a obtenção dos valores de corrente. Realizam-se as iterações até que a diferença encontrada seja menor que o valor permissível, o qual foi estipulado em 0,1kV. Esse valor representa menos de 1% de diferença, resultando em valores precisos para as variáveis de estado, sem perder a rapidez de processamento do programa.

Se, durante o processo de iterações, os níveis de tensão atingirem valores menores que 60% da tensão nominal da rede, aparece uma mensagem no programa informando que o sistema é divergente.

No término desse processo, definem-se as potências ativa e reativa em todos os ramos do alimentador e, conseqüentemente, as perdas técnicas nos condutores primários (Figura 4.4).

Potência ativa

$$P_{ij} = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_{ij} \cdot \cos(\varphi_i + 30^\circ - \phi_{ij}) \quad (4.16)$$

Potência reativa

$$Q_{ij} = \sqrt{3} \cdot U_i \cdot I_{ij} \cdot \sin(\varphi_i + 30^\circ - \phi_{ij}) \quad (4.17)$$

Onde:

- P_{ij} e Q_{ij} = potências, ativa e reativa, no ramo do alimentador entre os nós i e j (kW, kVAr);
- U_i = módulo da tensão de linha no nó i do alimentador (kV);
- I_{ij} = módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j (A);
- φ_i = ângulo da tensão no nó i do alimentador (°);
- ϕ_{ij} = ângulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j (°).

Definição das perdas:

Perda de potência ativa

$$\Delta P_{RPij} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot (L_{ij} \cdot r_{ij}) \quad (4.18)$$

Perda de potência reativa

$$\Delta Q_{RPij} = 3 \cdot I_{ij}^2 \cdot (L_{ij} \cdot x_{ij}) \quad (4.19)$$

Onde:

- ΔP_{RPij} e ΔQ_{RPij} = perdas de potência, ativa e reativa, no ramo do alimentador, rede primária, entre os pontos i e j (kW, kVAr);
 - L_{ij} = comprimento do ramo entre os nós i e j (km);
 - r_{ij} e x_{ij} = resistência e reatância unitárias do condutor localizado no ramo do alimentador entre os nós i e j (kΩ/km).
-

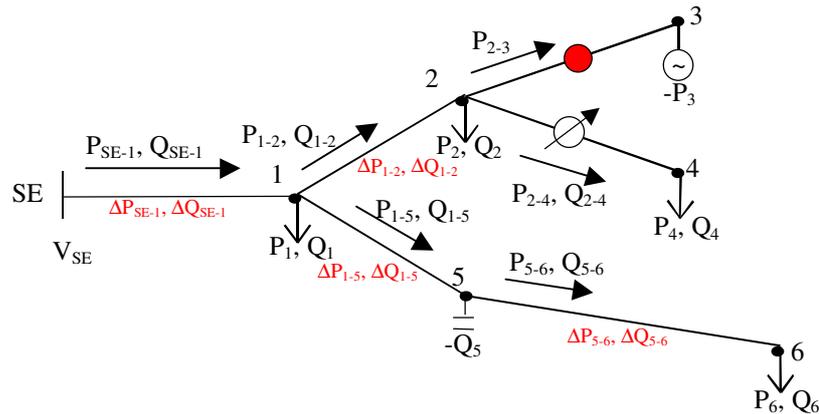


Figura 4.4: Representação dos valores de potências e de perdas.

Completando o conjunto de ramos com essas informações, tem-se:

Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Elemento	Capacidade Nominal	Estado / Extensão (km)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Corrente Ativa (A)	Corrente Reativa (A)
SE	1	1	-	Tipo do Condutor	A	L_{SE-1}	r_{SE-1}	x_{SE-1}	I_{SE-1}	I_{xSE-1}
1	2	2	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-2}	r_{1-2}	X_{1-2}	I_{r1-2}	I_{x1-2}
2	3	3	2	Chave Faca	A	Fechada	-	-	I_{r2-3}	-
2	4	4	2	Regulador	KVA	Posição do TAP	-	-	I_{r2-4}	I_{x2-4}
1	5	5	1	Tipo do Condutor	A	L_{1-5}	r_{1-5}	x_{1-5}	I_{r1-5}	I_{x1-5}
5	6	6	5	Tipo do Condutor	A	L_{5-6}	r_{5-6}	x_{5-6}	I_{r5-6}	I_{x5-6}
Nó Inicial	Nó Final	α_r	β_r	Queda de Tensão (kV)	Tensão Nó Inicial (kV)	Tensão Nó Final (kV)	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVAr)	Perda Ativa na RP (kW)	Perda Reativa na RP (kVAr)
SE	1	1	-	$\Delta \dot{U}_{SE-1}$	\dot{U}_{SE}	\dot{U}_1	P_{SE-1}	Q_{SE-1}	ΔP_{RPSE-1}	ΔQ_{RPSE-1}
1	2	2	1	$\Delta \dot{U}_{1-2}$	\dot{U}_1	\dot{U}_2	P_{1-2}	Q_{1-2}	ΔP_{RP1-2}	ΔQ_{RP1-2}
2	3	3	2	-	\dot{U}_2	\dot{U}_3	P_{2-3}	-	-	-
2	4	4	2	-	\dot{U}_2	\dot{U}_4	P_{2-4}	Q_{2-4}	-	-
1	5	5	1	$\Delta \dot{U}_{1-5}$	\dot{U}_1	\dot{U}_5	P_{1-5}	Q_{1-5}	ΔP_{RP1-5}	ΔQ_{RP1-5}
5	6	6	5	$\Delta \dot{U}_{5-6}$	\dot{U}_5	\dot{U}_6	P_{5-6}	Q_{5-6}	ΔP_{RP5-6}	ΔQ_{RP5-6}

Quadro 4.5: Conjunto de ramos acrescido dos valores de potências e de perdas.

4.2 – Algoritmo para coordenação de cargas

O método para a coordenação de cargas consiste em ajustar os valores de potência, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários, em função dos valores reais medidos na subestação.

Quando se realiza o cálculo do fluxo de potência em um alimentador, obtêm-se as potências estimadas na saída desse alimentador. Comparando-se esses valores com as medições disponíveis na subestação, para uma mesma condição de carga, verifica-se uma diferença.

Diferença na potência ativa

$$\Delta P = P_{SE} - P_{SE-1} = P_{SE} - \left(\sum_{i,j} \Delta P_{RPij} + \sum_j \Delta P_{TDj} + \sum_j P_j - \sum_j P_{gj} \right) \quad (4.20)$$

Diferença na potência reativa

$$\Delta Q = Q_{SE} - Q_{SE-1} = Q_{SE} - \left(\sum_{i,j} \Delta Q_{RPij} + \sum_j \Delta Q_{TDj} + \sum_j Q_j - \sum_j Q_{gj} \right) \quad (4.21)$$

Onde:

- ΔP e ΔQ = diferença entre as potências, ativa e reativa, medidas e estimadas (kW, kVAr);
 - P_{SE} e Q_{SE} = potências, ativa e reativa, medidas na subestação, saída do alimentador (kW, kVAr);
 - P_{SE-1} e Q_{SE-1} = potências, ativa e reativa, estimadas na saída do alimentador (kW, kVAr);
 - $\sum_{i,j} \Delta P_{RPij}$ e $\sum_{i,j} \Delta Q_{RPij}$ = somatório das perdas de potência, ativa e reativa, nos condutores primários (kW, kVAr);
 - $\sum_j \Delta P_{TDj}$ e $\sum_j \Delta Q_{TDj}$ = somatório das perdas de potência, ativa e reativa, nos transformadores de distribuição (kW, kVAr);
-

- $\sum_j P_j$ e $\sum_j Q_j$ = somatório das cargas, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários (kW, kVAr);
- $\sum_j P_{gj}$ e $\sum_j Q_{gj}$ = somatório das potências, ativa e reativa, geradas pelas fontes de geração distribuída e bancos de capacitores, respectivamente (kW, kVAr).

O processo de coordenação de cargas é uma etapa importante para obter resultados satisfatórios com o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição. Caso seja considerada apenas a modelagem inicial das cargas elétricas, todas as curvas de carga e, em decorrência, todas as características operacionais seriam idênticas para todos os dias úteis durante o mês. Porém, isso não ocorre se forem utilizadas as medições da subestação para coordenação de cargas.

Na presença de medidas remotas nas subestações (sistema SCADA), a coordenação pode ser realizada em tempo real ou quase-real (pequenos intervalos de tempo para processamento e transmissão dos dados).

É necessário salientar que todos os métodos de coordenação de cargas, que utilizam modelos determinísticos, apresentam a mesma desvantagem. Esses métodos não permitem distribuir a diferença entre as cargas medida e estimada, de forma que aumente a demanda para alguns consumidores e diminua para outros. Os métodos tradicionais alteram para um nível maior ou menor as cargas, entretanto sempre na mesma direção (BERNARDON, 2004).

Isso nem sempre é justo, especialmente quando a diferença é pequena, e o alimentador possui um grande número de transformadores de distribuição. Como alternativa, foi considerada a distribuição da diferença de forma aleatória, utilizando, por exemplo, o método de Monte Carlo. No entanto, a experiência mostra que, muitas vezes, essa abordagem pode criar erros ainda maiores.

Já o algoritmo proposto permite distribuir a diferença para os transformadores de distribuição e para os consumidores primários, levando em consideração dois fatores: os valores de carga e a confiabilidade dos dados iniciais, sendo que o segundo é válido somente nos casos em que a carga é representada com utilização das curvas de carga típicas.

A vantagem em considerar esses dois fatores é que se parte do princípio que as cargas representadas com uma maior precisão devem ter uma menor alteração do que as menos

precisas. Para isso, também é necessário definir os valores de variância para cada ordenada das curvas de carga típicas, durante o seu processo de construção.

$$\sigma_{P_{kt}}^2 = \frac{\sum_i (P_{ikt}^* - \overline{P_{kt}^*})^2}{n-1} \quad (4.22)$$

$$\sigma_{Q_{kt}}^2 = \frac{\sum_i (Q_{ikt}^* - \overline{Q_{kt}^*})^2}{n-1} \quad (4.23)$$

Onde:

- $\sigma_{P_{kt}}^2$ e $\sigma_{Q_{kt}}^2$ = valores de variância das potências, ativa e reativa, para a curva típica k, no instante de tempo t;
- P_{ikt}^* e Q_{ikt}^* = valores das potências normalizadas, ativa e reativa, para o elemento i pertencente a classe de consumidores k, no instante de tempo t;
- $\overline{P_{kt}^*}$ e $\overline{Q_{kt}^*}$ = média dos valores das potências normalizadas, ativa e reativa, para os elementos pertencentes a classe de consumidores k, no instante de tempo t;
- n = tamanho da amostra.

Para determinar a confiabilidade da estimativa da carga elétrica dos transformadores de distribuição, deve-se realizar a média ponderada dos valores de variância das potências, ativa e reativa, dos consumidores atendidos por um mesmo transformador.

Variância para a potência ativa

$$\sigma_{P_{jt}}^2 = \frac{\sum_k \sigma_{P_{jkt}}^2 \cdot P_{jkt}}{P_{jt}} \quad (4.24)$$

Variância para a potência reativa

$$\sigma_{Q_{jt}}^2 = \frac{\sum_k \sigma_{Q_{jkt}}^2 \cdot Q_{jkt}}{Q_{jt}} \quad (4.25)$$

Onde:

- $\sigma_{P_{jt}}^2$ e $\sigma_{Q_{jt}}^2$ = valores de variância para as potências, ativa e reativa, do transformador de distribuição ou do consumidor primário localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t;
- $\sigma_{P_{kjt}}^2$ e $\sigma_{Q_{kjt}}^2$ = valores de variância para as potências, ativa e reativa, do consumidor com curva típica k localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t;
- P_{jt} e Q_{jt} = potências, ativa e reativa, do transformador de distribuição ou consumidor primário localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t (kW, kVAr);
- P_{jkt} e Q_{jkt} = potências, ativa e reativa, do consumidor com curva típica k localizado no ponto j do alimentador, para o instante de tempo t (kW, kVAr).

Desse modo, a distribuição de carga é realizada por:

Ajuste da potência ativa

$$P_{j\text{tnovo}} = P_{jt} + \Delta P_t \cdot \left(\frac{K_{1Pt} + K_{2Pt}}{2} \right) \quad (4.26)$$

Ajuste da potência reativa

$$Q_{j\text{tnovo}} = Q_{jt} + \Delta Q_t \cdot \left(\frac{K_{1Qt} + K_{2Qt}}{2} \right) \quad (4.27)$$

sendo:

$$K_{1Pt} = \frac{P_{jt}}{P_{SE-1t}} \quad (4.28)$$

$$K_{1Qt} = \frac{Q_{jt}}{Q_{SE-1t}} \quad (4.29)$$

$$K_{2Pt} = \frac{\sigma_{pjt}^2}{\sum_j \sigma_{pjt}^2} \quad (4.30)$$

$$K_{2Qt} = \frac{\sigma_{Qjt}^2}{\sum_j \sigma_{Qjt}^2} \quad (4.31)$$

Onde:

- K_{1Pt} e K_{1Qt} = fatores de ajuste para as potências, ativa e reativa, com relação aos valores de carga, para o instante de tempo t ;
- K_{2Pt} e K_{2Qt} = fatores de ajuste para as potências, ativa e reativa, com relação à confiabilidade dos dados iniciais, para o instante de tempo t ;
- $\sum_j \sigma_{pjt}^2$ e $\sum_j \sigma_{Qjt}^2$ = somatório dos valores de variância para as potências, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários do alimentador, para o instante de tempo t .

Já a representação da carga por demanda máxima permite apenas a coordenação para essa condição, além de considerar somente o fator K_1 , assim:

Ajuste da potência ativa

$$P_{j\text{nov}} = P_j + \Delta P \cdot K_{1P} \quad (4.32)$$

Ajuste da potência reativa

$$Q_{j\text{nov}} = Q_j + \Delta Q \cdot K_{1Q} \quad (4.33)$$

Implementou-se esse algoritmo na ferramenta computacional, no qual o usuário tem a possibilidade de optar em utilizar ou não a confiabilidade dos dados iniciais no processo de coordenação de carga. O Apêndice III apresenta uma análise comparativa entre os métodos de coordenação de cargas.

Depois de ajustados os valores, recalcula-se o fluxo de potência, tendo como resultado valores estimados próximos ou idênticos aos valores medidos na saída do alimentador.



CAPÍTULO 5

ANÁLISE DA REAÇÃO DOS SISTEMAS DE POTÊNCIA

Quando a reconfiguração das redes de distribuição envolve alimentadores de diferentes subestações, é preciso analisar o seu impacto nos sistemas de potência, visto que ocorre uma alteração nos valores de carga dessas subestações. Porém, esta análise direta, através de programas computacionais, é bastante complexa, devido às características diferenciadas dos sistemas de distribuição e de transmissão.

Geralmente os sistemas de distribuição operam radialmente, enquanto os de transmissão, em anel. Isso requer métodos específicos para o cálculo do fluxo de potência, o que dificulta a sua implementação conjunta.

Assim, neste trabalho, propõe-se a criação de modelos para representação de um determinado sistema de potência através do método de Planejamento de Experimentos. Esse método permite a modelagem adequada e eficiente dos sistemas de transmissão, atendendo às necessidades da análise de um determinado segmento, sem depender de outros meios para esse fim (LICHT, 2006). O objetivo é avaliar o impacto das reconfigurações das redes de distribuição nas perdas de potência dos sistemas de transmissão.

A Figura 5.1 ilustra um sistema de transmissão composto por três subestações, duas com cargas em 13,8kV e uma com carga em 69kV, que atende um consumidor industrial. Como se trata de um sistema radial, à medida que as cargas são transferidas de uma subestação mais distante da fonte para uma mais perto, as perdas de potência do sistema de transmissão são menores. Por exemplo, transferências de carga da SE B para a SE A.

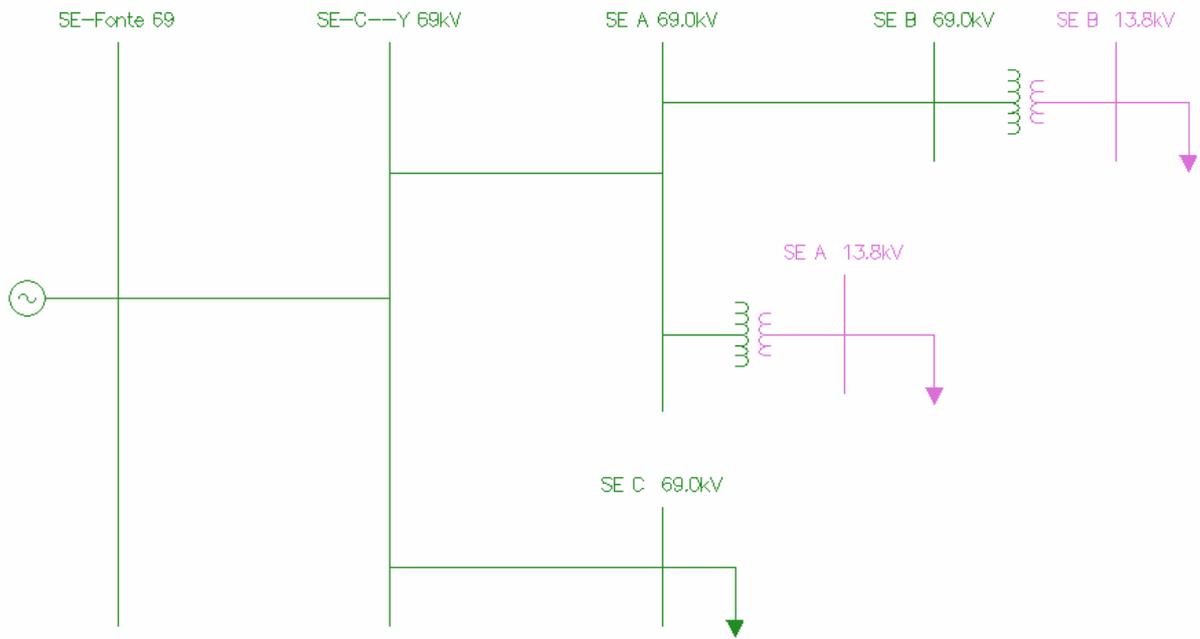


Figura 5.1: Representação de um sistema de transmissão.

Então, durante o processo de reconfiguração das redes de distribuição, pode-se ter um cenário em que as transferências de carga de um alimentador da SE B para um da SE A propicie um aumento nas perdas de potência das redes de distribuição, porém uma redução nas perdas técnicas globais (distribuição e transmissão), visto que as perdas no sistema de transmissão diminuem.

Assim, é necessário analisar as perdas em ambos os segmentos. Para tanto, este trabalho aplica o método de planejamento de experimentos, no qual se realiza vários ensaios (simulações) com a finalidade de obter a equação que represente as perdas de potência de um determinado sistema de transmissão, em função das respectivas cargas das subestações. São analisados vários modelos, onde se implementou na ferramenta computacional aquele que melhor representa as perdas de potência do sistema de transmissão utilizado como objeto de estudo.

5.1 Introdução a teoria de planejamento de experimentos

A principal preocupação no processo de modelagem de um determinado sistema deve residir na representação mais fiel possível da influência dos fatores que têm maior relevância sobre a operação do sistema em questão. Dessa forma, é natural obter-se ao final do processo um modelo matemático, por exemplo, em forma de equação de regressão multifatorial, cujas respostas a diversos estudos de caso sejam coerentes, representando o comportamento de sistemas reais.

Este trabalho emprega o método de planejamento de experimentos para criar os modelos funcionais que vão avaliar o comportamento das perdas de potência nos sistemas de transmissão. Esse método está relacionado a duas circunstâncias.

Na primeira, o planejamento de experimentos fatoriais exige um número mínimo de ensaios (simulações), para a construção de um modelo multifatorial. Na segunda, se o modelo de maior simplicidade estiver inadequado, o planejamento de experimentos permite construir modelos de maior complexidade, utilizando todos os resultados obtidos na primeira etapa da pesquisa. Evidentemente tudo isso permite reduzir esforços associados à construção dos modelos de sistemas com maior grau de complexidade.

A partir da utilização de planejamentos experimentais baseados em princípios estatísticos, é possível extrair de um determinado sistema em estudo o máximo de informações úteis, empregando um número mínimo de ensaios realizados em determinados pontos do espaço fatorial. Nesse caso, a quantidade de ensaios deve ser proporcional ao número de fatores que resultem em maior influência sobre o comportamento do sistema a ser modelado.

A essência de um bom planejamento consiste em projetar um experimento de forma que ele seja capaz de fornecer exatamente o tipo de informação que se esteja procurando. Para isso, precisa-se saber exatamente o que se deseja e quais as variáveis ou fatores relevantes para a execução dos experimentos e, diante destes, escolher a técnica mais vantajosa para o processamento dos resultados experimentais.

Um dos problemas mais comuns no planejamento de experimentos é determinar a influência de uma ou mais variáveis de entrada sobre a variável de interesse (variável de saída ou de resposta). Valores diferentes dos fatores que agem sobre um sistema produzem diversas respostas. O funcionamento do sistema é uma função desconhecida que atua sobre as variáveis de entrada ou sobre os fatores, produzindo como saída as respostas observadas. A finalidade é representar tal função ou, ao menos, se obter uma aproximação satisfatória para ela.

No planejamento de qualquer experimento, o primeiro passo consiste em decidir quais são os fatores e as respostas de interesse. Os fatores, em geral, são as variáveis que o experimento, em processo de realização, tem condições de controlar. E esses podem ser quantitativos ou qualitativos. Para exemplificá-los, podem ser utilizadas as correntes das barras das subestações.

Para construir e analisar, através do método de planejamento de experimentos, os modelos equivalentes para calcular as perdas de potência dos sistemas de transmissão, buscou-se os embasamentos teóricos necessários em várias referências (BARABASCHUK, KRENTSER e MIROSHNICHENKO, 1985; BARROS-NETO, SCARMINO e BRNNS, 1995; GUSEINOV e MAMEDYAROV, 1988; SOBOL e STATNIKOV, 1981).

5.2 Planejamento fatorial de experimentos linear e completo

Esse tipo de planejamento é caracterizado pela existência de dois ou três níveis de diferenciação para um determinado fator. Para o estudo da influência de qualquer fator em um sistema, é necessário que ele seja alterado. Feita essa alteração, os resultados são analisados.

Assim, o primeiro requisito é definir os limites (mínimo e máximo) de alterações para cada fator. Após, devem ser estabelecidos os níveis dos fatores, os quais devem ser usados nos ensaios. Cada um deles deve ser estudado, pelo menos, em dois níveis (estados) de alterações, tais como, os seus limites mínimo e máximo.

O planejamento de experimentos completo é muito simples de ser executado quando se dispõe de uma pequena quantidade de fatores. Por outro lado, se o número deles for relativamente grande, algumas vezes é muito difícil definir quais realmente exercem significância sobre a resposta. Nesse caso, um planejamento de experimentos completo seria um desperdício. O mais correto seria fazer uma triagem para decidir quais os que merecem um estudo mais aprofundado. Com isso, pode-se utilizar um planejamento fatorial incompleto, tal como o fatorial fracionário, discutido na próxima seção.

Para um planejamento fatorial completo, devem-se realizar ensaios com todas as possíveis combinações dos níveis de fatores definidos. Cada um desses experimentos, em que o sistema em estudo é submetido a um conjunto de limites de seus fatores, previamente definido, é um ensaio experimental ou computacional.

Para k fatores, isto é, k variáveis controladas durante o experimento, um planejamento completo com dois níveis de representação dos fatores tem a realização de 2^k ensaios diferentes, sendo chamado de planejamento fatorial de experimentos completo. Esse tipo de planejamento estuda a possibilidade de se conceber um modelo matemático na forma de uma equação de regressão linear constituída de uma constante inicial b_0 e demais membros contendo produtos de fatores de primeiro grau:

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i,j=1}^k b_{ij} x_i x_j + \sum_{i,j,m=1}^k b_{ijm} x_i x_j x_m; \quad i \neq j \neq m \quad (5.1)$$

O planejamento fatorial de experimentos completo requer a execução de ensaios para todas as combinações previamente escolhidas dos níveis dos fatores. O número de ensaios, que são necessários para a criação de um modelo matemático pode ser determinado por $N = \gamma^k$, onde k é o número de fatores e γ é o número de estados assumidos pelos fatores. Para um planejamento contendo apenas dois níveis de variações dos fatores tem-se $N = 2^k$.

Para simplificar a construção dos modelos, não se usam os valores naturais das variáveis. Esses valores podem ter dimensões (escalas) muito diferentes, por isso, devem ser recalculados de acordo com a Equação 5.2:

$$x_i = (\tilde{x}_i - \tilde{x}_{i0}) / \Delta \tilde{x}_i; \quad i = 1, \dots, k \quad (5.2)$$

Onde:

- \tilde{x}_{i0} = valor médio da variação dos fatores (centro do plano dos experimentos) dado por: $\tilde{x}_{i0} = \frac{\tilde{x}_i^- + \tilde{x}_i^+}{2}$;
- $\Delta \tilde{x}_i$ = intervalo de variação para o fator i , $\Delta \tilde{x}_i = \tilde{x}_{i0} - \tilde{x}_i^- = \tilde{x}_i^+ - \tilde{x}_{i0}$ em relação ao centro de experimento.

Nessa situação, os estados dos fatores de um planejamento de experimento são iguais a: -1 (nível inferior), +1 (nível superior), 0 (centro do plano de experimento). Essa condição simplifica o processo de determinação dos coeficientes do modelo de regressão (Equação 5.1). A matriz de planejamento dos experimentos, no caso de dois fatores, pode ser representada conforme o Quadro 5.1.

Número do Teste	Nível do fator			
	x_0	x_1	x_2	x_1x_2
1	+1	-1	-1	+1
2	+1	+1	-1	-1
3	+1	-1	+1	-1
4	+1	+1	+1	+1

Quadro 5.1 - Variação dos fatores na realização de experimento para $N = 2^2$.

Nesse quadro, as colunas que refletem as interações dos fatores podem ser determinadas como produtos de fator a fator correspondentes.

Sob o ponto de vista geométrico, o planejamento de experimentos completo com dois fatores (2^2) pode ser representado como um conjunto de pontos que correspondem aos ensaios nos vértices do quadrado representado na Figura 5.2.

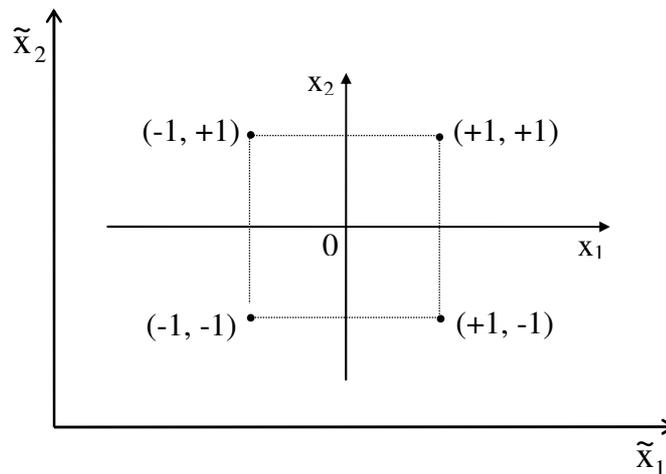


Figura 5.2: Representação geométrica do plano de experimentos.

Em geral, para construção do plano de experimentos completo com qualquer número k de fatores, é necessário repetir duas vezes o plano de experimento para $k-1$ fatores: uma, para o mínimo valor de fator k ; outra, para o máximo. Por exemplo, plano 2^3 , conforme o Quadro 5.2, pode ser construído repetindo-se duas vezes o plano 2^2 com o nível de x_3 inicialmente igual a -1 e, depois, +1.

N	x ₀	x ₁	x ₂	x ₃	x ₁ x ₂	x ₁ x ₃	x ₂ x ₃	x ₁ x ₂ x ₃	y
1	+	-	-	-	+	+	+	-	y ₁
2	+	+	-	-	-	-	+	+	y ₂
3	+	-	+	-	-	+	-	+	y ₃
4	+	+	+	-	+	-	-	-	y ₄
5	+	-	-	+	+	-	-	+	y ₅
6	+	+	-	+	-	+	-	-	y ₆
7	+	-	+	+	-	-	+	-	y ₇
8	+	+	+	+	+	+	+	+	y ₈

Quadro 5.2 – Plano de experimento 2³.

Levando em conta que, em todos os ensaios, os fatores têm níveis -1 ou +1, pode-se mostrar no plano do experimento somente os sinais dos fatores ("- ou "+"). A parte destacada no Quadro 5.2 corresponde ao plano do experimento.

O plano do experimento fatorial completo apresenta as seguintes importantes propriedades:

1) o plano é simétrico no centro do experimento. Logo, a soma algébrica de todos os elementos de cada coluna é nula.

$$\sum_{u=1}^N x_{iu} = 0; \quad i = 1, \dots, m \quad (5.3)$$

onde m é o número de colunas no plano de experimento.

2) o plano do experimento é ortogonal. Nesse caso, a soma dos produtos dos elementos de qualquer uma de duas colunas diferentes é nula.

$$\sum_{u=1}^N x_{iu} x_{ju} = 0; \quad i \neq j \quad (5.4)$$

3) a soma dos elementos de segundo grau de cada coluna é igual ao número de ensaios.

$$\sum_{u=1}^N x_{iu}^2 = N; i = 1, \dots, m \quad (5.5)$$

Nesse caso, os coeficientes de sistema das equações normais (KRUG, SOSULIN e FATUEV, 1971) são valores independentes, o que torna possível definir os coeficientes da Equação 5.1 de uma maneira mais simples:

$$b_i = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{ui} y_u; i = 0, \dots, m \quad (5.6)$$

A regressão linear define a "melhor reta" para representar um conjunto de pontos de valores dados.

5.3 Planejamento fatorial de experimentos linear e fracionário

Quando existem muitas variáveis, o número de ensaios necessários para se fazer um planejamento fatorial completo 2^k aumenta drasticamente. Com sete fatores, por exemplo, um planejamento fatorial completo exige 128 ensaios.

A experiência mostra que o modelo desejado, muitas vezes, pode ser obtido a partir de um número de ensaios reduzido. Este corresponde a uma fração dos ensaios correspondentes ao planejamento fatorial completo. Esse fato é possível devido a dois motivos (LICHT, 2006).

O primeiro é referente ao número de interações de ordem elevada que cresce excessivamente com o aumento do número de fatores. Na maioria dos casos, essas interações entre fatores resultam em pequenos valores dos coeficientes do modelo e são irrelevantes na prática. Como, na expansão em série de uma função, os efeitos principais são oriundos dos elementos de primeira ordem, eles tendem a ser maiores que as interações de dois fatores (segunda ordem). Estes, por sua vez, têm um grau de importância maior que as interações de três fatores (terceira ordem), e assim por diante. Essa tendência, logicamente, acentua-se para efeitos de ordem mais alta. Uma vez que os efeitos não são significativos, a determinação de seus valores não justifica realizar todos os ensaios, utilizando o método de planejamento de experimentos completo.

O segundo motivo refere-se às chances de um ou mais fatores não afetarem significativamente a resposta, seja por meio de efeitos principais, seja por efeito de interações com os demais fatores. Se os efeitos dessas variáveis não precisarem ser determinados, não existe a necessidade de se utilizar o método de planejamento de experimentos fatorial completo.

Genericamente neste tipo de planejamento fracionário, o número de ensaios é definido como $N = 2^{k-p}$, onde p é o número de interações de fatores que não apresentam grande relevância na modelagem em estudo e podem ser substituídos por outros.

Nos experimentos fracionários, a matriz de planejamento de experimentos mantém as propriedades representadas pelas Equações 5.3 a 5.5. Isso permite definir estimativas para os coeficientes, de forma bastante simples, usando as mesmas fórmulas do modelo de planejamento de experimentos fatorial completo.

Para um caso que apresente três fatores, são necessários oito ensaios pelo método de planejamento de experimentos completo; mas, se o terceiro fator for representado como associação dos dois primeiros fatores, pode ser utilizada a matriz de planejamento 2^2 . Assim, a construção do modelo necessita de apenas quatro ensaios, conforme mostra o Quadro 5.3.

N ^o do ensaio	x_0	x_1	x_2	$x_3 = x_1x_2$	y
1	+	-	-	+	y_1
2	+	+	-	-	y_2
3	+	-	+	-	y_3
4	+	+	+	+	y_4

Quadro 5.3 – Estrutura da matriz de planejamento fatorial $2^{k-p}=2^{3-1}$.

Conforme visto no Quadro 5.3, as estimativas para o fator x_3 são definidas pelo produto dos fatores x_1 e x_2 . Por esse motivo, é impossível separar os efeitos de x_1 , x_2 , x_3 dos efeitos x_2x_3 , x_1x_3 e x_1x_2 correspondentes.

Não existe regra formal para a escolha de quais fatores são definidos em função do produto dos demais. É necessário utilizar as informações sobre a insignificância das interações de dois, três ou mais fatores. No caso geral, quando não se têm informações adicionais, pode-se julgar que os coeficientes com o mais alto nível de interações de fatores são os mais insignificantes. Por isso, as colunas de matriz de planejamento correspondentes podem ser utilizadas para representação de novos fatores.

A matriz de planejamento de experimentos fracionário, segundo o Quadro 5.3, representa a metade da matriz de planejamento de experimentos completo 2^3 . Dessa forma, caso, após os primeiros quatro ensaios, os coeficientes originados pela interação de fatores não sejam satisfatórios para o estabelecimento das estimativas de b_i ($i = 1, 2, 3$), torna-se necessário realizar mais quatro ensaios de acordo com a segunda parte da matriz de planejamento de experimentos 2^3 . Em tal ocorrência, precisa-se aceitar $x_3 = -x_1x_2$ para a formulação das novas estimativas.

5.4 Planejamento fatorial de experimentos para construção de modelos de segundo grau

Em muitos casos se necessita analisar uma região quase estacionária com o gradiente de variação dos fatores praticamente nulo, situação em que $\frac{\partial \varphi(x_i)}{\partial x_i} = b_i \approx 0$, conseqüentemente originando coeficientes no modelo de regressão próximos de zero. Nessa circunstância, torna-se necessária a criação de um modelo de sistema com características não-lineares para descrição dessa região. A Equação 5.7 representa esse modelo.

$$\hat{y} = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i,j=1}^k b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^k b_i x_i^2 ; i \neq j \quad (5.7)$$

A quantidade de coeficientes desse modelo é dada pela seguinte equação:

$$\ell = 2^k + \frac{k(k+1)}{2} + 1 \quad (5.8)$$

O planejamento fatorial de experimentos para a construção de modelos de segundo grau caracteriza-se pelo aumento significativo do número de ensaios necessários. Nesse caso, o plano de experimentos 2^k , para modelos com dois níveis de fatores, não é suficiente, o que exige a realização de $N=3^k$ ensaios, considerando dois deles nas fronteiras do plano de experimentos e mais um na origem do plano. Entretanto, neste caso, o número de ensaios fica maior do que o exigido. Por isso, é possível utilizar uma abordagem ligada à expansão dos

planos lineares que nada mais é do que a inserção de ensaios adicionais selecionados de maneira especial.

Um exemplo de plano de segundo grau para dois fatores está representado na Figura 5.3.

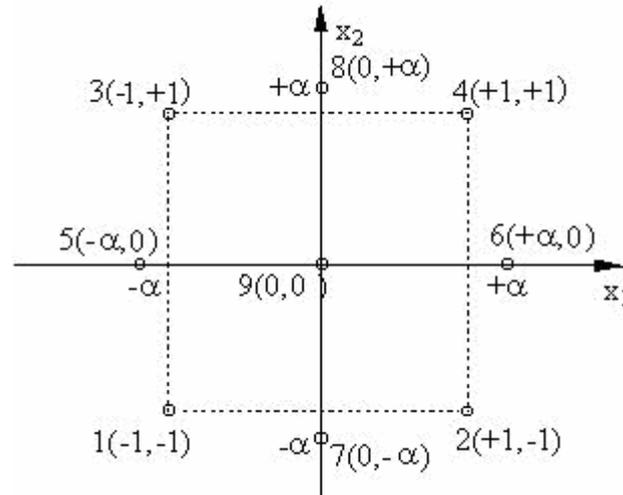


Figura 5.3: Representação geométrica do plano de experimentos de segundo grau.

Os pontos adicionais de ensaios selecionados dessa maneira são tais que o número de ensaios total não se torne muito maior do que número de coeficientes da equação de regressão. Como mostra o Quadro 5.4, o número total de ensaios com k fatores é igual a:

$$N = N_1 + N_\alpha + n_0 \quad (5.9)$$

Onde N_1 é número de ensaios no núcleo do plano ($N = 2^k$, se $k < 5$ ou $N = 2^{k-p}$, se $k \geq 5$), N_α é o número de ensaios adicionais ($N_\alpha = 2k$, se $k < 5$ ou $N_\alpha = 2(k-p)$, se $k \geq 5$) e n_0 é o número de ensaios no centro do plano. Essa abordagem necessita de um número de ensaios menor em comparação com o planejamento de experimentos 3^k , conforme mostra o Quadro 5.4.

Número de Fatores Independentes	Número de ensaios	
	$N = 3^k$	$N = N_1 + N_\alpha + n_0$
2	$3^2 = 9$	$2^2 + 2 \cdot 2 + 1 = 9$
3	$3^3 = 27$	$2^3 + 2 \cdot 3 + 1 = 15$
4	$3^4 = 81$	$2^4 + 2 \cdot 4 + 1 = 25$

Quadro 5.4 – Número de ensaios em função dos fatores.

Geralmente, no planejamento de experimentos de segundo grau, não é possível satisfazer todas as propriedades do planejamento linear. Para resolver esse problema, pode ser empregado o planejamento ortogonal ou o rotativo. De acordo com uma abordagem concreta, podem-se selecionar os valores de α e n_0 , que garantem a execução das propriedades representadas pelas Equações 5.3 a 5.5 da matriz de planejamento.

O modelo de experimentos de segundo grau pode ser representado, de acordo com o Quadro 5.5, mostrado abaixo:

Nº do Ensaio	x_0	x_1	x_2	x_1x_2	x_1^2	x_2^2
1	+1	-1	-1	+1	+1	+1
2	+1	+1	-1	-1	+1	+1
3	+1	-1	+1	-1	+1	+1
4	+1	+1	+1	+1	+1	+1
5	+1	$-\alpha$	0	0	α^2	0
6	+1	$+\alpha$	0	0	α^2	0
7	+1	0	$-\alpha$	0	0	α^2
8	+1	0	$+\alpha$	0	0	α^2
9	+1	0	0	0	0	0

Quadro 5.5 – Estrutura da matriz do planejamento de segundo grau.

Nesse tipo de planejamento, o problema principal é como escolher o valor do parâmetro α e quantos ensaios (n_0) devem ser realizados no centro de plano.

5.5 Planejamento ortogonal de segundo grau

Conforme mencionado, os planos do segundo grau não satisfazem todas as condições necessárias para o desenvolvimento de modelos de planejamento de experimentos, pois muitas de suas propriedades não são atendidas. Como o planejamento de experimentos lineares possui a propriedade importante da ortogonalidade, pode-se escolher o valor do parâmetro α tal que o plano do segundo grau possa torna-se um plano ortogonal:

$$\sum_{u=1}^N x_{iu}x_{ju} = 0; i \neq j \quad (5.10)$$

Isso significa que as estimativas dos coeficientes da equação de regressão podem ser calculadas independentes umas das outras. Essa condição permite descartar os fatores com coeficientes insignificantes sem ter que recalculá-la a equação de regressão. Já a condição de ortogonalidade, para a matriz de planejamento do segundo grau, não é respeitada para os vetores colunas com membros quadráticos (Quadro 5.5), conforme Equação 5.11.

$$\sum_{u=1}^N x_{0u}x_{1u}^2 \neq 0 \quad \text{e} \quad \sum_{u=1}^N x_{1u}^2x_{2u} \neq 0 \quad (5.11)$$

Por exemplo, para um caso com dois fatores, tem-se:

$$\sum_{u=1}^9 x_{0u}x_{1u}^2 = \sum_{u=1}^9 x_{0u}x_{2u}^2 = 4 + 2\alpha^2; \quad \sum_{u=1}^9 x_{1u}^2x_{2u}^2 = 4.$$

Para eliminar essa dificuldade, a matriz de planejamento ortogonal de segundo grau pode ser construída usando a transformação dos fatores do segundo grau, x_i^2 , e selecionando o valor de α de uma forma especial, introduzindo as novas variáveis:

$$x_i' = x_i^2 - \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{iu}^2 = x_i^2 - \bar{x}_i^2 \quad (5.12)$$

sendo:

$$\bar{x}_i^2 = \frac{1}{N} \sum_{u=1}^N x_{iu}^2 \quad (5.13)$$

Para esse caso, as condições necessárias para a ortogonalidade da matriz de planejamento são satisfeitas, segundo a Equação 5.14.

$$\begin{aligned} \sum_{u=1}^N x_{0u} x_{iu} &= \sum_{u=1}^N x_{0u} (x_i^2 - \bar{x}_i^2) = \sum_{u=1}^N x_{0u} x_{iu}^2 - \bar{x}_i^2 \sum_{u=1}^N x_{0u} = \sum_{u=1}^N x_{iu}^2 - \\ &N \bar{x}_i^2 = (4 + 2\alpha^2) - \frac{9(4 + 2\alpha^2)}{9} = 0 \end{aligned} \quad (5.14)$$

Nesse caso, se definem os valores de α , que garantem a condição de ortogonalidade. No Quadro 5.6, são calculados os valores do parâmetro α de acordo com o número de fatores envolvidos no processo.

Número de fatores	2	3	4	5
N_1	2^2	2^3	2^4	5^{5-1} $x_5 = x_1 x_2 x_3 x_4$
N_α	4	6	8	10
n_0	1	1	1	1
α	1.0	1.215	1.414	1.547

Quadro 5.6 – Determinação do parâmetro α para satisfazer a condição de ortogonalidade da matriz de planejamentos.

Com a matriz inteiramente ortogonal, os produtos aos pares de todas as colunas são iguais a zero. Realizando ensaios em conformidade com essa matriz de planejamento de experimentos, é possível construir a equação regressão seguinte:

$$\hat{y} = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i,j=1}^k b_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^k b_{ii} (x_i^2 - \bar{x}_i^2); i \neq j \quad (5.15)$$

Para transformar a Equação 5.15 em forma padronizada, é preciso recalcular o membro da equação b_0 através da seguinte equação:

$$b_0' = b_0 - \sum_{i=1}^k b_{ii} \bar{x}_i^2 = \frac{\sum_{u=1}^N x_{0u} y_u}{\sum_{u=1}^N x_{0u}^2} - \sum_{i=1}^k b_{ii} \bar{x}_i^2 \quad (5.16)$$

Nesse caso, por exemplo, para dois fatores, a padronização é a seguinte:

$$\hat{y} = b_0' + b_1 x_1 + b_2 x_2 + b_{12} x_1 x_2 + b_{11} x_1^2 + b_{22} x_2^2$$

, onde $b_0' = b_0 - b_{11} \bar{x}_1^2 - b_{22} \bar{x}_2^2$.

Como a matriz de planejamento é ortogonal, podem-se definir, independentemente, os coeficientes do modelo através das seguintes equações:

$$b_0 = \frac{\sum_{u=1}^N x_{0u} y_u}{\sum_{u=1}^N x_{0u}^2} = \frac{\sum_{u=1}^N y_u}{N}; \quad b_i = \frac{\sum_{u=1}^N x_{iu} y_u}{\sum_{u=1}^N x_{iu}^2} \quad (5.17)$$

$$b_{ij} = \frac{\sum_{u=1}^N x_{iu} x_{ju} y_u}{\sum_{u=1}^N (x_{iu} x_{ju})^2}; \quad b_{ii} = \frac{\sum_{u=1}^N x_{iu} y_u}{\sum_{u=1}^N (x_i')^2} \quad (5.18)$$

5.6 Análise estatística dos modelos

5.6.1 Estimativa da variância de reposição

Neste item é examinada a técnica para estimativa da variância de reposição envolvida durante os ensaios, uma vez que eles são de características computacionais gerando como respostas, para mesmas simulações, valores idênticos e, com isso, tornando impossível à estimativa da variância existente entre as amostras.

A técnica tradicional de análise estatística dos resultados dos experimentos inclui a etapa de verificação da homogeneidade das dispersões sobre os resultados dos ensaios repetidos, a verificação da significância dos coeficientes que constituem os modelos e a verificação da adequação dos modelos de regressão construídos.

Todas as etapas são comuns, quando existem os resultados dos ensaios paralelos em todos os pontos do espaço fatorial considerado. No caso de experimentos computacionais os ensaios repetidos apresentam resultados idênticos, resultando em estimativas das dispersões iguais a zero. Para esta condição é impossível à verificação da homogeneidade das dispersões e em seqüência a significância dos coeficientes juntamente com a adequação dos modelos de regressão, que são dependentes das estimativas de dispersão de reprodutibilidade.

Um modo para superar esta dificuldade está associado com a construção artificial dos ensaios com base em simulações probabilísticas envolvendo o método de Monte Carlo. Outro método está associado com a utilização de diferentes abordagens para a construção artificial das estimativas de dispersão de reprodutibilidade, que resulta na Equação 5.19 (GUSEINOV e MAMEDYAROV, 1988):

$$s^2\{y\} = 0,11 \left(\sum_{i=1}^k b_i^2 + 0,11 \sum_{\substack{i=1 \\ i < j}}^k b_{ij}^2 \right) \quad (5.19)$$

Considerando que o segundo termo da Equação 5.19 é muito menor que o primeiro, defini-se a dispersão de reprodutibilidade como:

$$s^2\{y\} = 0,11 \left(\sum_{i=1}^k b_i^2 \right) \quad (5.20)$$

Neste modelo, a expressão $s^2\{y\}$ é igual a s_{rep}^2 , variância de reposição.

Já a variância dos coeficientes da equação de regressão pode ser determinada levando-se em conta o número de ensaios (N) e o número de ensaios repetidos (n) em cada ponto do plano, conforme Equação 5.21.

$$s^2\{b_i\} = \frac{s_{rep}^2}{N \cdot n}, \quad i = 1, \dots, m \quad (5.21)$$

Para ensaios computacionais tem-se n igual a 1, pois não ocorrem variações e logo não existe diferença nas de repetições de ensaios.

5.6.2 Modelos lineares

Depois de verificar a homogeneidade das variâncias dos ensaios para diferentes pontos no plano de experimento, é preciso analisar a significância dos coeficientes que constituem os modelos. Para isto, pode-se utilizar a Equação 5.22, que define que os coeficientes da equação de regressão são estatisticamente significantes se atenderem a seguinte condição:

$$|b_i| > \Delta b_i \quad (5.22)$$

sendo:

$$\Delta b_i = s\{b_i\} \cdot t_{\alpha, f_y} \quad (5.23)$$

Onde t_{α, f_y} é o valor do índice de Student (Anexo B), com um nível de significância (α) e o número de graus de liberdade f_y igual a N (GUSEINOV e MAMEDYAROV, 1988).

A grande vantagem dos planejamentos fatoriais de experimentos lineares está ligada à possibilidade de se excluir os coeficientes que não correspondam à condição representada pela Equação 5.22, mantendo apenas os coeficientes (significantes) sem a reconstrução do modelo.

A última etapa da análise estatística do modelo está relacionada com a verificação da adequação da equação de regressão, que pode ser realizada através do índice de Fisher (F^E). Para isto, antes é necessário recalculer a estimativa de adequação da equação de regressão (Equação 5.24):

$$s_{ad}^2 = \frac{1}{N-L} \sum_{u=1}^N n(\bar{y}_u - \hat{y}_u)^2 \quad (5.24)$$

Onde \hat{y}_u são os valores da função de resposta calculados com base na equação de regressão e L é o número de coeficientes significantes do modelo, incluindo o coeficiente b_0 .

Com o valor da variância de adequação, o índice experimental de Fisher pode ser calculado como segue:

$$F^E = \frac{s_{ad}^2}{s_{rep}^2} \quad (5.25)$$

Após compara-se o índice de Fisher F^E com o tabulado F^T . O índice F^T é obtido através do Anexo D, que precisa do nível de significância (α) e os números de graus de liberdade, $f_1 = N - L$ e $f_2 = N$. Se $F^E < F^T$, pode-se considerar o modelo, equação de regressão, como adequado.

5.6.3 Modelos quadráticos

No planejamento ortogonal, a análise estatística do modelo é realizada de maneira similar a do modelo linear. A diferença é que nos modelos quadráticos o valor de $\sum_{u=1}^N x_{iu}^2$ é diferente para cada um dos coeficientes, sendo preciso definir $s^2\{b_i\}$ separadamente para cada grupo de coeficientes b_0 , b_i , b_{ij} e b_i' .

A variância dos coeficientes da equação de regressão é calculada de acordo com a seguinte equação:

$$s^2\{b_i\} = \frac{s_{rep}^2}{n \sum_{u=1}^N x_{iu}^2} \quad (5.26)$$

Naturalmente, neste caso os intervalos de confiança também são diferentes para os membros da equação (b_0 , b_i , b_{ij} , b_i'):

$$\Delta b_0 = t_{\alpha, f_y} \cdot s\{b_0\} \quad (5.27)$$

$$\Delta b_i = t_{\alpha, f_y} \cdot s\{b_i\} \quad (5.28)$$

$$\Delta b_{ij} = t_{\alpha, f_y} \cdot s\{b_{ij}\} \quad (5.29)$$

$$\Delta b_i' = t_{\alpha, f_y} \cdot s\{b_i'\} \quad (5.30)$$

A adequação do modelo também pode ser verificada através do índice de Fisher. Entretanto, aqui é preciso ressaltar mais uma vez que, diferentemente do planejamento linear, o planejamento ortogonal do segundo grau não é rotativo. Isso significa que a precisão dos valores da função de resposta usando a equação de regressão, não é igual nas diferentes direções com a mesma extensão do centro de plano.

5.7 Construção dos modelos de sistemas de potência através do planejamento dos experimentos

Como objeto de estudo foi escolhido o sistema de transmissão ilustrado na Figura 5.1, sendo utilizado nas análises das reconfigurações das redes de distribuição no Capítulo 8.

Uma vez que este subsistema possui apenas três fatores (correntes nas barras das SE's A, B e C), os modelos foram construídos com base no planejamento de experimentos completo, linear e não-linear. As Equações 5.31 e 5.32 representam o cálculo das perdas de potência do sistema de transmissão, para os respectivos modelos:

Modelo Linear

$$\Delta P_{AT} = 1103.79 + 308.86 * X_1 + 464.20 * X_2 + 340.18 * X_3 + 87.5 * X_1 X_2 + 62.5 * X_1 X_3 + 37.5 * X_2 X_3 + 12.5 * X_1 X_2 X_3 \quad (5.31)$$

Modelo Não-Linear

$$\Delta P_{AT} = 1044.63 + 305.35 * X_1 + 444.3 * X_2 + 337.78 * X_3 + 87.5 * X_1 X_2 + 62.5 * X_1 X_3 + 37.5 * X_2 X_3 + 73.01 * (X_1 X_1 - 0.73) + 39.16 * (X_2 X_2 - 0.73) + 106.86 * (X_3 X_3 - 0.73) \quad (5.32)$$

Onde:

- ΔP_{AT} = perdas de potência do sistema de transmissão representado na Figura 5.1 (kW).

Os parâmetros X_1 , X_2 e X_3 são obtidos através da aplicação da Equação 5.2.

$$X_1 = (I_{At} - 260) / (400 - 260) \quad (5.33)$$

$$X_2 = (I_{Bt} - 325) / (500 - 325) \quad (5.34)$$

$$X_3 = (I_{Ct} - 575) / (850 - 575) \quad (5.35)$$

Onde:

- I_{At} = corrente total na barra da subestação A, para o instante de tempo t (A);
- I_{Bt} = corrente total na barra da subestação B, para o instante de tempo t (A);
- I_{Ct} = corrente total na barra da subestação C, para o instante de tempo t (A).

O Apêndice IV apresenta em detalhes a construção de ambos os modelos e seus resultados. Ressalta-se que os ensaios (simulações) foram realizados no programa ANAREDE, que é um software tradicional para o cálculo do fluxo de potência em sistemas de transmissão, desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica.

Depois de definidos os modelos, verificaram-se os seus resultados, comparando-os com os obtidos por meio do ANAREDE, para vários cenários de correntes nas barras das SE's A, B e C.

O modelo linear apresentou uma diferença média de 7,7% e o não-linear de 2,3%. Assim, o modelo escolhido foi o não-linear, que apresentou resultados satisfatórios em todos os cenários.

Este modelo foi implementado na ferramenta computacional, sendo empregado no processo de reconfiguração das redes, regime normal de operação e restabelecimento ótimo após contingência.

CAPÍTULO 6

MÉTODO PROPOSTO PARA RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO RADIAIS

Os sistemas de distribuição de energia elétrica são, geralmente, configurados radialmente por questões de segurança, além de facilitar fatores inerentes à proteção, tais como: coordenação e atenuação de correntes de curto-circuito, diminuindo assim os custos com dispositivos de proteção.

Em geral, esses sistemas apresentam possibilidades de alteração da topologia através da abertura ou fechamento dos equipamentos de manobra e/ou de proteção, que são localizados em pontos estratégicos. A reconfiguração das redes elétricas, mantendo-se a radialidade, é realizada de modo a reduzir as perdas de energia nos alimentadores, a melhorar o perfil de tensão para os consumidores, a aumentar os níveis de confiabilidade ou a restaurar o fornecimento de energia em situações de contingência (BERNARDON, CANHA et al., 2006).

A alteração da topologia elétrica pode ser usada como uma ferramenta de planejamento ou de controle em tempo real para operação dos sistemas. A operação em tempo real requer respostas rápidas, principalmente nos casos de contingência. Já no planejamento da operação, o tempo de obtenção das respostas não assume um papel tão importante quanto no caso anterior. No planejamento da operação, o objetivo principal é definir a configuração ideal para operar as redes de distribuição, em regime normal.

Neste capítulo, é abordado o emprego da reconfiguração no planejamento da operação, sendo analisada sua aplicação em tempo real no próximo capítulo.

6.1 Formulação do problema

Em geral, pode-se dizer que o problema da reconfiguração de redes de distribuição consiste em buscar uma estratégia ótima de operação, cuja solução envolve a seleção da

melhor configuração, dentre todas as possíveis. Esse tipo de problema é de difícil tratamento devido à sua natureza combinatorial e à dificuldade na formulação matemática.

A solução eficiente para o problema da reconfiguração implica a seleção daquela que melhor atender às funções objetivo previamente definidas, sem violar as restrições. Isso requer uma busca exaustiva, análise de todas as alternativas de configuração possíveis, o que torna o processo oneroso para sistemas reais, pois o número de configurações factíveis geradas pelo chaveamento cresce exponencialmente com a quantidade e a disposição das chaves no sistema. O fato do crescimento exponencial do número de possibilidades é denominado explosão combinatoria (SCHMIDT, 2005).

Por essa razão, algoritmos heurísticos aproximados têm sido sugeridos para resolver o problema de reconfiguração, embora não garantam a obtenção da solução ótima, apresentam resultados eficientes. Além disso, eles procuram estabelecer critérios que possam ser usados para eliminar opções indesejáveis de chaveamento, no sentido de diminuir a dimensão do problema (MANTOVANI, CASARI e ROMERO, 2000).

Para resolver tais problemas, alguns autores (BARAN e WU, 1989; CIVANLAR et al., 1988) usam um processo de busca heurística em árvore de decisão que permite percorrer o espaço de possibilidades do estado do sistema, sendo o conhecimento de domínio específico essencial para limitar o tamanho da árvore de decisão. Isso evita uma explosão combinatoria e mantém o problema dentro de um conjunto gerenciável.

Neste trabalho, propõe-se um algoritmo heurístico para a solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, que emprega métodos eficientes de otimização e de tomada de decisão multicriterial. Como resultado, a configuração definida proporciona a operação das redes de distribuição, com perdas mínimas, com melhores níveis de tensão para os consumidores, além de aumentar os níveis de confiabilidade dos alimentadores. Essa metodologia também usa uma estratégia para eliminar as configurações menos promissoras, de modo a reduzir o número de possibilidades.

Com base nessa abordagem, definem-se os principais objetivos da reconfiguração das redes elétricas para planejamento da operação:

- formular a composição e as estruturas das funções objetivo e das restrições;
 - criar metodologia para seleção das configurações mais promissoras;
 - desenvolver algoritmos e software para a solução do problema a partir de análises multicriteriais.
-

Os critérios de otimização e de restrição devem ser definidos de acordo com as características do problema e com os interesses estratégicos das concessionárias de energia elétrica.

6.2 Funções objetivo e restrições

Dependendo dos anseios da empresa ou do planejador, pode haver necessidade de serem contemplados múltiplos objetivos na busca destas soluções, mesmo que com diferentes graus de importância (KAGAN e ADAMS, 1992). Por exemplo, pode-se considerar como atributo de otimização principal a minimização das perdas de energia e, em decorrência, espera-se melhorar o perfil de tensão para os consumidores. Outra consideração a ser feita é que estes problemas apresentam também aspectos de subjetividade. Portanto, é subjetivo afirmar “o quanto” reduzir as perdas é mais importante do que melhorar os níveis de tensão (KAGAN e OLIVEIRA, 1996).

Também é necessário definir, inicialmente, as características que devem ser consideradas como funções objetivo e restrições, no processo de tomada de decisão multicritério. Além disso, é importante explicitar as suas formas de apresentação.

As funções objetivo podem ser de vários tipos, sendo a mais tradicional, para reconfiguração das redes em regime normal de operação, a redução das perdas de potência elétrica. Outra função importante é o aumento da confiabilidade dos sistemas de distribuição, que está fortemente relacionado com os indicadores de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) (Resolução 024/ANEEL, 2000).

Já a restrição mais típica é a operação dos sistemas sem sobrecarga. Normalmente, essa restrição é rígida, não é permitido nenhum percentual de sobrecarga nos elementos da rede, para reconfiguração em regime normal de operação, e flexível em situações de contingência, ou seja, ela não é desejável, mas até certo nível pode ocorrer. Outra restrição utilizada é a operação das redes sem violar a queda máxima de tensão permitida, que está relacionada à qualidade de energia elétrica (Resolução 505/ANEEL, 2001).

De acordo com essas considerações, definiram-se as seguintes funções objetivo e restrições a serem utilizadas no programa, para a reconfiguração das redes em regime normal de operação:

Funções Objetivo

- reduzir as perdas técnicas de potência elétrica, nas redes primárias e de transmissão;
- reduzir o número de consumidores interrompidos ano, nos sistemas de distribuição.

Restrições

- não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas (trechos de rede, chaves, reguladores de tensão, entre outros);
- não permitir violação da queda de tensão admissível nas redes primárias.

As perdas de potência elétrica nas redes de distribuição são obtidas através do processo de cálculo de fluxo de potência, detalhado no Capítulo 4. Já as perdas nas redes de transmissão são calculadas através da Equação 5.20, resultante da aplicação do método de planejamento de experimentos. Assim, para verificar se houve aumento ou redução das perdas, basta comparar os valores calculados para as diferentes topologias analisadas. Essas análises são realizadas para o patamar de carga máxima.

O número de consumidores interrompidos ano, nas redes de distribuição, é obtido com a aplicação das equações clássicas de confiabilidade (ABAIDE, 2005; COMASSETTO, 2004), durante o processo de cálculo de fluxo de potência. Para isso, são necessárias as seguintes informações: comprimento dos trechos de rede (ℓ), taxa de falhas por unidade (λ_0) e a disposição dos equipamentos de proteção.

A taxa de falhas representa a frequência de defeitos em que o sistema em estudo está submetido. Nesse caso, ela pode ser definida como sendo o número total de defeitos nas redes primárias no período de um ano pela quilometragem total das redes (Equação 6.1).

$$\lambda_0 = \frac{\sum F}{\ell_{\Sigma}} \quad (6.1)$$

Onde:

- λ_0 = taxa de falhas (interrupções ano / km);
 - $\sum F$ = somatório dos defeitos emergenciais nas redes primárias durante o período anual (interrupções ano);
 - ℓ_{Σ} = comprimento total das redes (km).
-

O número de consumidores interrompidos ano é calculado através da soma de duas parcelas. A primeira, para defeitos nos trechos protegidos pelo disjuntor do alimentador; a segunda, para defeito nos trechos a jusante de cada dispositivo de proteção (Equação 6.2).

$$C_{\text{int erromp.}-\text{ano}} = \sum_n \left[(\lambda_{0n} \cdot \ell_{\text{ALn}} \cdot C_{\text{ALn}}) + \sum_j (\lambda_{0n} \cdot \ell_{\text{Pr otjn}} \cdot C_{\text{Pr otjn}}) \right] \quad (6.2)$$

Onde:

- $C_{\text{int erromp.}-\text{ano}}$ = número de consumidores interrompidos ano do sistema de distribuição (consumidores interrompidos ano);
- λ_{0n} = taxa de falhas do alimentador n (interrupções ano / km);
- ℓ_{ALn} = comprimento dos trechos de rede protegido pelo disjuntor do alimentador n (km);
- C_{ALn} = número de consumidores do alimentador n (consumidores);
- $\ell_{\text{Pr otjn}}$ = comprimento dos trechos de rede protegido pelo dispositivo de proteção j do alimentador n (km);
- $C_{\text{Pr otjn}}$ = número de consumidores a jusante do dispositivo de proteção j do alimentador n (consumidores).

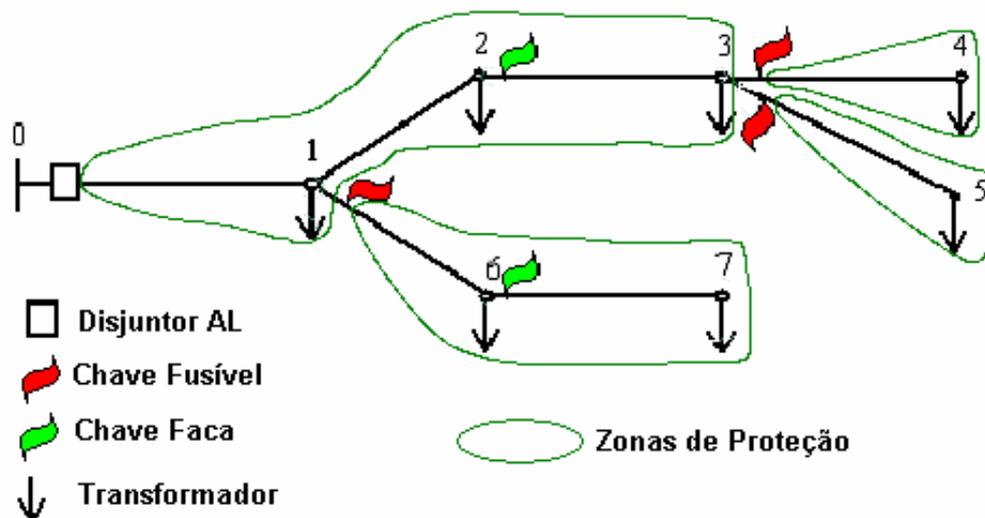


Figura 6.1: Trechos protegidos pelos equipamentos de proteção.

Ressalta-se que essa função objetivo está fortemente relacionada com o indicador de continuidade FEC.

As restrições de não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas e violação da queda de tensão admissível nos alimentadores são rígidas, visto que se trata da escolha da configuração que é usada em regime normal de operação. Assim, a configuração selecionada não pode violar essas restrições. A verificação destas condições são realizadas durante o processo de cálculo de fluxo de potência, para as diferentes topologias analisadas.

Salienta-se que essas funções objetivo e restrições satisfazem as necessidades das concessionárias, priorizando seus focos estratégicos.

6.3 Método proposto para seleção das configurações

Na literatura, encontram-se algumas técnicas para reconfiguração das redes de distribuição. Dentre elas, citam-se as duas mais empregadas:

1) técnicas de buscas, baseadas em heurísticas, do tipo “branch-exchange” (CHERKAOUI e GERMOND, 1993), ou seja, parte-se de uma configuração radial e uma alteração elementar no sistema consiste na abertura de uma chave e fechamento de uma outra, escolhidas convenientemente de modo a manter sempre a radialidade do sistema;

2) técnicas construtiva ou destrutiva. Nesse caso, adota-se a condição em que todas as chaves estão abertas ou fechadas, respectivamente. As chaves são fechadas ou abertas sucessivamente para obter a configuração radial. A técnica de otimização normalmente empregada para resolver esse problema são algoritmos do tipo "branch-and-bound" (BOARDMAN e MECKIFF, 1985).

Para a obtenção da configuração das redes em regime normal de operação, optou-se por usar a primeira técnica apresentada, que é em função de pesquisas heurísticas. Desse modo, para alteração da configuração, deve-se sempre abrir uma chave e fechar outra, de modo a manter a radialidade do sistema.

A técnica de seleção das configurações visa estabelecer um critério para determinar a opção que melhor atender às funções objetivo, sem violar as restrições. Além disso, também são eliminadas as alternativas menos promissoras, reduzindo o conjunto de configurações a

serem examinados e, conseqüentemente, diminuindo o espaço de busca. O critério proposto neste trabalho é baseado na análise das interligações entre alimentadores, as quais são realizadas por chaves normalmente abertas (NA).

Para cada interligação, é examinada a melhor configuração da rede entre os dois alimentadores envolvidos. Depois de analisada uma determinada interligação, retorna-se à configuração original das redes elétricas e testa-se uma nova interligação. Assim, são definidas as configurações ideais para cada interligação de maneira independente e de acordo com as funções objetivo e restrições estabelecidas.

A seguir, é apresentado o detalhamento do algoritmo, que define a melhor configuração para cada interligação:

1) primeiramente, altera-se a configuração da rede, fechando uma chave de interligação NA e abrindo uma chave NF de qualquer um dos dois alimentadores envolvidos, porém deve ser a primeira chave a montante da chave de interligação. Segue para “2”;

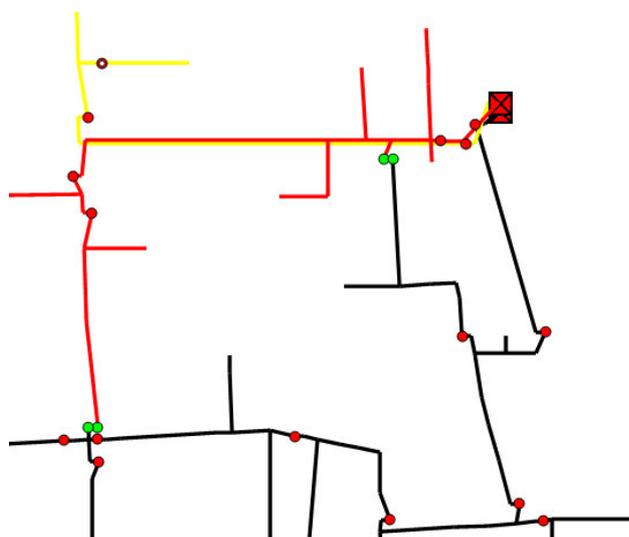


Figura 6.2: Configuração original.

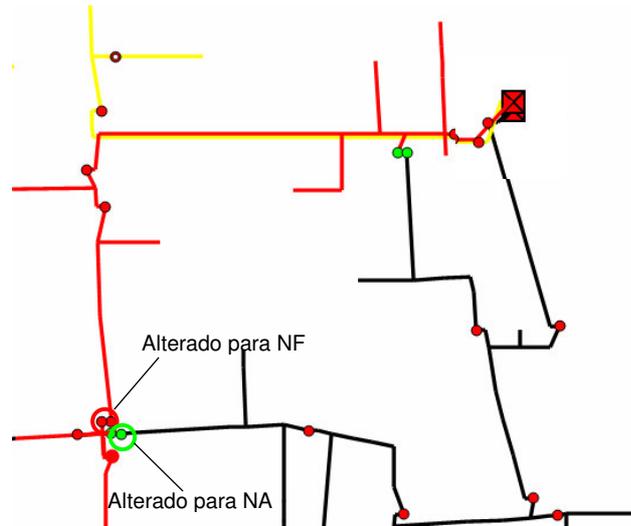


Figura 6.3: Primeira reconfiguração.

2) realiza-se o cálculo do fluxo de potência para esta nova configuração e verifica-se se as funções objetivo são atendidas, sem violar as restrições. Caso seja sim, segue para “3”; caso contrário, para “4”;

3) se for atendido o item 2, altera-se novamente a configuração da rede, fechando a chave de interligação da configuração atual NA e abrindo a primeira chave NF a montante da chave NA, mas no mesmo sentido (alimentador) que foi aberta a chave na iteração anterior. Segue para “5”;

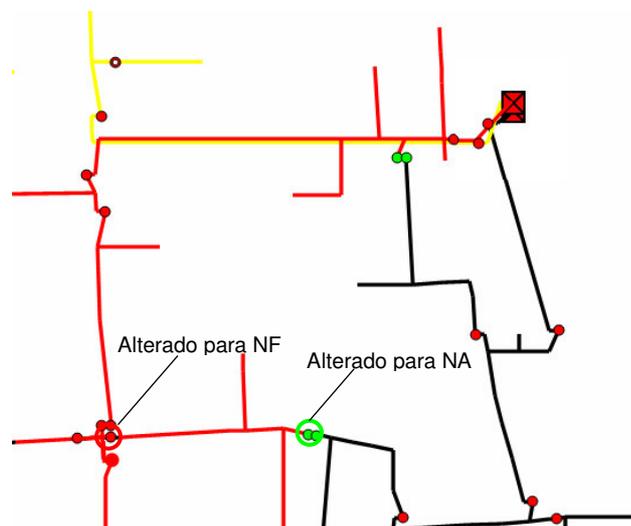


Figura 6.4: Segunda reconfiguração.

4) se não for atendido o item 2, retorna-se à configuração original e altera-se a topologia da rede, fechando a chave de interligação NA e abrindo a chave NF a montante da chave de interligação, entretanto no alimentador em que não pertence a chave que foi aberta no item 1. Segue para “5”;

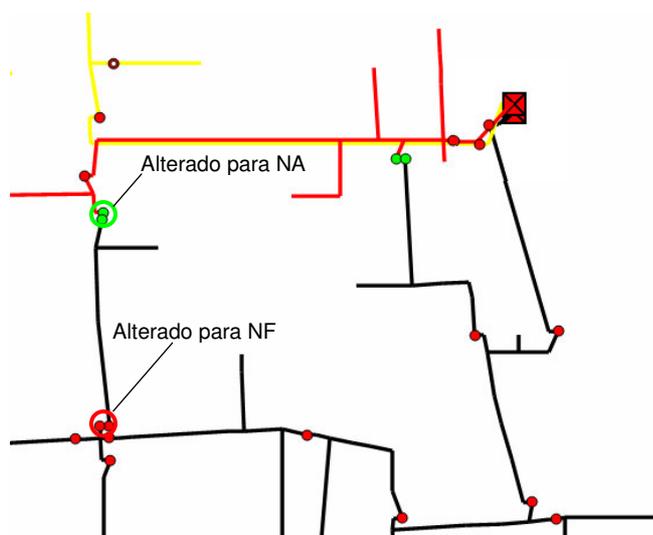


Figura 6.5: Primeira reconfiguração (sentido contrário).

5) enquanto as funções objetivo são atendidas, sem violar as restrições, executa-se o item 3. O processo é finalizado quando as funções objetivo não são atendidas ou o sistema violar as restrições. Nesse caso, retorna-se para a configuração da iteração anterior, sendo esta a selecionada como a ideal para a interligação analisada.

Para definir a configuração ideal de outra interligação, realiza-se o mesmo processo, no entanto partindo da configuração original. Esse algoritmo está ilustrado no fluxograma da Figura 6.6:

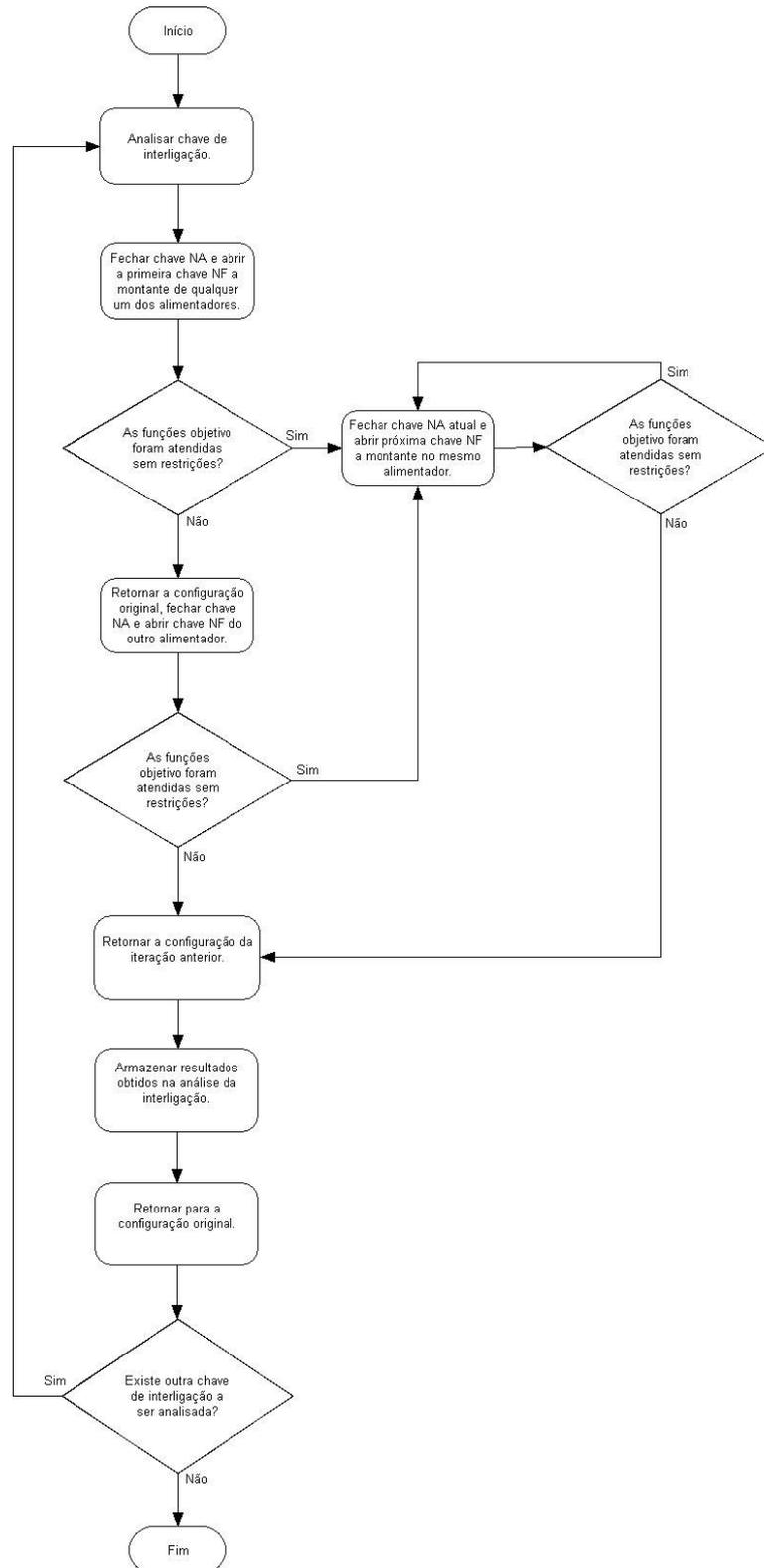


Figura 6.6: Algoritmo para definir a configuração ideal para cada interligação.

6.4 Algoritmos para tomada de decisão multicriterial

Neste item é apresentado o algoritmo proposto para definição da configuração dos sistemas de distribuição, a partir de análises multicriteriais. A proposta é definir a seqüência de alterações das redes de distribuição, em função dos resultados obtidos da análise de cada interligação de maneira independente. Desse modo, o algoritmo é aplicado nas interligações, seguindo a ordem dos melhores resultados, porém sem retornar à configuração original.

O desafio é definir quais interligações apresentam os melhores resultados, visto que são duas funções objetivo. Por exemplo, uma determinada interligação pode possuir o maior valor de redução de perdas; a outra, de consumidores interrompidos ano. Nesse caso, é necessária a aplicação de um método de tomada de decisão multicriterial, para a escolha da solução ótima.

6.4.1 Introdução aos métodos de tomada de decisão multicriterial

A matemática moderna disponibiliza, atualmente, uma série de ferramentas para solução de diversos tipos de problemas de otimização. Há métodos que apresentam grande eficiência na solução de problemas nos quais as funções objetivo e/ou as restrições são funções lineares ou não-lineares, e as variáveis de controle podem ser apresentadas sob a forma de valores contínuos, discretos ou probabilísticos. Por outro lado, a maioria desses métodos de otimização estão voltados para estimação da qualidade da solução com base em um único critério de eficiência escalar (CANHA, 2005).

Assim, muitas vezes, surgem problemas na escolha da solução ótima, quando há a presença de diferentes critérios. Esses são denominados de problemas de otimização multicriterial ou vetorial (ZADEH, 1965). As dificuldades encontradas estão relacionadas, primeiramente, às contradições que, na maioria das vezes, ocorrem entre os vários critérios. Tais circunstâncias levam à necessidade da utilização de um certo esquema de comprometimento que permite aumentar a qualidade da solução de forma harmônica para todos os critérios locais.

O problema da escolha de uma solução com a presença de vários critérios pode ser formulado da seguinte forma: supondo que D_x seja a área de soluções permissíveis; a

qualidade de cada solução x é estimada através de n critérios escalares y_1, y_2, \dots, y_n . De um modo geral, a função $Y = F(x)$ pode ser apresentada de forma analítica, com dados estatísticos, ou de forma heurística, com palavras ou regras. O objetivo é encontrar a solução ótima X^0 que deve ser definida através de duas condições:

- a solução deve pertencer à área de soluções permissíveis D_x ;
- a solução deve otimizar o vetor de eficiência $Y = F(x)$.

Dessas condições decorre o modelo apresentado na Equação 6.3:

$$X^0 = F^{-1}(\text{opt}_{x \in D_x} Y(x)) \quad (6.3)$$

Onde:

- opt = operador de otimização do vetor de eficiência; F^{-1} = transformada inversa $Y \rightarrow X$.

Nessa situação, o critério de eficiência apresenta-se sob a forma de vetor. Por essa razão, esse problema é denominado de otimização vetorial.

Durante a resolução dos problemas de otimização vetorial, surgem três dificuldades principais. Inicialmente, é necessário definir o princípio de otimalidade. Isso significa responder à pergunta: sob quais condições a solução ótima é melhor em relação a todas as outras soluções admissíveis? No modelo apresentado na Equação 6.3, esse princípio corresponde à revelação do sentido do operador opt – otimização do vetor de eficiência. Se nos problemas de otimização monocriterial existe somente um princípio de otimização $y(x^0), \langle y(x) \rangle$; nos de otimização multicriterial, uma série de diferentes princípios de otimização podem ser propostos. De um modo geral, cada um deles leva à escolha de diferentes soluções ótimas.

O segundo problema diz respeito à normalização do critério vetorial de eficiência Y . Isso se deve ao fato de que, muitas vezes, os critérios locais de eficiência (que são os componentes do vetor de eficiência) têm diferentes escalas de medida que tornam impossível

a sua comparação direta. Em decorrência, surge o problema do levantamento dos critérios para uma escala única.

A terceira dificuldade refere-se à pergunta: como levar em conta os diferentes níveis de importância dos critérios locais? Muitas vezes, o nível de otimização, conforme cada critério, pode apresentar valor diferente. Por isso, ao considerar a prioridade dos critérios, introduz-se o vetor de distribuição da importância dos critérios $\Lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)$.

O primeiro passo, no processo de solução do problema vetorial, é a definição da assim chamada “área de compromissos” ou “área de soluções ótimas de Pareto” (HWANG e MASUD, 1979). A área de compromisso Ω_x é chamada de subconjunto do conjunto das soluções permissíveis D_x e possui a propriedade de que todas as soluções que pertencem ao subconjunto não podem ser melhoradas, ao mesmo tempo, para todos os critérios locais que compõem o vetor de eficiência. Então, para duas soluções que pertençam a esse subconjunto, obrigatoriamente existem contradições com, pelo menos, um dos critérios locais. Essa situação leva à necessidade da escolha de soluções dentro de Ω_x com base em um certo esquema de comprometimento. Essa é a razão pela qual esse subconjunto denomina-se “área de compromisso”.

A definição da área de compromisso reduz a área de busca das soluções porque esta, geralmente, é muito menor que a área de soluções permissíveis. Não existe uma única abordagem para solucionar esse problema. Por exemplo, quando o conjunto permissível é côncavo, para definição da área de compromisso, é preciso definir os ótimos globais para cada função objetivo particular, conforme mostra a Figura 6.7.

Quando o conjunto permissível é convexo, além dos ótimos globais, é necessário também definir todos os ótimos locais, como apresenta a Figura 6.8.

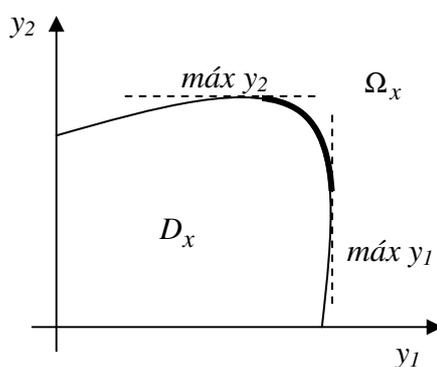


Figura 6.7 - Definição da área de compromisso quando o conjunto permissível é côncavo.

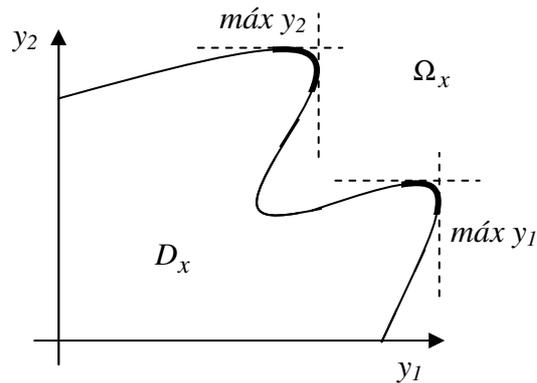


Figura 6.8 - Definição da área de compromisso quando o conjunto permissível é convexo.

6.4.2 Algoritmo de Bellman-Zadeh

Nesta seção, é analisada uma abordagem universal proposta por Bellman e Zadeh (1970) para solução de problemas de otimização vetoriais. Essa metodologia apresenta a seguinte vantagem principal: não é necessário definir, preliminarmente, a área de Pareto no processo de solução do problema. Este algoritmo garante que todas as soluções recebidas devem pertencer à área de soluções ótimas de Pareto. A decisão a ser tomada, com o maior nível possível, satisfaz todos os objetivos, podendo diminuir a incerteza da “noção da solução ótima” nos problemas de otimização vetorial. O algoritmo permite analisar, ao mesmo tempo, tanto critérios qualitativos quanto quantitativos. Com essa abordagem é possível, também, executar o algoritmo de solução do problema de forma eficiente sob o ponto de vista computacional.

Com a utilização da abordagem de Bellman–Zadeh, inicialmente alteram-se todas as funções objetivo $F_j(X), X \in D_x, j=1, \dots, n$ pelas funções objetivo fuzzy apresentadas na forma de conjuntos fuzzy (CELLI e PILO, 2001).

$$\tilde{A}_j = \{X, \mu_{A_j}(X)\}, X \in D_x, j=1, \dots, n \quad (6.4)$$

Onde:

- $\mu_{A_j}(X)$ = função de pertinência de \tilde{A}_j ; n = quantidade de funções objetivo.

Conforme apresentado por Ekel (2002), a solução fuzzy \tilde{D} define-se através da Equação 6.5.

$$\tilde{D} = \bigcap_{j=1}^n \tilde{A}_j \quad (6.5)$$

Nesse caso, a função de pertinência da solução fuzzy é dada pela Equação 6.6:

$$\mu_D(x) = \bigwedge_{j=1}^n \mu_{A_j}(x) = \min_{j=1, \dots, n} \mu_{A_j}(x), x \in D_x \quad (6.6)$$

De acordo com o algoritmo, considera-se como solução ótima à que apresenta o valor máximo da função de pertinência. Assim, utiliza-se a Equação 6.7:

$$\max_{x \in D_x} \mu_D(x) = \max_{x \in D_x} \min_{j=1, \dots, n} \mu_{A_j}(x) \quad (6.7)$$

Nesse caso, o argumento X^0 é calculado a partir da Equação 6.8:

$$X^0 = \arg \max_{x \in D_x} \min_{j=1, \dots, n} \mu_{A_j}(x) \quad (6.8)$$

Essa abordagem pode ser ilustrada através do exemplo apresentado na Figura 6.9.

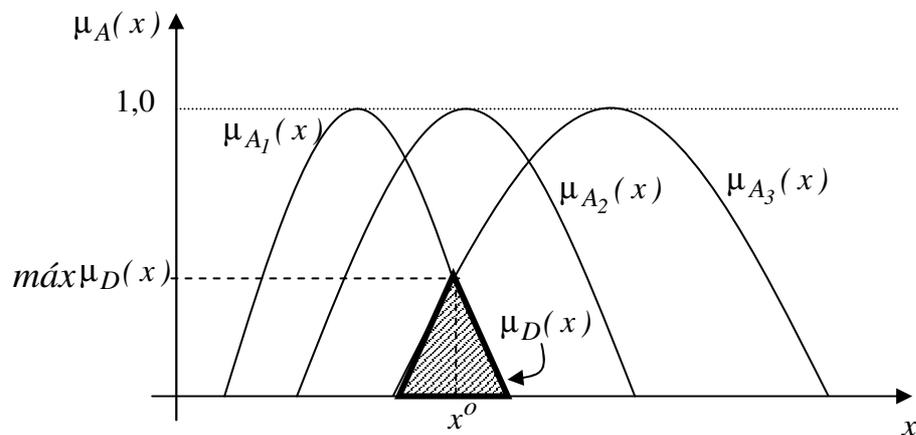


Figura 6.9 - Interseção das funções de pertinência e definição da área de soluções.

O problema principal, com a utilização dessa abordagem, é a formação das funções de pertinência que devem refletir adequadamente a forma do problema analisado. A função de pertinência $\mu_{A_j}(x)$, $j=1, \dots, n$ deve ser côncava e refletir o nível de proximidade de cada função objetivo particular em relação a sua própria solução ótima.

Quanto ao uso dessa abordagem, a experiência de Ekel et al. (1999), para solução dos problemas de otimização, mostra a eficiência da utilização das funções de pertinência conforme as Equações 6.9 e 6.10 a seguir apresentadas:

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)} \right] \quad (6.9)$$

para funções objetivo que devem ser maximizadas, e:

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{\max_{x \in D_x} F_j(x) - F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)} \right] \quad (6.10)$$

para funções objetivo que devem ser minimizadas.

Isso significa que, no processo de solução, se deve transformar o problema de otimização vetorial, primeiramente, em n problemas de otimização monocritério $F_j(x) \rightarrow \max$ ou $F_j(x) \rightarrow \min$ os quais podem ter como solução, respectivamente os seguintes argumentos:

$$X^0 = \arg \min_{x \in D_x} F_j(x) \text{ ou } X^0 = \arg \max_{x \in D_x} F_j(x)$$

No passo seguinte, a solução ótima do problema de otimização vetorial inicial é obtida através da Equação 6.7.

É importante atentar para o fato de que essa abordagem, se necessário, possibilita também considerar os diferentes níveis de importância existentes entre os diversos critérios.

Nesse caso, as Equações 6.9 e 6.10 transformam-se nas Equações 6.11 e 6.12 apresentadas a seguir.

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)} \right]^{\lambda_j} \quad (6.11)$$

$$\mu_{A_j}(x) = \left[\frac{\max_{x \in D_x} F_j(x) - F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x) - \min_{x \in D_x} F_j(x)} \right]^{\lambda_j} \quad (6.12)$$

Onde:

- λ_j = valor da importância da função objetivo j .

Outra abordagem encontrada na literatura (Ekel et al., 1997) propõe que, no caso da existência de um número reduzido de critérios a serem analisados, as funções de pertinência podem ser construídas a partir das Equações 6.13 e 6.14 a seguir:

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{F_j(x)}{\max_{x \in D_x} F_j(x)} \quad (6.13)$$

para funções objetivo que devem ser maximizadas, e:

$$\mu_{A_j}(x) = \frac{\min_{x \in D_x} F_j(x)}{F_j(x)} \quad (6.14)$$

para funções objetivo que devem ser minimizadas.

6.4.3 Aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh para definição da configuração das redes de distribuição

Para aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh, todas as funções objetivo devem ser substituídas pelas respectivas funções objetivo fuzzy, apresentadas na forma de conjuntos fuzzy. No método proposto, para reconfiguração das redes em regime normal de operação, foram definidas as funções objetivo reduzir as perdas de potência elétrica e o número de consumidores interrompidos ano.

Devido à existência de um número reduzido de critérios a serem analisados, as funções de pertinência são construídas a partir da Equação 6.13. Para atender à necessidade de maximização, a base utilizada como referência é o maior valor encontrado para cada função objetivo.

O Quadro 6.1 ilustra os resultados obtidos com aplicação do método proposto para seleção das configurações de um sistema de distribuição, que possui cinco interligações entre alimentadores.

Análise da Interligação	Valores	
	Redução das Perdas de Potência (kW)	Redução do Número de Consumidores Interrompidos
1	$\Delta P1$	C1
2	$\Delta P2$	C2
3	$\Delta P3$	C3
4	$\Delta P4$	C4
5	$\Delta P5$	C5
Base	(valor máximo)	(valor máximo)

Quadro 6.1 – Resultados da análise de cada interligação.

Os valores relativos às funções de pertinência das soluções fuzzy, para cada interligação, estão representados no Quadro 6.2:

Análise da Interligação	Funções Pertinência das Soluções Fuzzy		Intersecção das Funções de Pertinência
	Redução das Perdas de Potência (normalizado)	Redução do Número de Consumidores Interrompidos (normalizado)	
1	$\mu_{\Delta P_1}(x)$	$\mu_{C_1}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_1}(x), \mu_{C_1}(x)$
2	$\mu_{\Delta P_2}(x)$	$\mu_{C_2}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_2}(x), \mu_{C_2}(x)$
3	$\mu_{\Delta P_3}(x)$	$\mu_{C_3}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_3}(x), \mu_{C_3}(x)$
4	$\mu_{\Delta P_4}(x)$	$\mu_{C_4}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_4}(x), \mu_{C_4}(x)$
5	$\mu_{\Delta P_5}(x)$	$\mu_{C_5}(x)$	$\min \mu_{\Delta P_5}(x), \mu_{C_5}(x)$

Quadro 6.2 - Funções pertinência das soluções fuzzy.

De acordo com o método proposto, considera-se como melhor solução à interligação que apresentar o valor máximo da intersecção das funções de pertinência, conforme Equação 6.8. A partir dessa análise, define-se qual é a seqüência de interligações em que o algoritmo de reconfiguração será aplicado, ou seja, segue a ordem dos melhores resultados, sem retornar a configuração original, quando for analisar a próxima interligação.

No final deste processo é definida a configuração que proporciona a operação das redes com menores perdas e índices maiores de confiabilidade, sem violar as restrições (não permitir sobrecarga e queda de tensão). Apesar de não garantir que a solução ótima foi encontrada, o método é eficiente, analisando apenas as alternativas mais promissoras.

Ressalta-se que, este método foi implementado na ferramenta computacional e usado com dados reais das concessionárias de energia elétrica, definindo a configuração das redes de distribuição em regime normal de operação. A dificuldade para sistemas reais é que não se conhece a solução ótima, uma vez que não são testadas todas as configurações possíveis. Assim, nos estudos de caso, apenas os resultados obtidos em relação à configuração original foram comparados, analisando a influência das funções objetivo e o tempo de processamento do software.

Porém, para comprovar a eficiência do algoritmo proposto testou-se sua performance em uma rede de médio porte, onde é conhecida a solução ótima para análise monocriterial, redução de perdas de potência elétrica, através de busca exaustiva. Também se comparou os seus resultados em relação a outros métodos, que usam análise combinatória. O Apêndice V detalha as análises realizadas.

Salienta-se que, após a escolha da configuração final, é necessário revisar a coordenação e seletividade dos dispositivos de proteção, bem como rever o perfil de tensão secundário (posição de TAP dos transformadores de distribuição).



CAPÍTULO 7

RESTABELECIMENTO ÓTIMO DE ENERGIA EM SITUAÇÕES DE CONTINGÊNCIA

A continuidade no fornecimento de energia elétrica para os consumidores é um alvo permanente das concessionárias. Isso representa não apenas conforto e satisfação para os consumidores, mas também necessidade cada vez maior para as atividades comerciais e industriais, uma vez que as interrupções comprometem sua produção. Por outro lado, estas são inevitáveis para a execução de obras de expansão do sistema, para manutenções preventivas e corretivas em componentes da rede ou, ainda, pela atuação de dispositivos de proteção em decorrência de defeitos (KAGAN e OLIVEIRA, 1996).

Conforme visto, a reconfiguração das redes de distribuição também é utilizada para operação em tempo real, principalmente nas situações de contingência, onde requer respostas rápidas para obter a solução ótima do problema.

Neste capítulo, é descrito o algoritmo proposto para reconfiguração dos sistemas de distribuição em tempo real, visando auxiliar os operadores na tomada de decisão, após a ocorrência de defeitos nas redes.

7.1 Formulação do problema

Considerando que a reconfiguração ocorre em condições de contingência, deseja-se que a solução seja identificada rapidamente, restringindo ao mínimo a área desenergizada. De uma maneira geral, quando ocorrer um defeito em um ponto qualquer da rede, as seguintes ações devem ser tomadas: identificar o local onde o defeito ocorreu; isolar a menor parte possível do sistema através da abertura de chaves; manobrar as chaves para restabelecer o suprimento para os consumidores a jusante do bloco isolado; corrigir o problema; realizar novas manobras de chaves para retornar ao estado normal das redes.

A solução do problema de reconfiguração de redes, após contingência, é de suma importância para as concessionárias, contudo de grande complexidade para sua realização. Da

mesma forma, o sucesso da solução desse problema possibilita vários benefícios, tanto para as concessionárias como para os consumidores, já que se otimizam as transferências de carga nas redes de distribuição, reduzindo o tempo de restauração da energia, além de melhorar a confiabilidade e segurança na execução das manobras.

É possível supor que, se a configuração das redes em regime normal de operação for próxima da configuração ótima, então, após a reconfiguração, a qualidade de energia deve piorar, aumentando as perdas elétricas. Da mesma forma, é necessário levar em conta que múltiplas comutações nas redes, especialmente as realizadas manualmente, devem provocar, durante um curto espaço de tempo, alguns desligamentos em consumidores, que não estão envolvidos diretamente na falha inicial. Naturalmente, ocorre um prejuízo no fornecimento de energia para esses consumidores.

A atenção principal dos pesquisadores está voltada para a busca de métodos eficientes de otimização, levando em conta a complexidade deste problema combinatorial de grandes dimensões. Como são conhecidas as dificuldades ligadas à tentativa da utilização de métodos clássicos de programação matemática para solução desse problema (CURIC et al., 1996), eles têm direcionado seus esforços para a análise da possibilidade de utilização de vários métodos informais de otimização, por exemplo, redes neurais ou redes Petri (FOUNTAS, 1997). No entanto, para que se encontre a solução adequada do problema, também devem ser considerados o conhecimento e a experiência dos profissionais das concessionárias, que podem ser obtidos a partir do desenvolvimento de sistemas especialistas (LIU, LEE, e VENKATA, 1988; NAGATA et al., 1995; WU, LEE, TZENG e CHEN, 1997). A desvantagem de alguns trabalhos reside no fato de se ignorar a totalidade da informação formal, que está disponível nas concessionárias. Portanto, tornam-se mais eficientes os algoritmos que possibilitam reunir métodos de análise formais e informais (HSU e KUO, 1994; NAN, CHIANG, YUA e DARLING, 1998; POPOVIC e CIVIC, 1999).

O desenvolvimento de um método adequado e universal para a análise do problema em questão é extremamente difícil, visto a quantidade de fatores a serem considerados. Assim, pode-se atingir soluções mais eficientes quando o problema é resolvido para cada concessionária, individualmente, considerando a sua estrutura de redes de distribuição, quantidade e composição dos equipamentos de comutações, operação do sistema SCADA, suficiência e adequação das informações iniciais (NAHMAN e STRBAC, 1994).

Como a solução deve ser identificada rapidamente, independente da complexidade do problema, uma vez que os consumidores estão sem energia, é necessário que o método

utilizado realize rápidas alterações na topologia das redes elétricas e recálculos do fluxo de potência.

Após o algoritmo restringir ao mínimo a área a ser desenergizada, isolando o defeito através da abertura de chaves, ele deve selecionar a melhor opção para restaurar o suprimento aos consumidores a jusante do bloco isolado. Para obter a solução ótima, a alternativa de restabelecimento de energia deve ser escolhida com base em métodos de análise multicriterial, atendendo às funções objetivo, sem violar as restrições.

Neste trabalho, propõe-se um algoritmo heurístico para a solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, em situações de contingência, que emprega o método de Bellman-Zadeh (1970) para tomada de decisão multicriterial, que se mostrou eficiente para solucionar vários problemas eletro-energéticos. Como resultado, é definida rapidamente a melhor configuração após contingência, atendendo ao número máximo de consumidores possíveis, com melhores índices de confiabilidade e menores de perdas de energia elétrica, sem violar as restrições.

De acordo com essas considerações, definem-se os principais objetivos da reconfiguração das redes elétrica após defeito:

- formular a composição das estruturas das funções objetivo e das restrições;
- desenvolver metodologia para isolar a menor parte possível do sistema com defeito, através da abertura de chaves;
- criar algoritmo de otimização e de análise multicriterial, para definir quais chaves a jusante do bloco isolado são manobradas, a fim de restabelecer o suprimento;
- implementar as metodologias propostas na ferramenta desenvolvida.

7.2 Funções objetivo e restrições

Inicialmente é preciso definir quais características devem ser consideradas como funções objetivo e restrições, além de especificar suas formas de apresentação.

Podem ser considerados vários tipos de funções objetivo. O mais usual é a quantidade de consumidores restabelecidos. Outro fator importante é o tempo necessário para restabelecer o fornecimento de energia para esses consumidores. Como este item é difícil de ser calculado diretamente, geralmente ele é medido através do número de chaves escolhidas

para realizar as manobras de transferências de carga. Outros fatores considerados são os índices de confiabilidade e as perdas de potência elétrica resultantes das configurações propostas.

Usualmente os operadores das concessionárias, no processo de tomada de decisões, levam em conta alguns fatores que não podem ser formalizados como expressões matemáticas. Essas dificuldades estão associadas com algumas características, tais como: tipo de equipamento a ser manobrado, condições de acesso aos equipamentos de comutação, localização dos equipamentos, prioridade dos clientes, entre outros. Por isso, algumas funções objetivo podem ser construídas com base na estimativa de especialistas.

Como restrições, os principais fatores são operar as redes sem sobrecarga nos elementos elétricos, sem violar os ajustes de proteção e a queda de tensão admissível nas redes primárias.

Não permitir a violação dos ajustes de proteção, em função das alterações da topologia elétrica, deve ser vista como restrição rígida, para evitar o desarme desses dispositivos por sobrecarga.

Normalmente, a restrição de não permitir sobrecarga é flexibilizada nos casos de contingência. Apesar de não ser desejável, aceita certos níveis de ultrapassagem da capacidade nominal dos elementos elétricos, em detrimento de restabelecer a energia para um número maior de consumidores.

Conforme as considerações acima, foram definidas as seguintes funções objetivo e restrições, que são utilizadas no programa desenvolvido, para a reconfiguração ótima dos sistemas de distribuição em situações de contingência.

Funções Objetivo

- restabelecer a energia para a quantidade máxima de consumidores;
 - realizar o número mínimo necessário de operações de comutação para transferências de carga;
 - priorizar por tipo de equipamento a ser manobrado;
 - escolher a opção que resulte em melhores índices de confiabilidade, ou seja, que apresente o menor o número de consumidores interrompidos ano, nos sistemas de distribuição;
 - escolher a opção que resulte em menores perdas de potência elétrica, nas redes primárias e de transmissão.
-

Restrições

- não permitir violação dos ajustes dos dispositivos de proteção, disjuntores dos alimentadores e equipamentos ao longo das redes, por sobrecarga;
- não permitir sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas (trechos de rede, chaves, reguladores de tensão, entre outros);
- não permitir violação da queda de tensão admissível nas redes primárias.

A metodologia proposta para isolar as redes com defeito assegura que a área é restrita ao mínimo, a fim de possibilitar a restauração de energia para o número máximo de consumidores possíveis, que se encontram a jusante do bloco isolado. Já o algoritmo que restabelece a energia a esses consumidores realiza o número mínimo necessário de operações de comutação para as transferências de carga, utilizando os tipos de equipamentos preferenciais. Além disso, a configuração final, após contingência, deve ser aquela que apresentar os melhores índices de confiabilidade e as menores perdas de potência elétrica nas redes de distribuição. O número de consumidores interrompidos e as perdas são definidos durante o processo de cálculo de fluxo de potência, conforme descrito no capítulo anterior.

As restrições de não permitir violação dos ajustes de proteção e da queda de tensão admissível nos alimentadores são definidas como rígidas. Por outro lado, a sobrecarga nos elementos pertencentes às redes elétricas é flexibilizada, por tratar-se de uma situação provisória, ou seja, até que o defeito seja sanado, para retornar a configuração de operação em regime normal. Assim, o usuário tem a opção de definir qual percentual de sobrecarga é permitido.

Salienta-se que as funções objetivo e restrições escolhidas estão de acordo com as necessidades das concessionárias, priorizando seus focos estratégicos.

7.3 Algoritmo proposto para isolar as redes de distribuição com defeito

O algoritmo deve restringir ao mínimo a área com defeito a ser desenergizada, para possibilitar o restabelecimento de energia para os consumidores a jusante do bloco isolado, através de transferências de carga nas redes de distribuição. O defeito deve ser isolado pela abertura de chaves NF, que podem ser dispositivos de manobra ou de proteção.

A metodologia proposta utiliza a estrutura dos conjuntos de ramos. Assim, após o usuário indicar o trecho com defeito, o algoritmo percorre o conjunto de ramos, através das características α_r e β_r , identificando o trecho escolhido.

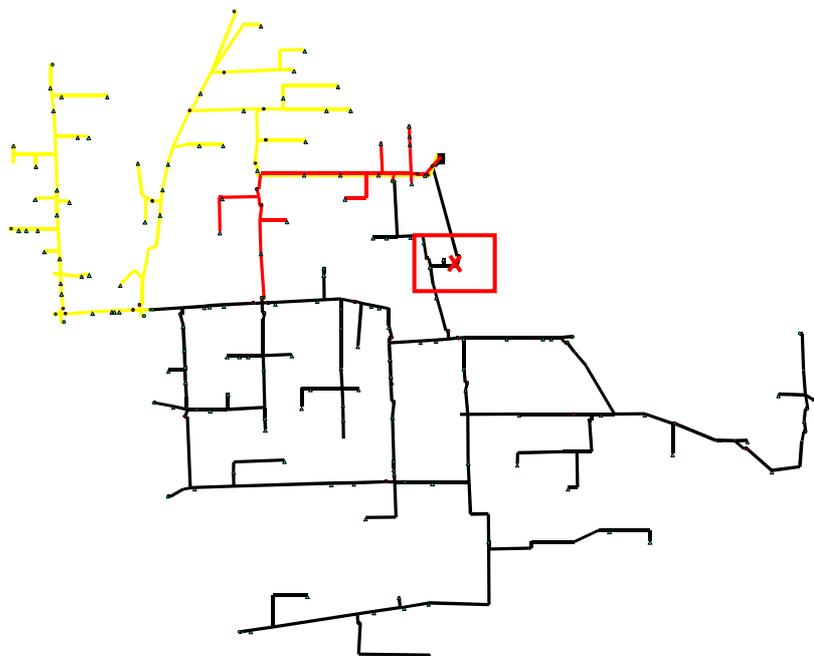


Figura 7.1: Identificação do trecho com defeito.

O próximo passo é abrir a primeira chave NF a montante do trecho com defeito. Para isso, percorre-se o conjunto de ramos em direção da fonte, desde o trecho com defeito até a primeira chave NF a sua montante. Depois de identificada essa chave, altera-se o seu estado de NF para NA.

Após, deve-se identificar as primeiras chaves NF a jusante do trecho com defeito, alterando os seus estados para NA. Para isso, percorre-se o conjunto de ramos em direção da fonte, desde os trechos finais do alimentador até a chave NA a montante do trecho com defeito. Quando for identificada uma chave NF no caminho que está sendo percorrido, altera-se o seu estado para NA.

Realiza-se o mesmo procedimento para os demais trechos finais; porém, se, no caminho percorrido desde o trecho final do alimentador até a chave NA a montante do trecho com defeito, for identificado que alguma chave já alterou o seu estado de NF para NA, encerra-se o percurso, mantendo o estado das chaves inalterado para esse caminho. O estado das chaves também não é alterado se não for identificada a chave NA, a montante do trecho com defeito, no caminho percorrido.

No final desse processo, são abertas apenas as chaves que isolam o defeito restringindo ao mínimo a área atingida, permitindo, posteriormente, analisar as alternativas de realimentação do sistema.

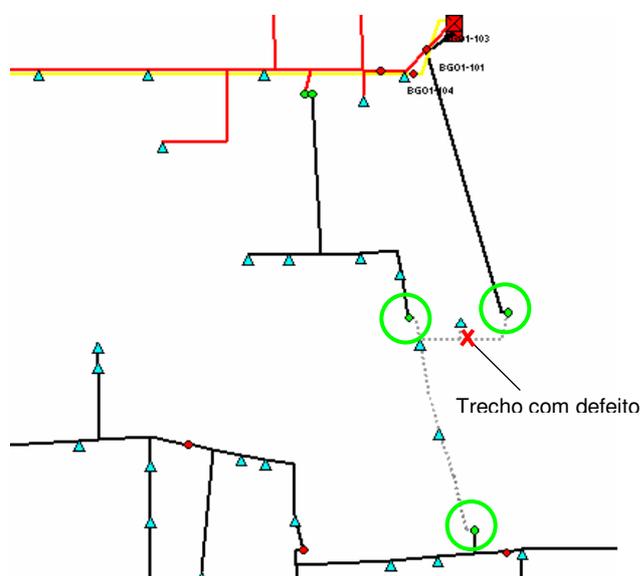


Figura 7.4: Abertura das chaves para isolar o defeito.

7.4 Algoritmo proposto para análise das opções de restabelecimento de energia

O algoritmo deve analisar todas as opções de restabelecimento de energia para os consumidores a jusante do bloco isolado com defeito, verificando os resultados de cada alternativa e o tipo de equipamento utilizado para os remanejamentos de carga.

Para executar o número mínimo de operações de comutação, as transferências de carga são realizadas através do fechamento de apenas uma chave de interligação NA para cada opção de realimentação.

A metodologia proposta utiliza a estrutura dos conjuntos de ramos, para identificar e analisar as possibilidades de realimentação. Para isso, percorre-se o conjunto de ramos a partir das chaves de interligação NA, também denominadas de chaves de “socorro”, até a fonte (subestação).

Se no caminho percorrido for identificada alguma das chaves que foram abertas para isolar o defeito, encerra-se o percurso e altera-se o estado da chave de interligação de NA para NF. Após, calcula-se o fluxo de potência e verifica-se os resultados dessa alternativa.

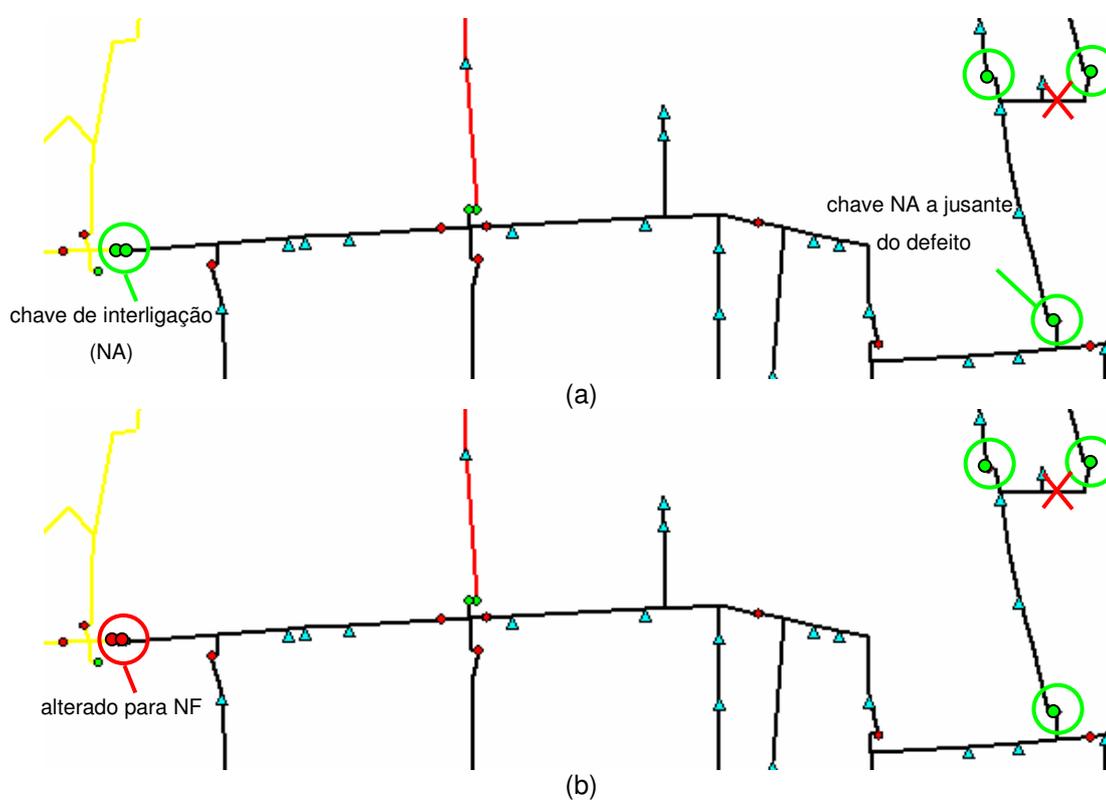


Figura 7.5: Análise das opções de realimentação (a) situação atual (b) reconfiguração para restabelecimento de energia

Realiza-se o mesmo processo para as demais chaves de interligação; entretanto, depois da análise de uma interligação, retorna-se para configuração inicial para analisar a próxima alternativa.

No final desse processo, são analisadas todas as opções de restabelecimento de energia. O Quadro 7.1 ilustra os resultados, considerando cinco alternativas de realimentação para um determinado defeito.

Opções de Realimentação	Funções Objetivo			Restrições		
	Tipo de Equipamento	Perdas de Potência (kW)	Número de Consumidores Interrompidos	Violação da Proteção	Sobrecarga	Violação Queda de Tensão
1	Equip1	$\Delta P1$	C1	Sim / Não	Sim / Não	Sim / Não
2	Equip2	$\Delta P2$	C2	Sim / Não	Sim / Não	Sim / Não
3	Equip3	$\Delta P3$	C3	Sim / Não	Sim / Não	Sim / Não
4	Equip4	$\Delta P4$	C4	Sim / Não	Sim / Não	Sim / Não
5	Equip5	$\Delta P5$	C5	Sim / Não	Sim / Não	Sim / Não

Quadro 7.1 – Análise das opções de restabelecimento de energia.

7.5 Metodologia proposta para escolha da opção ótima de restauração de energia

Neste item, é visto como escolher a opção ótima para restabelecimento de energia aos consumidores a jusante do bloco isolado, ou seja, dentre das opções possíveis àquela que melhor atender às funções objetivo, sem violar as restrições.

Para tomada de decisão multicriterial, é usado o método de Bellman-Zadeh, pois ele permite analisar, simultaneamente, tanto critérios quantitativos quanto qualitativos. Com essa abordagem, também é possível executar o algoritmo de solução do problema de forma eficiente, sob o ponto de vista computacional.

O critério qualitativo, tipo de equipamento a ser manobrado, é considerado com base na estimativa de especialistas, conforme descrito nos próximos itens.

7.5.1 Fundamentos básicos para elaboração e análise das estimativas de especialistas

Para muitos tipos de problemas, levando em conta sua inovação e complexidade, torna-se impossível a criação de modelos matemáticos completamente formais. A ausência ou a baixa precisão das informações sobre as condições em que deve operar o sistema a ser desenvolvido e a natureza aleatória de vários fatores restringem a possibilidade da formalização completa de muitos objetos e processos. Devido a essa razão, na prática, são amplamente utilizados métodos que possibilitam o uso eficiente das experiências e dos conhecimentos de especialistas na busca de melhores soluções. Tais métodos incluem processamentos lógicos e estatísticos que permitem a análise e generalização das informações

fornecidas por especialistas durante o processo de escolha das melhores soluções. Atualmente, vários problemas relacionados ao controle e desenvolvimento de sistemas de distribuição incluem o fator humano como parte integrante. Esse fato reforça a tendência à utilização de métodos matemáticos em conjunto com dados informais, recebidos através de especialistas, no processo de análise de objetos complexos, como é o caso dos sistemas de distribuição (CANHA, 2005).

A utilização racional das informações fornecidas por especialistas somente pode ocorrer quando, durante a preparação para tomada de decisão, for possível transformar para um formato confiável as opiniões utilizadas no processo de análise. Há diversas possibilidades para apresentação das estimativas de especialistas. Um especialista pode, a partir do conhecimento e experiência própria, distribuir objetos em ordem de preferência, considerando um ou alguns indicadores, conforme mostra a Equação 7.1:

$$O_1 \succ O_2 \succ O_3 \succ \dots \succ O_n \quad (7.1)$$

Para a Equação 7.1, o objeto preferido recebe a ordem 1; o segundo, a ordem 2, e assim por diante. Se for possível existir uma relação de equivalência entre os objetos, então, na Equação 7.1, alguns objetos apresentam as mesmas ordens.

Entretanto, geralmente se atribui valores numéricos para os objetos dentro do intervalo [0;1] ou [0;10]. O objeto mais importante recebe a maior nota; os outros, notas dentro do intervalo.

O Quadro 7.2 ilustra a estimativa de m especialistas para n objetos analisados.

Objetos	Estimativas dos Especialistas		
	1	...	m
1			
...			
n			

Quadro 7.2 – Estimativa dos especialistas, intervalo [0;10].

A seguir, o especialista deve definir se o objeto 1 é mais importante do que o conjunto dos outros objetos. Em caso positivo, o valor de v_1 deve ser definido de tal forma que $v_1 >$

$\sum_{i=2}^n v_i$, caso contrário $v_1 < \sum_{i=2}^n v_i$. Da mesma forma, devem ser analisados um a um todos os

demais e, se necessário, suas estimativas devem ser corrigidas.

Porém, quando se trabalha com um número elevado de objetos, é difícil realizar a comparação direta entre todos eles. Nessa situação, é preferível utilizar comparações em pares, devendo cada especialista definir, para cada par de objetos, quais os que têm maior preferência.

Várias formas numéricas são usadas para comparação em pares, as mais utilizadas são:

$$\begin{aligned} O_i \succ O_j &\rightarrow x_{ij} = 2; x_{ji} = 0 \\ O_i \approx O_j &\rightarrow x_{ij} = x_{ji} = 1 \end{aligned} \quad (7.2)$$

ou

$$\begin{aligned} O_i \succ O_j &\rightarrow x_{ij} = 1; x_{ji} = -1 \\ O_i \approx O_j &\rightarrow x_{ij} = x_{ji} = 0 \end{aligned} \quad (7.3)$$

ou

$$\begin{aligned} O_i \succ O_j &\rightarrow x_{ij} = 1,5; x_{ji} = 0,5 \\ O_i \approx O_j &\rightarrow x_{ij} = x_{ji} = 1 \end{aligned} \quad (7.4)$$

ou, quando a equivalência de dois objetos não é permitida, tem-se:

$$O_i \succ O_j \rightarrow x_{ij} = 1; x_{ji} = 0 \quad (7.5)$$

Onde:

- x_{ij} = estimativa do nível de importância do objeto i em relação ao objeto j .

Na literatura, estão propostos uma série de algoritmos para análise das estimativas recebidas de um grupo de especialistas durante o processo de comparação de objetos em pares, levando em conta várias características (LIU, LEE e VENKATA, 1988; NAGATA et

al., 1995; WU, LEE, TZENG e CHEN, 1997). A escolha do algoritmo depende da quantidade de objetos analisados, do número de fatores que distinguem cada um dos objetos, assim como a característica dos fatores e quantidade de especialistas no grupo.

No algoritmo escolhido (BESHELEV e GURVITCH, 1980), como passo inicial, eles devem realizar a comparação em pares através da estimativa numérica sob a forma da Equação 7.4:

Pares de Objetos i,j	Especialistas			Estimativas	
	1	...	m	k_1	k_2

Quadro 7.3 – Comparação dos objetos em pares.

O fator k_1 representa a estimativa média, a qual reflete a opinião de todos eles, sendo calculada conforme a Equação 7.6:

$$k_1 = \frac{\sum x_{ij}}{m} \quad (7.6)$$

Onde:

- m = quantidade de especialistas.

Já a estimativa k_2 é calculada através da Equação 7.7:

$$k_2 = 2 - k_1 \quad (7.7)$$

A partir desses dados, é possível completar o Quadro 7.4, definindo o coeficiente de prioridade dos objetos. Neste quadro, todas as células acima da diagonal principal são preenchidas com os respectivos valores de k_1 , e as que estão abaixo dela são completadas com os respectivos valores de k_2 .

Objetos	1	...	n	Σ	k_p
1					
...					
N					

Quadro 7.4 – Coeficiente de prioridade dos objetos.

O coeficiente de prioridade para cada objeto é definido a partir da Equação 7.8:

$$k_p = \frac{\sum_{i=1}^n k_i}{n(n-1)} \quad (7.8)$$

onde n é o número de objetos que devem ser comparados.

De acordo com o algoritmo, o somatório dos coeficientes de prioridade para cada objeto é igual a 1. Assim, no passo seguinte da análise, é necessário corrigir as estimativas iniciais de acordo o resultado da comparação em pares. Para isso, os elementos do Quadro 7.2 devem ser multiplicados pelos correspondentes valores do coeficiente k_p , definidos para cada um dos objetos.

Objetos	Estimativas dos Especialistas			Σ	Prioridade
	1	...	m		
1					
...					
n					

Quadro 7.5 - Definição das características integrais dos objetos.

A partir do Quadro 7.5 é definida a prioridade dos objetos através do somatório das estimativas dos especialistas. A prioridade pode ser representada pela seqüência natural 1, 2, 3, ..., n . Se, para alguns objetos, os valores do somatório são idênticos, estes podem receber a mesma prioridade.

No caso da utilização das estimativas de grupos de especialistas, pode-se receber resultados confiáveis apenas quando se tem suficiente concordância de suas respostas. Por isso, surge a necessidade de realizar uma certa análise de suas informações.

As estimativas deles podem ser consideradas como variáveis aleatórias. Dessa forma, para analisar a concordância de suas estimativas, utilizam-se funções estatísticas como desvio padrão, variância ou coeficiente de divergência.

Quando o valor da função é pequeno, significa uma pequena divergência de opiniões dos especialistas em relação aos objetos. No entanto, se o valor da função for significativo, deve-se revisar ou repetir o processo de análise realizado pelos especialistas.

7.5.2 Processamento do critério qualitativo através de estimativas de especialistas

No trabalho proposto, são considerados os seguintes objetos para representação do tipo de equipamento a ser manobrado (critério qualitativo):

- chave sobcarga (meio de extinção do arco a óleo isolante, SF-6 ou a vácuo);
- chave faca monopolar com dispositivo de LoadBuster;
- chave faca monopolar sem dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível com dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível sem dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível repetidoras;
- religador.

Para definir a prioridade dos equipamentos, que são usados para realizar as reconfigurações, aplicou-se a metodologia apresentada no item anterior, utilizando seis especialistas que trabalham em concessionárias de energia elétrica. Os escolhidos são engenheiros e técnicos das áreas de operação tempo real, programação, planejamento e análise da operação, planejamento e engenharia, e manutenção.

Como resultado, o Quadro 7.6 apresenta a priorização dos tipos de equipamentos definidos para realizar as manobras.

Tipo de Equipamento	Prioridade
Chave Sobcarga	1
Chave faca monopolar com dispositivo de LoadBuster	2
Religador	3
Chave fusível com dispositivo de LoadBuster	4
Chave fusível repetidoras	5
Chave faca monopolar sem dispositivo de LoadBuster	6
Chave fusível sem dispositivo de LoadBuster	7

Quadro 7.6 – Priorização dos tipos de equipamento para manobras.

O Apêndice VI apresenta em detalhes a aplicação do método de estimativa de especialistas.

7.5.3 Aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh para restabelecimento ótimo de energia

Para tomada de decisão multicriterial é utilizado o método de Bellman-Zadeh, que deve escolher a melhor opção de transferência de carga dentre as possíveis, de acordo com as funções objetivo e restrições definidas.

As funções objetivo, restabelecer a energia para a quantidade máxima de consumidores e realizar o número mínimo necessário de operações de comutação para transferências de carga, são atendidas com a aplicação dos algoritmos propostos nos itens 7.3 e 7.4. Assim, todas as alternativas analisadas já contemplam essas funções.

Para análise das demais funções objetivo (priorizar por tipo de equipamento a ser manobrado; escolher a opção que apresentar o menor número de consumidores interrompidos ano, nos sistemas de distribuição, e a que resultar em menores perdas de potência elétrica, nas redes primárias e de transmissão) são criados três níveis de hierarquia.

Primeiro, aplica-se o algoritmo de Bellman-Zadeh para analisar o tipo de equipamento a ser manobrado. Essa função foi escolhida como prioritária, porque, dependendo do equipamento, alguns consumidores, que não estão envolvidos diretamente na falha inicial, devem ser desligados durante um curto espaço de tempo para possibilitar a operação (abertura ou fechamento) dos equipamentos. Isso é necessário, pois alguns deles possuem limites para operação sobcarga.

Nesse caso, a função objetivo, tipo de equipamento a ser manobrado, é apresentada na forma de conjunto fuzzy através da Equação 6.14. A base a ser utilizada na função de pertinência precisa ser o menor valor entre os resultados, já que o critério deve ser minimizado.

Opções de Realimentação	Tipo de Equipamento a ser manobrado (normalizado)	Restrição Violação Proteção	Restrição Sobrecarga	Restrição Violação Queda Tensão
1	$\mu_{E_1}(x)$	Não	Não	Não
2	$\mu_{E_2}(x)$	Não	Não	Não
3	$\mu_{E_3}(x)$	Não	Não	Não
4	$\mu_{E_4}(x)$	Não	Não	Não
5	$\mu_{E_5}(x)$	Não	Não	Não
Base	(menor valor)	-	-	-

Quadro 7.7 - Função pertinência da solução fuzzy (primeiro nível).

De acordo com o algoritmo, considera-se como melhor solução a que apresentar o valor máximo da função de pertinência, conforme Equação 6.8. Como se trata de um critério qualitativo, mais de uma alternativa pode apresentar a solução ótima.

Segundo, aplica-se o algoritmo de Bellman-Zadeh para escolher a opção que apresentar o menor número de consumidores interrompidos ano, nos sistemas de distribuição. Testa-se, no entanto, apenas as alternativas que apresentaram a solução ótima na análise do primeiro nível de hierarquia.

Definiu-se que esta função é mais prioritária do que as perdas, pois, em situações de contingências, os consumidores devem ser transferidos para alimentadores que possuem uma menor probabilidade de desarmar, a fim de evitar uma nova interrupção.

Desse modo, essa função objetivo é apresentada na forma de conjunto fuzzy através da Equação 6.14. A base a ser utilizada na função de pertinência também deve ser o menor valor entre os resultados, pois o critério deve ser minimizado.

Opções de Realimentação	Tipo de Equipamento a ser manobrado (normalizado)	Número de Consumidores Interrompidos Ano (normalizado)	Restrição Violação Proteção	Restrição Sobrecarga	Restrição Violação Queda Tensão
1	$\mu_{E_1}(x)$	$\mu_{C_1}(x)$	Não	Não	Não
3	$\mu_{E_3}(x)$	$\mu_{C_3}(x)$	Não	Não	Não
5	$\mu_{E_5}(x)$	$\mu_{C_5}(x)$	Não	Não	Não
Base	(menor valor)	(menor valor)	-	-	-

Quadro 7.8 - Função pertinência da solução fuzzy (segundo nível).

A melhor solução é a que apresentar o valor máximo da função de pertinência. Ressalta-se que mais de uma alternativa pode apresentar a solução ótima, visto que as opções de realimentação podem possuir o mesmo índice de confiabilidade.

Terceiro, aplica-se novamente o algoritmo de Bellman-Zadeh para escolher a opção que resultar em menores perdas de potência elétrica, nas redes primárias e de transmissão. Essa função é analisada somente se a solução ótima do segundo nível de hierarquia for encontrada para mais do que uma opção de realimentação.

Desse modo, essa função objetivo também é apresentada na forma de conjunto fuzzy através da Equação 6.14, pois o critério deve ser minimizado.

Opções de Realimentação	Tipo de Equipamento a ser manobrado (normalizado)	Número de Consumidores Interrompidos Ano (normalizado)	Perdas de Potência (normalizado)	Restrição Violação Proteção	Restrição Sobrecarga	Restrição Violação Queda Tensão
1	$\mu_{E_1}(x)$	$\mu_{C_1}(x)$	$\mu_{\Delta P_1}(x)$	Não	Não	Não
5	$\mu_{E_5}(x)$	$\mu_{C_5}(x)$	$\mu_{\Delta P_5}(x)$	Não	Não	Não
Base	(menor valor)	(menor valor)	(menor valor)	-	-	-

Quadro 7.9 - Função pertinência da solução fuzzy (terceiro nível).

A melhor solução é a que apresentar o valor máximo da função de pertinência. Assim, a opção a ser escolhida atende a todas as funções objetivo definidas, sem violar as restrições.

O algoritmo proposto para reconfiguração das redes, após contingência, foi implementado na ferramenta computacional. No Capítulo 8 são apresentados os estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica, para comprovar a eficiência dos métodos.

Uma vez que a operação em tempo real requer respostas rápidas, é analisado o tempo de processamento para obtenção da solução ótima. O programa também considera o período em que as cargas permanecem transferidas. Assim, sempre é considerada a pior condição, por exemplo: se o defeito ocorrer às 12:00h e a previsão para normalização for de 4 horas, sendo às 15:00h o patamar de maior carga, é esse o período considerado na análise. Evidentemente que essa opção é válida somente nos casos em que a carga é representada com a utilização das curvas de carga típicas.

Se todas as alternativas apresentarem violação das restrições, cabe ao operador a tomada de decisão, visto que a solução depende de dados subjetivos. Salienta-se que o programa fornece as informações suficientes para auxiliar na decisão, como as restrições violadas e os percentuais de violação. Existem inúmeras alternativas para eliminar cada tipo de restrição, sendo de difícil implementação computacional, por depender de dados subjetivos. Desse modo, para as restrições definidas, o operador pode realizar uma das seguintes ações: corte de carga no alimentador com defeito; corte de carga no alimentador que vai receber a carga; transferência de carga para dois alimentadores, contudo com a possibilidade de desligamento de curta duração para alguns consumidores; corte de carga de acordo com os tipos de consumidores; entre outras. No caso da violação dos ajustes de proteção, também se pode alterar os seus ajustes ou inibi-los. Já o caso da violação da queda de tensão admissível pode ser resolvido aumentando a tensão na barra da subestação.

CAPÍTULO 8

RESULTADOS PRÁTICOS E DISCUSSÃO

Para uma avaliação real do desempenho das metodologias e da ferramenta computacional propostas, foram realizados estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica. Para isso, foram elaboradas várias situações de reconfiguração das redes de distribuição, em regime normal de operação e em casos de contingências.

Como objeto de estudo, escolheu-se o sistema de transmissão da Figura 8.1, composto por três subestações: duas com cargas em 13,8kV; uma, em 69kV que atende a um consumidor industrial.

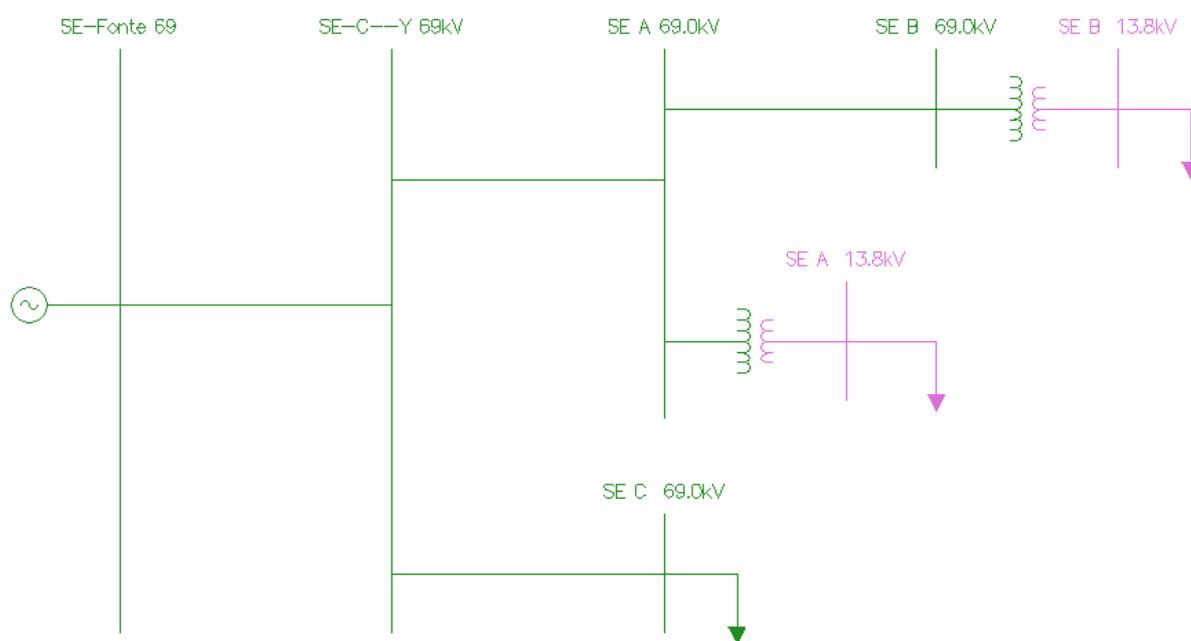


Figura 8.1: Sistema de transmissão utilizado nos estudos de casos.

As perdas de potência elétrica, nas redes de transmissão, são calculadas através da Equação 5.32, conforme detalhado no Capítulo 5. Ressalta-se ainda que a ferramenta calcula

essas perdas de acordo com os valores totais de corrente das subestações, para o instante de tempo considerado no estudo.

A Figura 8.2 ilustra as redes de distribuição das subestações A e B, sendo que a SE A possui dois alimentadores; a SE B, três.

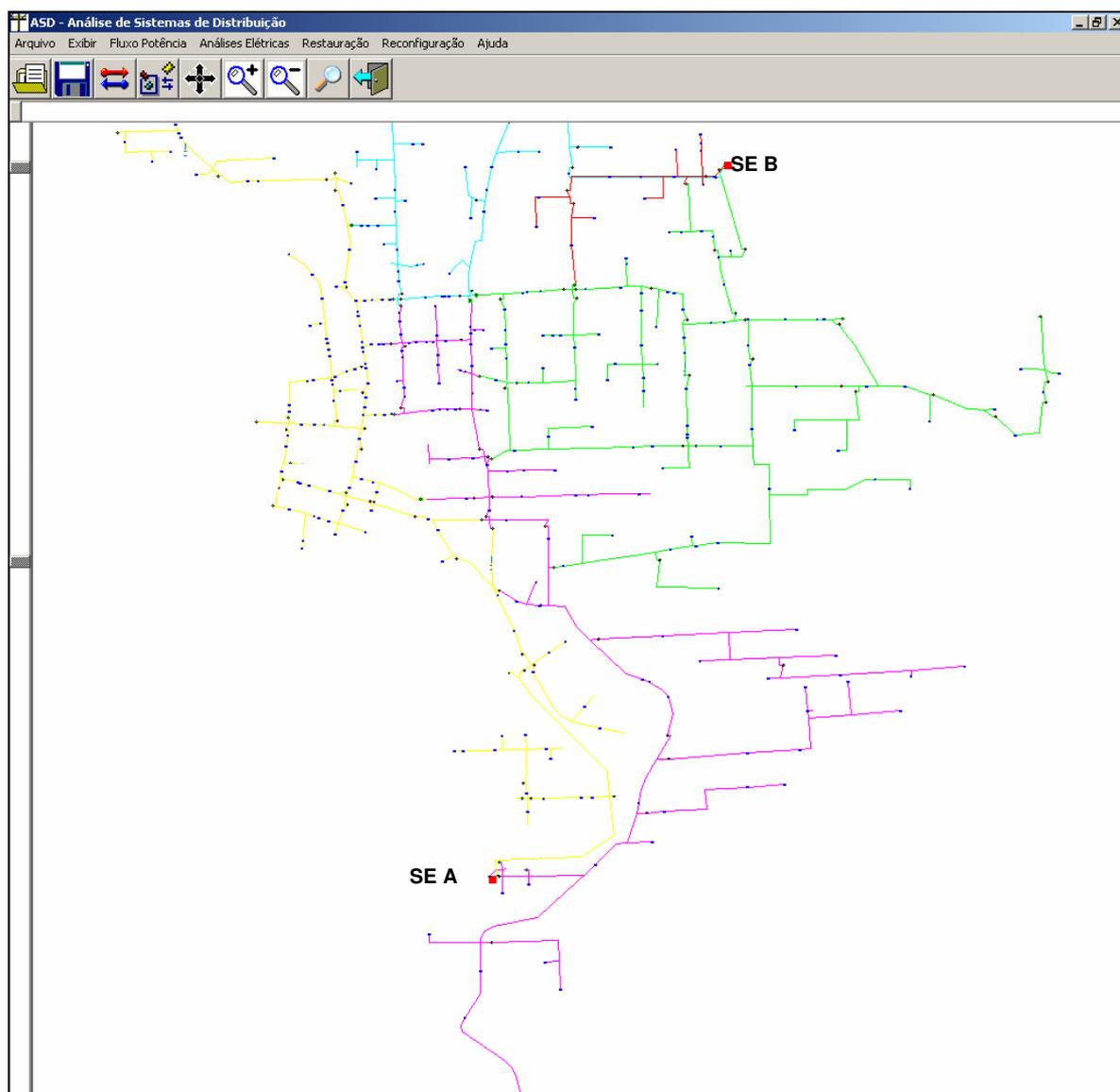


Figura 8.2: Redes de distribuição das subestações A e B.

8.1 – Reconfiguração das redes de distribuição – regime normal de operação

A proposta dos estudos de caso foi comparar os resultados obtidos com a reconfiguração em relação à configuração original, analisando a influência das funções objetivo e o tempo de processamento do software.

Como premissa, a taxa de falha (λ_0) foi definida igual a 1 interrupção / km e as análises são realizadas para o patamar de carga máxima.

A Figura 8.3 ilustra a configuração original das redes, cujos valores de perdas e consumidores interrompidos ano estão apresentados na Tabela 8.1

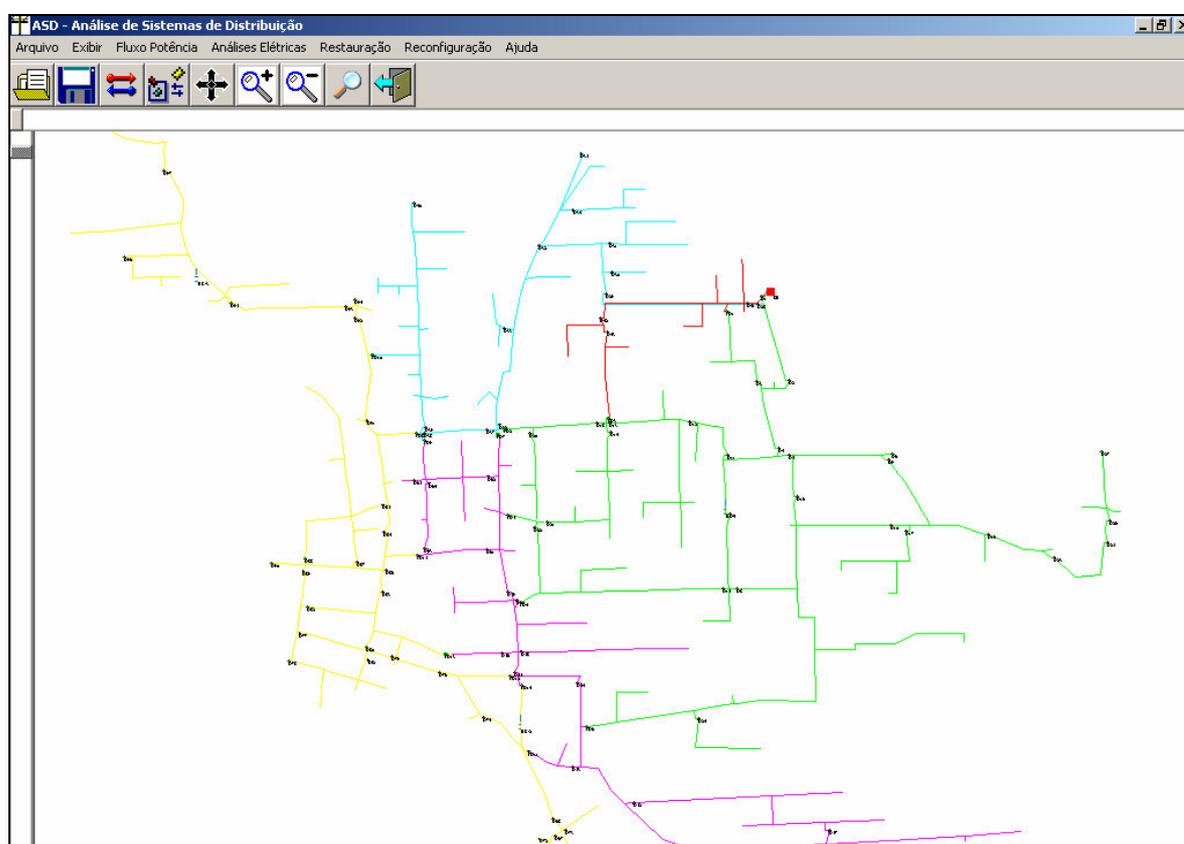


Figura 8.3: Configuração original das redes de distribuição.

Tabela 8.1 – Resultados da configuração original.

Configuração	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4

8.1.1 Análise monocriterial – perdas de potência elétrica nas RD

Primeiramente, aplicou-se o algoritmo de reconfiguração com análise monocriterial, cuja função objetivo é reduzir as perdas de potência elétrica nas redes de distribuição, sem violar as restrições.

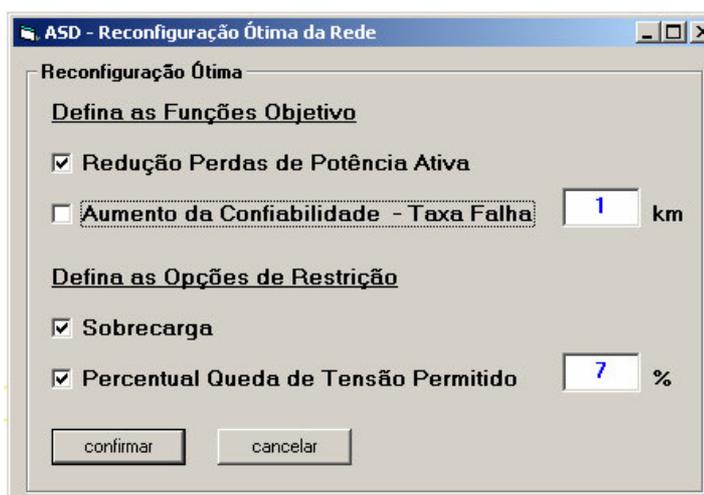


Figura 8.4: Definição de parâmetros para reconfiguração.

A Figura 8.5 apresenta os resultados obtidos a partir da análise individual de cada interligação e conjunta das chaves.

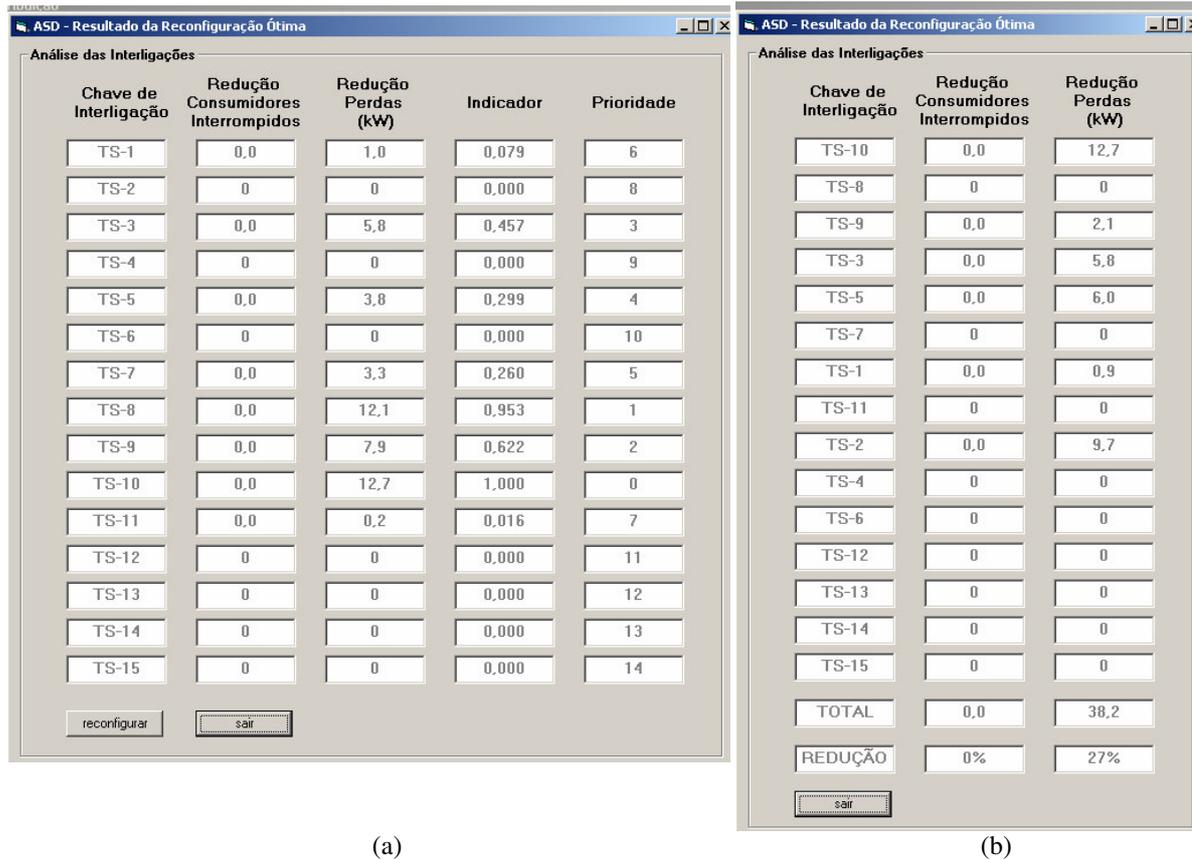


Figura 8.5: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

A Figura 8.6 ilustra a configuração proposta, cujos resultados obtidos com a aplicação do algoritmo estão apresentados na Tabela 8.2.

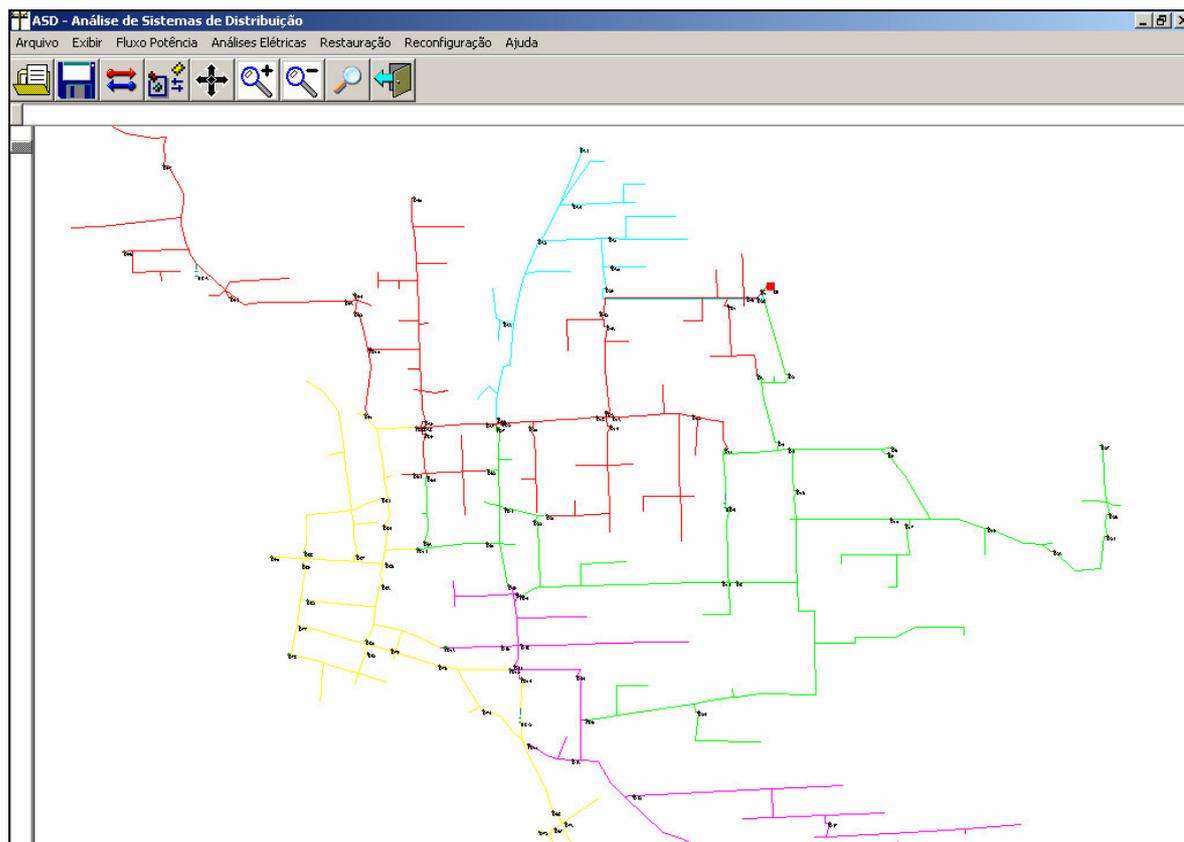


Figura 8.6: Configuração proposta.

Tabela 8.2 – Resultados da reconfiguração.

Configuração	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4
Proposta	906,95kW	100,69kW	806,27kW	227.767,5
Redução	8,3%	27,5%	5,1%	11,0%

8.1.2 Análise monocritério – perdas totais de potência elétrica

Neste item, também se aplicou o algoritmo de reconfiguração com análise monocritério, porém a função objetivo é reduzir as perdas totais de potência elétrica, em vez de somente as das redes de distribuição, sem violar as restrições.

A Figura 8.7 apresenta os resultados obtidos a partir da análise individual de cada interligação e conjunta das chaves.

(a) Análise Individual

Chave de Interligação	Redução Consumidores Interrompidos	Redução Perdas (kW)	Indicador	Prioridade
TS-1	0,0	1,3	0,031	7
TS-2	0	0	0,000	10
TS-3	0,0	2,3	0,055	6
TS-4	0,0	26,8	0,635	5
TS-5	0,0	32,4	0,768	2
TS-6	0	0	0,000	11
TS-7	0,0	30,2	0,716	3
TS-8	0,0	42,2	1,000	0
TS-9	0,0	27,6	0,654	4
TS-10	0,0	39,1	0,927	1
TS-11	0,0	0,2	0,005	8
TS-12	0	0	0,000	12
TS-13	0,0	0,2	0,005	9
TS-14	0	0	0,000	13
TS-15	0	0	0,000	14

(b) Análise Conjunta

Chave de Interligação	Redução Consumidores Interrompidos	Redução Perdas (kW)
TS-8	0,0	42,2
TS-10	0	0
TS-5	0,0	19,5
TS-7	0	0
TS-9	0	0
TS-4	0	0
TS-3	0,0	10,6
TS-1	0	0
TS-11	0	0
TS-13	0	0
TS-2	0,0	14,5
TS-6	0	0
TS-12	0	0
TS-14	0	0
TS-15	0	0
TOTAL	0,0	86,8
REDUÇÃO	0%	9%

Figura 8.7: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

A Figura 8.8 ilustra a configuração proposta, cujos resultados obtidos com a aplicação do algoritmo estão apresentados na Tabela 8.3.

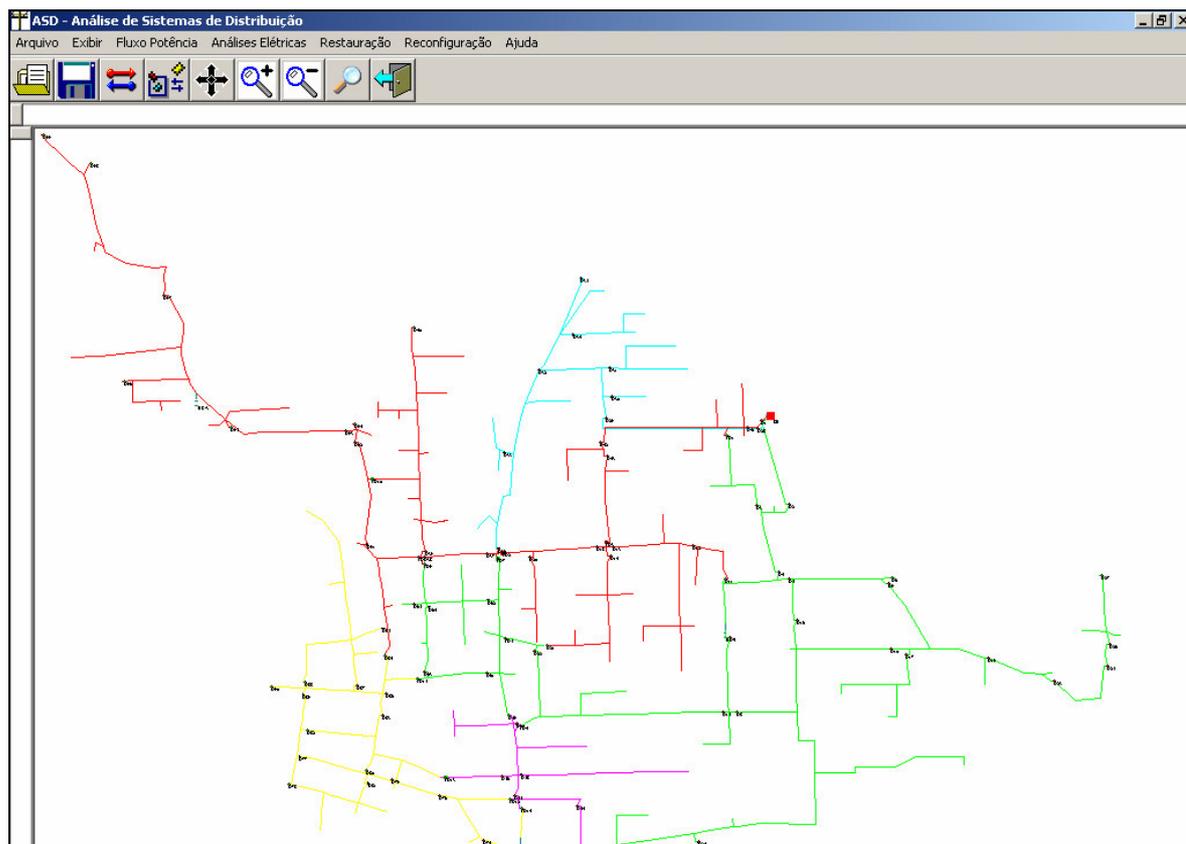


Figura 8.8: Configuração proposta.

Tabela 8.3 – Resultados da reconfiguração.

Configuração	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4
Proposta	902,11kW	100,87kW	801,24kW	228.036,7
Redução	8,8%	27,4%	5,7%	10,9%

8.1.3 Análise monocritério – número de consumidores interrompidos ano

O algoritmo de reconfiguração com análise monocritério, neste item, foi novamente utilizado, todavia a função objetivo é reduzir o número de consumidores interrompidos ano, sem violar as restrições.

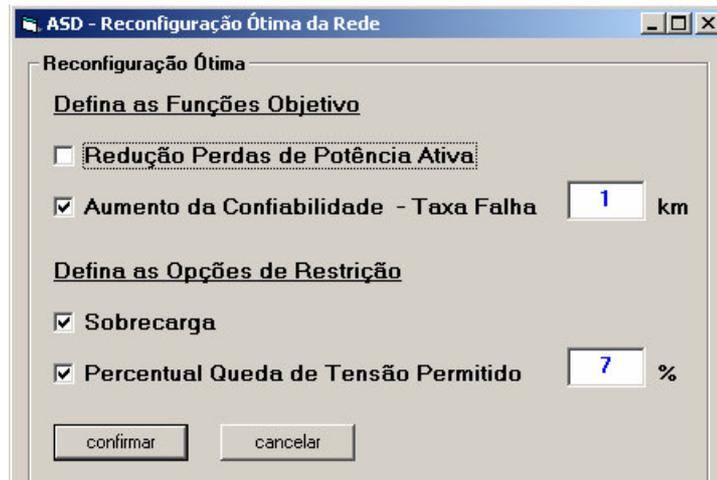


Figura 8.9: Definição de parâmetros para reconfiguração.

A Figura 8.10 apresenta os resultados obtidos a partir da análise individual de cada interligação e conjunta das chaves.

(a) Análise das Interligações (Individual Analysis)

Chave de Interligação	Redução Consumidores Interrompidos	Redução Perdas (kW)	Indicador	Prioridade
TS-1	5185,6	0,0	0,251	6
TS-2	6182,4	0,0	0,299	5
TS-3	20666,6	0,0	1,000	0
TS-4	0	0	0,000	7
TS-5	0	0	0,000	8
TS-6	0	0	0,000	9
TS-7	10985,0	0,0	0,532	3
TS-8	14656,8	0,0	0,709	2
TS-9	10985,0	0,0	0,532	4
TS-10	15387,7	0,0	0,745	1
TS-11	0	0	0,000	10
TS-12	0	0	0,000	11
TS-13	0	0	0,000	12
TS-14	0	0	0,000	13
TS-15	0	0	0,000	14

(b) Análise das Interligações (Conjunctive Analysis)

Chave de Interligação	Redução Consumidores Interrompidos	Redução Perdas (kW)
TS-3	20666,6	0,0
TS-10	15387,7	0,0
TS-8	0	0
TS-7	0	0
TS-9	1906,9	0,0
TS-2	0	0
TS-1	1730,8	0,0
TS-4	0	0
TS-5	2276,9	0,0
TS-6	0	0
TS-11	0	0
TS-12	0	0
TS-13	0	0
TS-14	0	0
TS-15	0	0
TOTAL	41968,9	0,0
REDUÇÃO	16%	0%

Figura 8.10: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

A Figura 8.11 ilustra a configuração proposta, cujos resultados obtidos com a aplicação do algoritmo estão apresentados na Tabela 8.4.

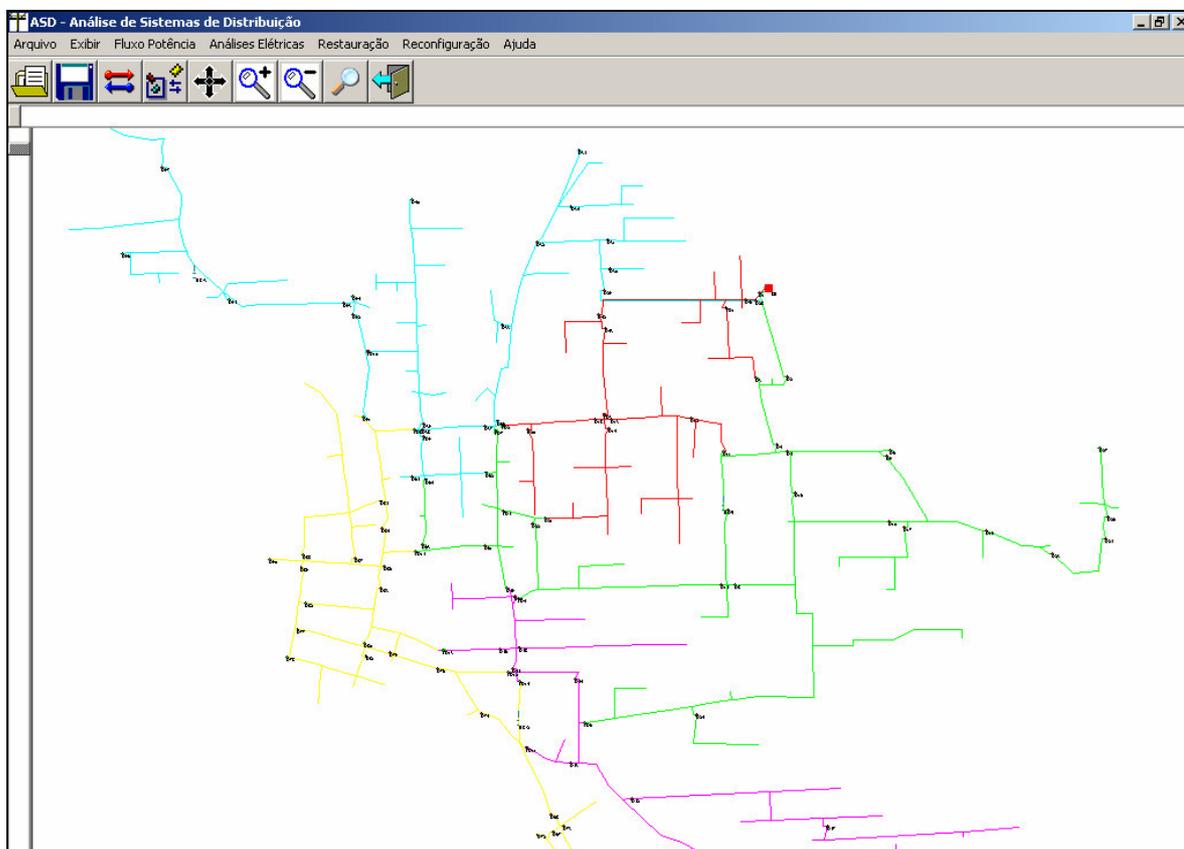


Figura 8.11: Configuração proposta.

Tabela 8.4 – Resultados da reconfiguração.

Configuração	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4
Proposta	922,16kW	111,35kW	810,80kW	213.961,6
Redução	6,7%	19,8%	4,6%	16,4%

8.1.4 Análise multicriterial

Neste item, aplicou-se o algoritmo de reconfiguração com análise multicriterial, cujas funções objetivo são reduzir as perdas totais de potência elétrica e o número de consumidores interrompidos ano, sem violar as restrições.

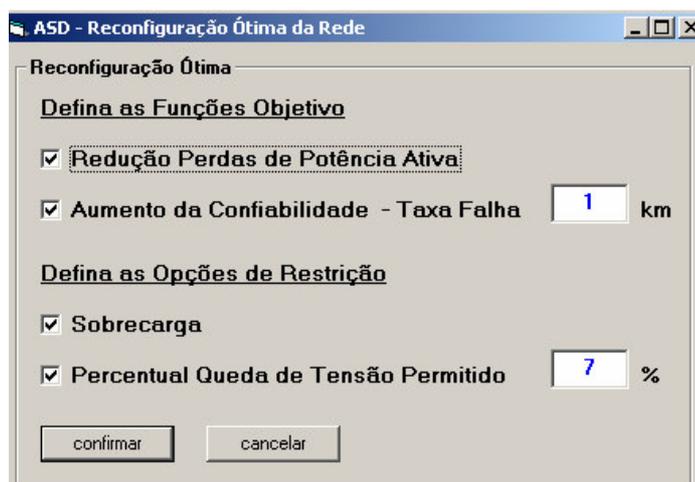


Figura 8.12: Definição de parâmetros para reconfiguração.

A Figura 8.13 apresenta os resultados alcançados a partir da análise individual de cada interligação e conjunta das chaves.

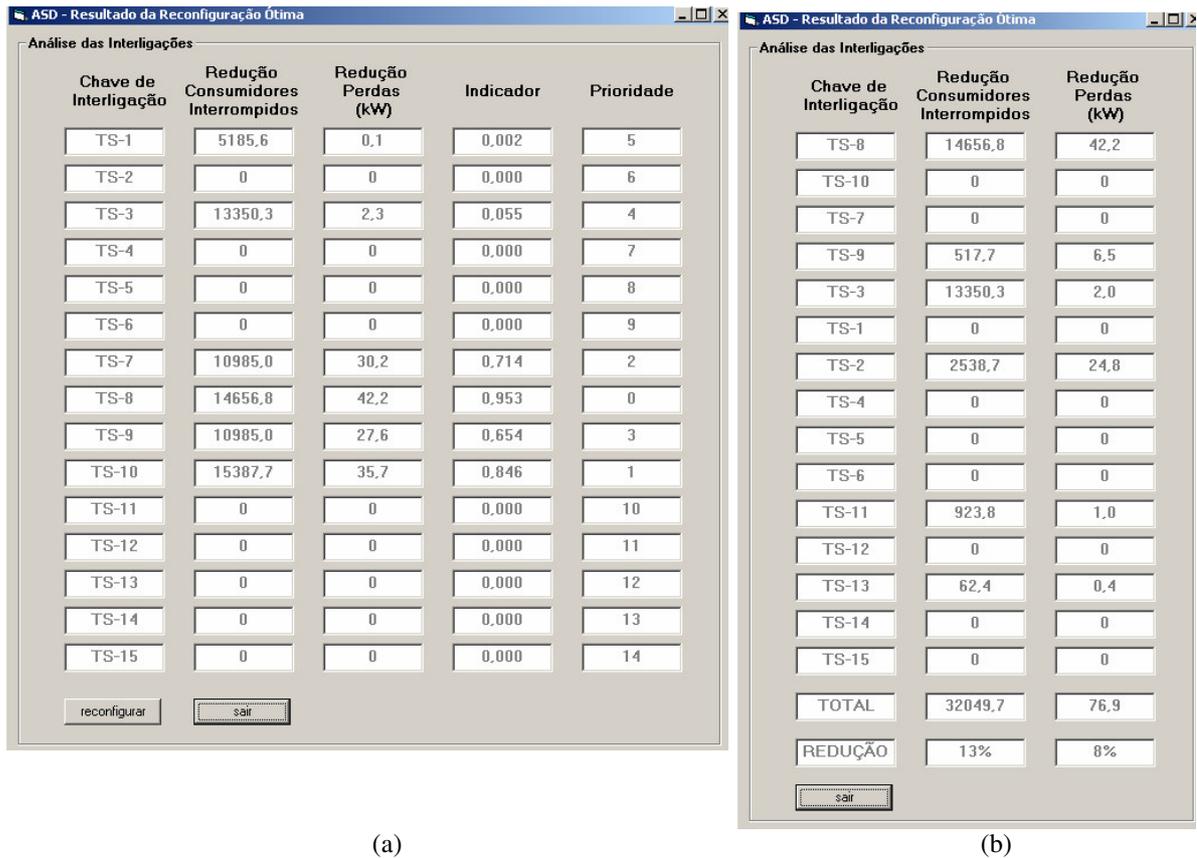


Figura 8.13: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

A Figura 8.14 ilustra a configuração proposta, cujos resultados conseguidos com a aplicação do algoritmo estão apresentados na Tabela 8.5.

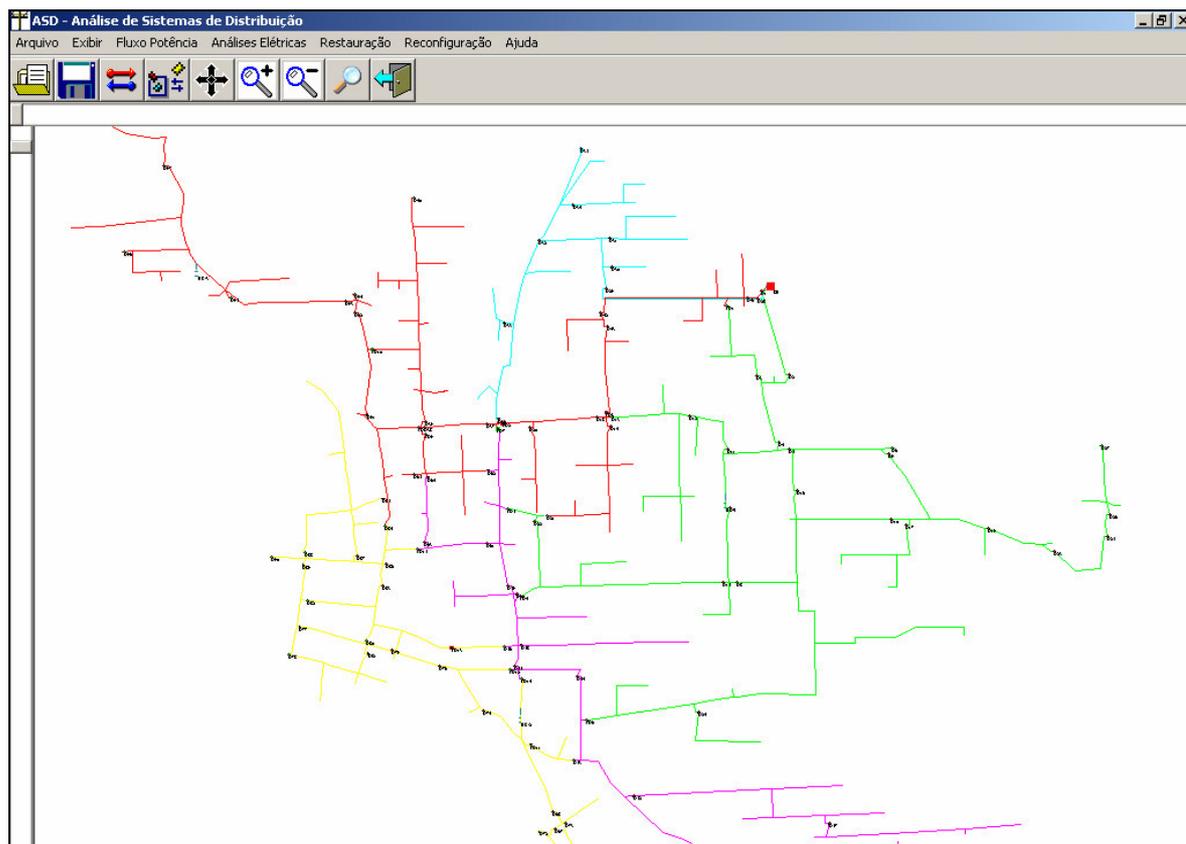


Figura 8.14: Configuração proposta.

Tabela 8.5 – Resultados da reconfiguração.

Configuração	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4
Proposta	911,94kW	102,90kW	809,04kW	223.880,7
Redução	7,8%	25,9%	4,8%	12,5%

8.1.5 Análise comparativa

A Tabela 8.6 mostra os resultados obtidos para as diferentes funções objetivo:

Tabela 8.6 – Análise Comparativa.

Função Objetivo	Perdas Totais	Perdas Redes Primárias	Perdas Redes Transmissão	Consumidores Interrompidos Ano
Original	988,84kW	138,89kW	849,95kW	255.930,4
Perdas RD	906,95kW	100,69kW	806,27kW	227.767,5
Perdas Totais	902,11kW	100,87kW	801,24kW	228.036,7
Confiabilidade	922,16kW	111,35kW	810,80kW	213.961,6
Perdas Totais + Confiabilidade	911,94kW	102,90kW	809,04kW	223.880,7

Verifica-se que os melhores resultados para cada item são alcançados com a análise monocriterial. Esse resultado é lógico, pois o método visa obter a melhor configuração de acordo com a função objetivo definida.

Entretanto o melhor resultado, considerando ambos os itens, perdas totais e confiabilidade, foi obtido com a análise multicriterial. Para comprovar a eficiência desse método, aplicou-se novamente o algoritmo na configuração definida a partir da análise multicriterial (Figura 8.14).

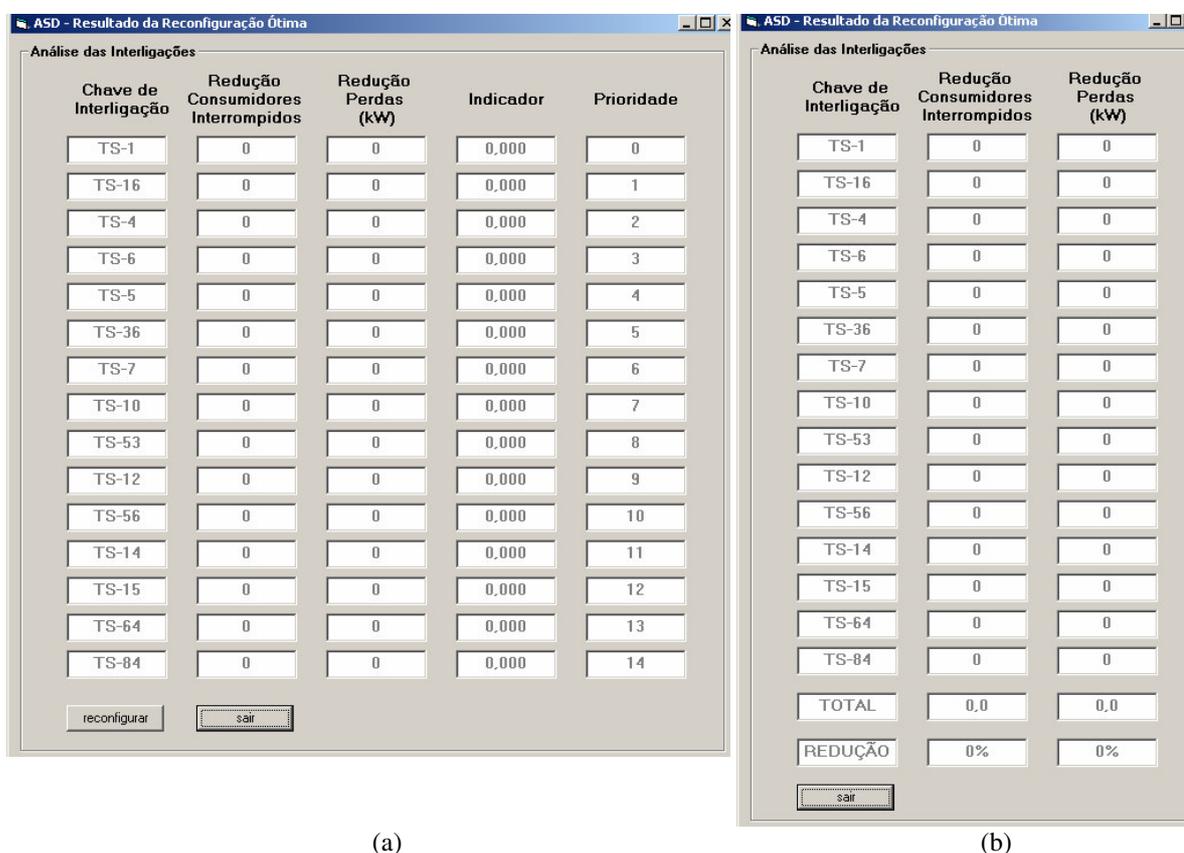


Figura 8.15: Resultados (a) análise individual (b) análise conjunta.

Verifica-se, segundo a análise individual de cada interligação, que não há redução de perdas nem do número de consumidores interrompidos ano, ou seja, as redes já estão na configuração ideal para as funções objetivo definidas.

Apesar de não se conhecer a solução ótima, uma vez que não são testadas todas as configurações possíveis, constata-se que o método proposto apresentou resultados satisfatórios. Outro ponto positivo foi o tempo de processamento das soluções, que foi adequado em todos cenários, sendo em média de 03min40s.

8.2 – Restabelecimento ótimo de energia elétrica

Neste tópico, verificou-se a performance dos métodos propostos para reconfiguração das redes de distribuição em situações de contingência.

Também adotou-se como premissa que a taxa de falha (λ_0) é igual a 1 interrupção / km e as análises são realizadas para o patamar de carga máxima.

Inicialmente, o usuário deve indicar o trecho com defeito nas redes de distribuição e configurar os parâmetros iniciais para o estudo de restabelecimento de energia, tal como o percentual de sobrecarga permitido (Figura 8.16).

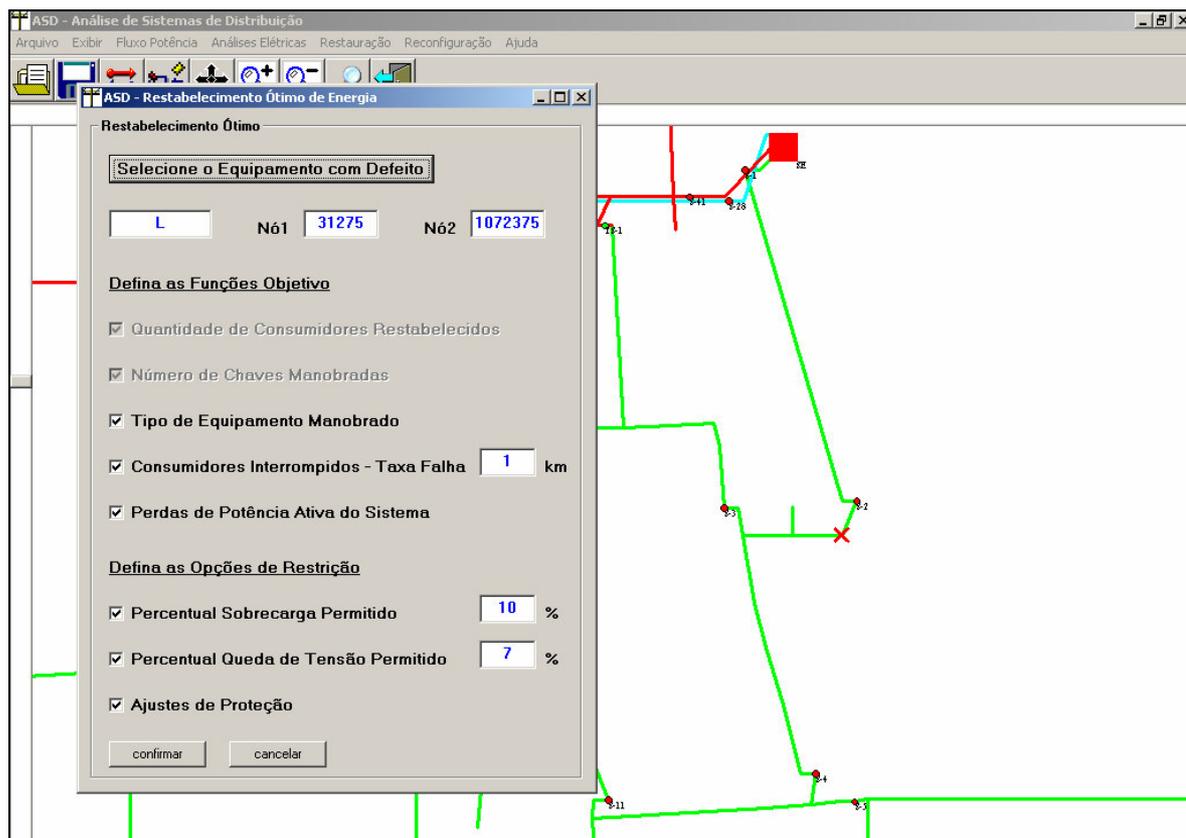


Figura 8.16: Definição de parâmetros para restabelecimento de energia.

Após, o programa executa as manobras necessárias para isolar o defeito e transferir as cargas à jusante do bloco isolado, de acordo com as funções objetivo, sem violar as restrições.

A Figura 8.17 apresenta o resultado do restabelecimento ótimo de energia.

ASD - Resultado do Restabelecimento Ótimo

Alternativas de Realimentação Avaliadas

Montante do Defeito

Abrir Chave: S-2 Efetivada: sim

Jusante do Defeito

Abrir Chave	Fechar Chave	Tipo de Chave	Consumidores Interrompidos	Perdas (kW)	Restrições	Efetivada
S-3	TS-1	FACA	250744,8	988,7	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input checked="" type="checkbox"/> sim
S-4	TS-2	OLEO	307170,0	1042,4	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input type="checkbox"/> não
S-4	TS-3	OLEO	259238,5	992,0	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input checked="" type="checkbox"/> sim
S-4	TS-4	FACA	363530,3	1173,3	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input type="checkbox"/> não
S-4	TS-5	FACA	363530,3	1188,0	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input type="checkbox"/> não
S-4	TS-6	FACA	363530,3	1150,3	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input type="checkbox"/> não
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	

Figura 8.17: Resultado do restabelecimento de energia.

Observa-se que o resultado está coerente com as funções definidas. No caso da chave S-4, onde há seis possibilidades de remanejamento, o programa optou por aquela que atendeu, no primeiro nível, ao tipo de equipamento preferencial para manobra (chave sobrecarga a óleo). Como duas opções (chaves TS-2 e TS-3) correspondem a este item, a ferramenta escolheu, no segundo nível, aquela que apresenta um número menor de consumidores interrompidos ano, que é o caso da chave TS-3.

A Figura 8.18 ilustra a configuração final das redes após o defeito e a lista das chaves manobradas.

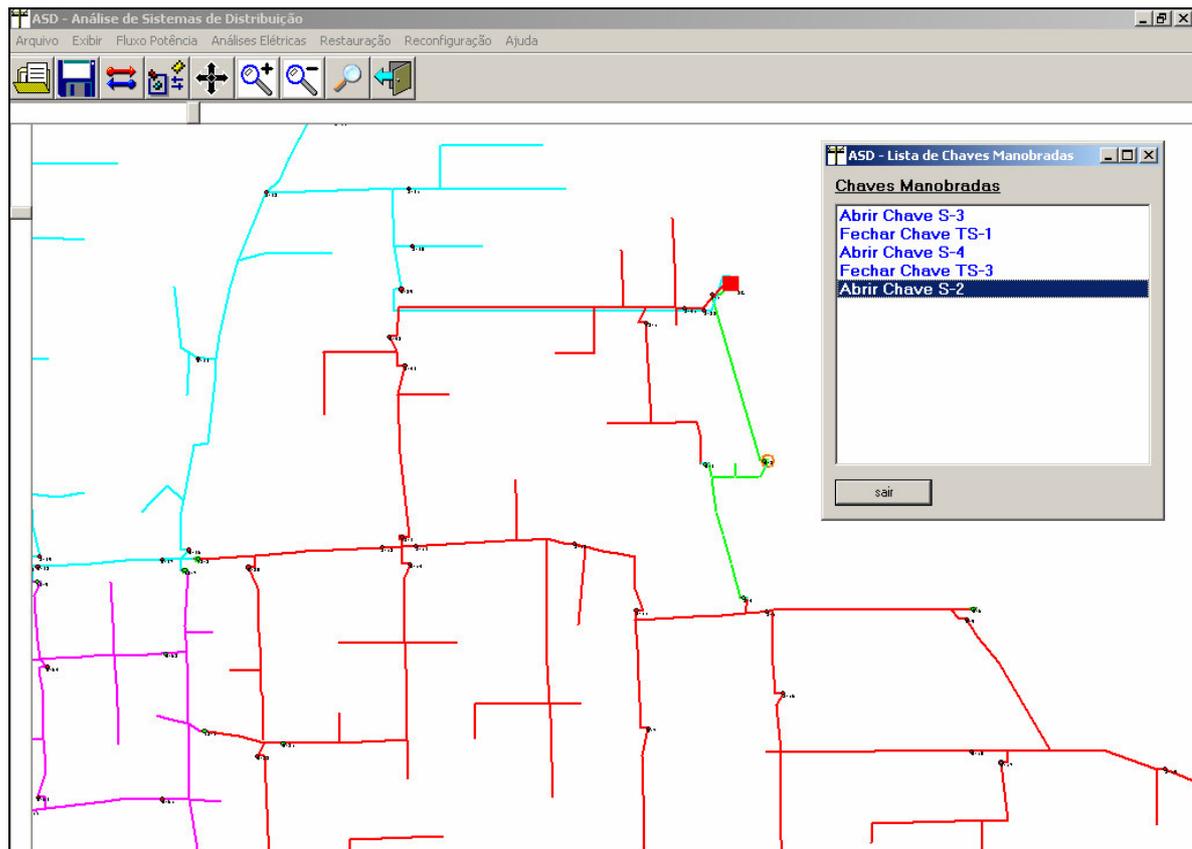


Figura 8.18: Reconfiguração das redes após defeito.

Também se simulou um novo defeito para esta rede de distribuição, conforme Figura 8.19.

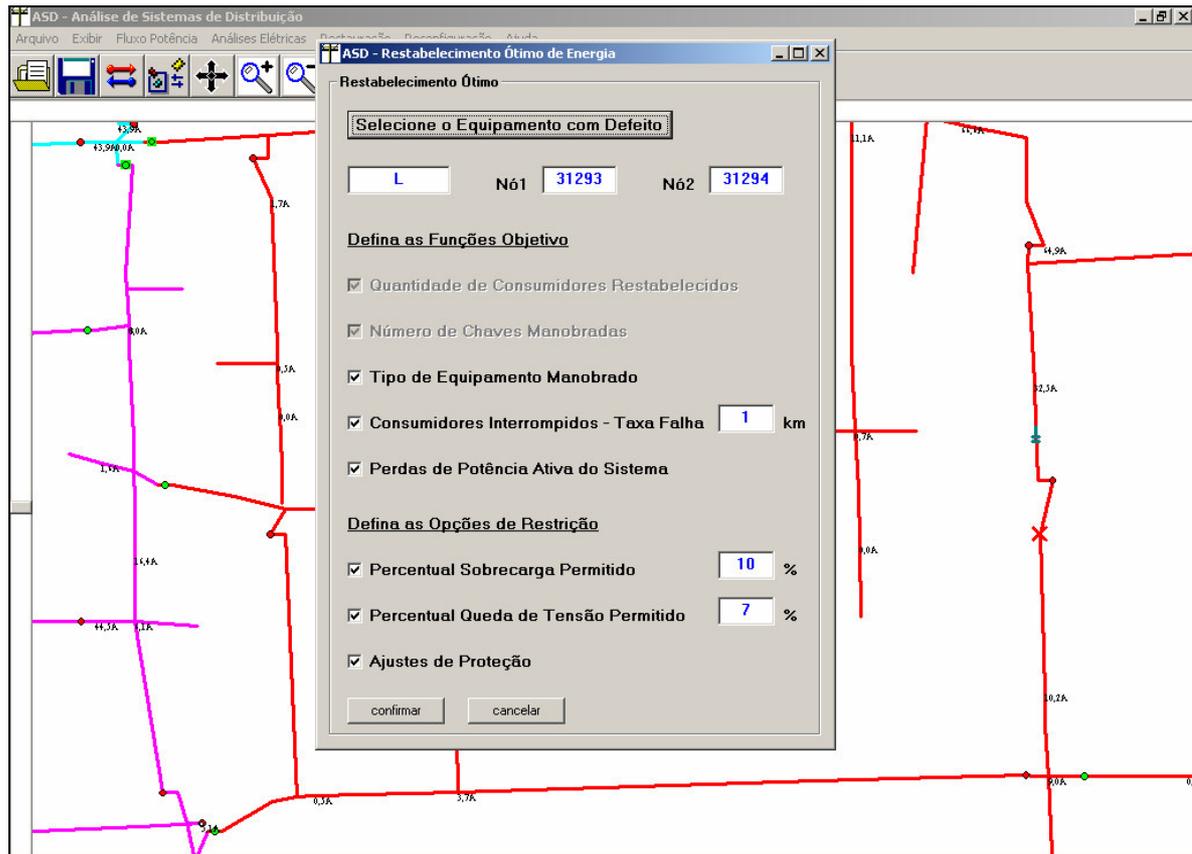


Figura 8.19: Localização de defeito nas redes de distribuição.

Após, o programa realiza as manobras necessárias para isolar o defeito e transferir as cargas à jusante do bloco isolado. A Figura 8.20 mostra o resultado do restabelecimento ótimo de energia.

ASD - Resultado do Restabelecimento Último

Alternativas de Realimentação Avaliadas

Montante do Defeito

Abrir Chave Efetivada sim

Jusante do Defeito

Abrir Chave	Fechar Chave	Tipo de Chave	Consumidores Interrompidos	Perdas (kW)	Restrições	Efetivada
S-15	TS-4	FACA	266470,6	1000,8	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input checked="" type="checkbox"/> sim
S-15	TS-5	FACA	266470,6	1001,3	<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	<input type="checkbox"/> não
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	
					<input type="checkbox"/> Sobrecarga <input type="checkbox"/> Queda Tensão <input type="checkbox"/> Proteção	

Figura 8.20: Resultado do restabelecimento de energia.

Verifica-se também que o programa executou as manobras corretas de acordo com as funções objetivo definidas, sem violar as restrições.

No caso da chave S-15, existe duas possibilidades de remanejamento, as quais possuem os mesmos valores para o primeiro nível, tipo de equipamento (faca), e o segundo nível, número de consumidores interrompidos ano (266.470,6). Assim, a ferramenta escolheu, no terceiro nível, aquela que apresenta o menor valor de perdas, que é o caso da chave TS-4.

A Figura 8.21 ilustra a configuração final das redes após o segundo defeito e a lista das chaves manobradas.

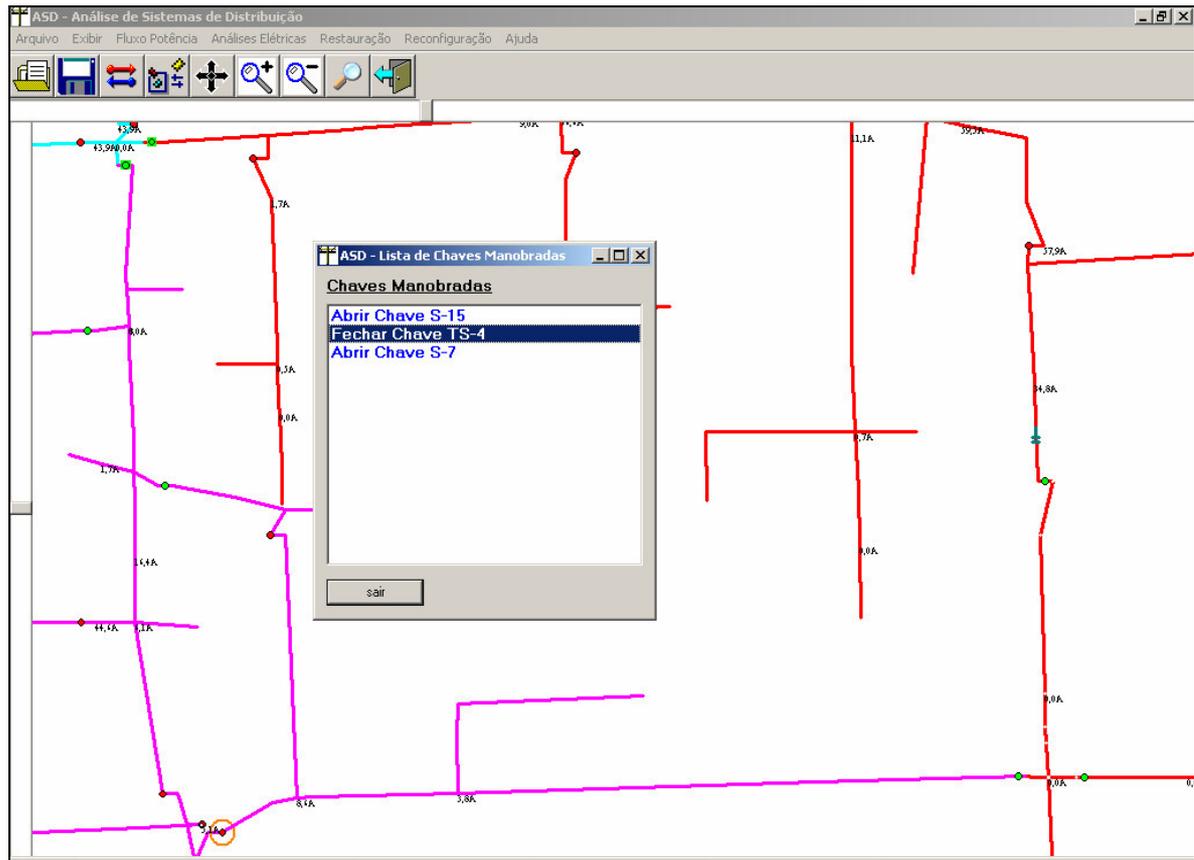


Figura 8.21: Reconfiguração das redes após o segundo defeito.

A Figura 8.22 apresenta a mesma configuração, mas em uma visão macro do sistema de distribuição.

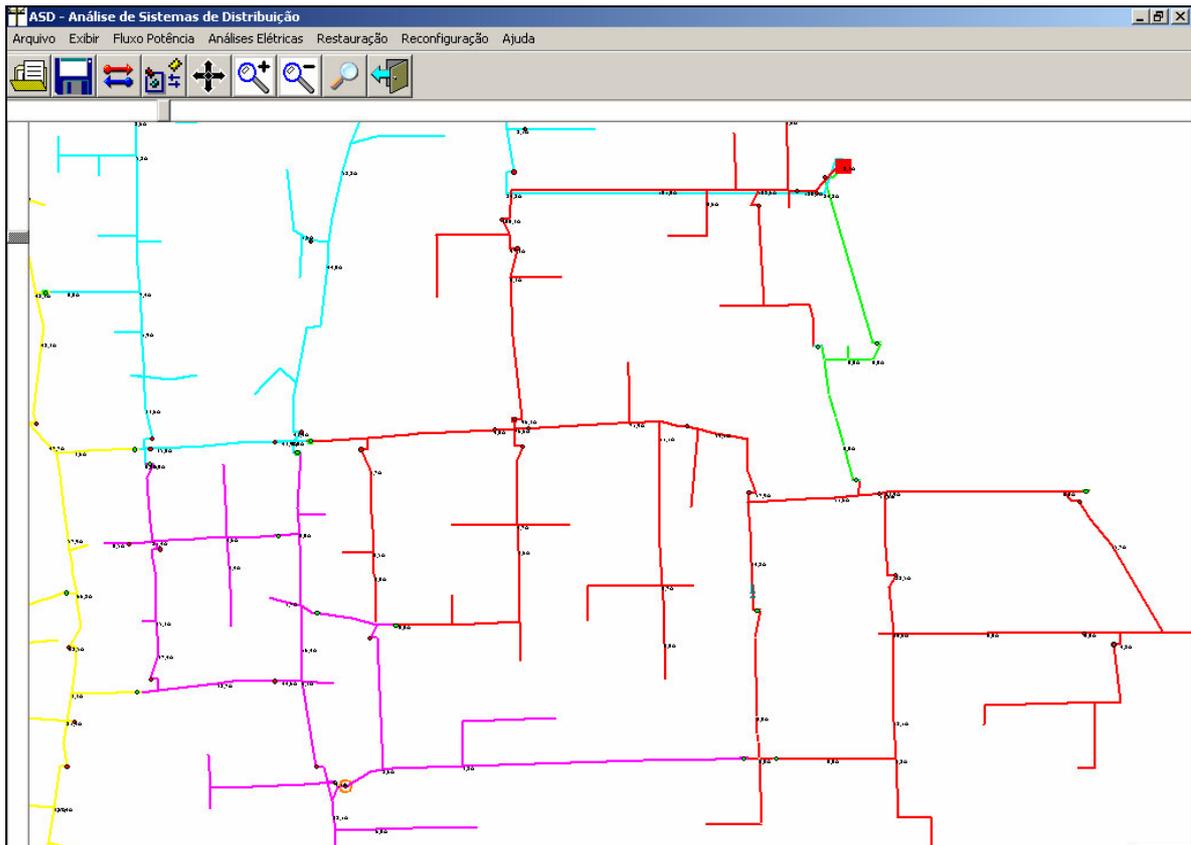


Figura 8.22: Configuração final da rede após defeitos.

Após análise dos resultados, constata-se a eficiência dos métodos propostos, atendendo aos objetivos esperados. Novamente, o tempo de processamento das soluções foi satisfatório, em torno de 22s para cada simulação.

CAPÍTULO 9

CONCLUSÕES

O objetivo principal do trabalho é desenvolver algoritmos e software para reconfiguração das redes de distribuição, que resultem em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias de energia elétrica.

As metodologias foram propostas para atender às necessidades atuais das concessionárias, auxiliando-as no processo de tomada de decisão para reconfiguração das redes de distribuição (regime normal de operação e restabelecimento ótimo após contingência). Além disso, a flexibilidade das metodologias empregadas, capazes de absorver diferentes quantidades e qualidades de informações, proporciona uma maior abrangência do sistema computacional desenvolvido.

Em comparação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes vantagens: modelagem eficiente e adequada dos equipamentos e das redes de distribuição; algoritmo para representação da topologia elétrica que considera somente a informação das ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes; integração com os sistemas de modelagem da carga elétrica tanto por demanda máxima quanto por curvas de carga típicas; possibilidade de usar a confiabilidade dos dados iniciais no processo de coordenação das cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas disponíveis na subestação; obtenção não só das perdas técnicas totais do sistema, mas também as de cada elemento; composição das funções objetivo e restrições, considerando características qualitativas e quantitativas; aplicação de algoritmos de otimização e de análise multicriteriais para reconfiguração das redes de distribuição, em regime normal de operação e em situações de contingência; avaliação do impacto das reconfigurações das redes de distribuição nas perdas elétricas dos sistemas de potência.

Para uma avaliação real do desempenho da ferramenta desenvolvida, realizaram-se estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica, sendo abordadas várias situações de reconfiguração em regime normal e contingência. Também se analisou a influência das funções objetivo e restrições, para escolha da solução ótima, e o tempo de processamento para cada situação. Além disso, foram realizadas comparações com outros métodos, conforme ilustrado no Apêndice V.

Como todos os resultados demonstrados e discutidos, no oitavo capítulo, apresentaram-se satisfatórios, o objetivo principal do trabalho foi alcançado.

9.1 – Contribuições

O autor considera originais as seguintes contribuições:

- 1) algoritmo para representação da topologia elétrica das redes de distribuição;
- 2) algoritmo para coordenação das cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em relação às medidas disponíveis na subestação;
- 3) composição e formas de apresentação para as funções objetivo e restrições;
- 4) utilização de Estimativas de Especialistas, comparação em pares, para definição da função objetivo composta por características qualitativas;
- 5) aplicação do método de Bellman-Zadeh no processo de reconfiguração das redes de distribuição;
- 6) metodologias usadas para definição da configuração elétrica em regime normal de operação;
- 7) metodologias utilizadas para restabelecimento ótimo de energia elétrica em situações de contingência;
- 8) utilização do método de Planejamento de Experimentos para análise do impacto das reconfigurações nas perdas elétricas dos sistemas de potência;
- 9) ferramenta computacional proposta;
- 10) aplicação do sistema computacional desenvolvido para reconfiguração das redes de distribuição.

9.2 – Artigos publicados

Como resultado deste trabalho, foram realizadas as seguintes publicações:

Artigos Aceitos para Publicação em Periódicos

- 1) BERNARDON, D.P.; *et al.* **A Real-Time Operation Analysis System for Distribution Networks.** Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.
- 2) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System.** Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.
- 3) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; *et al.* **Studies of Parallelism in Distribution Networks Served by Different-Source Substations.** Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.
- 4) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Software for Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System.** IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, 2007.

Artigos Publicados em Anais de Congressos Internacionais

- 5) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **New Methods for Distribution Network Reconfiguration from Multicriteria Decision-Making.** POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.
 - 6) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Automated Coordination and Optimization Tool of Protection Devices for Distribution Systems.** POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.
 - 7) BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D. **Use of the ATP Draw Software for Studies of Parallelism in Distribution Networks Served by Different-Source Substations.** POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.
 - 8) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Coordination and Automatic Selectivity of Devices Protection in Distribution Networks.** CIRED 2007 - 19th International Conference on Electricity Distribution, Viena, 2007.
-

Artigos Publicados em Anais de Congressos América Latina

- 9) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Reconfiguração Automática dos Sistemas de Distribuição com Análise do Impacto nas Perdas Elétricas dos Sistemas de Transmissão.** XII ERIAC - Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, 2007.
- 10) BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D. **Operational Procedure to Restore Electric Power in Distribution Systems.** 1º LATAM, 2006 - 1º Congresso Latam de Excelência Operacional e Inovação, São Paulo, 2006.
- 11) BERNARDON, D.P.; *et al.* **A Real-time Operation Analysis System for Distribution Networks.** 1º LATAM, 2006 - 1º Congresso Latam de Excelência Operacional e Inovação, São Paulo, 2006.

Artigos Publicados em Anais de Congressos Nacionais

- 12) BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D.; *et al.* **Metodologia Operacional para Restabelecimento de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição.** 2ª Jornada Técnica AES Eletropaulo e AES Sul, São Paulo, 2007.
 - 13) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição.** VII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, 2007.
 - 14) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Desenvolvimento de Programa Computacional para Estimção de Estados em Redes de Distribuição com Aplicação de Algoritmos de Otimização.** SBSE 2006 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Campina Grande, 2006.
 - 15) BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; POPOV, V.A. **Ferramenta de Otimização dos Dispositivos de Proteção para Sistemas de Distribuição.** XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, 2006.
 - 16) BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; L.; POPOV, V.A. **Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimção de Estados em Sistemas de Distribuição.** XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, 2004.
-

9.3 – Sugestões para continuidade do trabalho

Sugere-se os seguintes itens para a continuidade e aperfeiçoamento do trabalho:

- 1) desenvolver métodos de previsão de carga, curto, médio e longo prazo, para serem consideradas na reconfiguração das redes de acordo com a finalidade;
 - 2) desenvolver algoritmos para estudos de reconfiguração com a possibilidade de instalação de novos equipamentos de comutação e sua viabilidade econômica;
 - 3) estudos de reconfiguração considerando as perdas de energia elétrica em vez de perdas de potência;
 - 4) considerar também a função objetivo redução do número de consumidores interrompidos hora ano, durante o processo de reconfiguração de redes;
 - 5) desenvolver algoritmo para coordenação e seletividade automática dos equipamentos de proteção após a reconfiguração das redes;
 - 6) desenvolver método para redefinir o controle de tensão secundário, posição de TAP dos transformadores de distribuição, após a reconfiguração das redes.
-

BIBLIOGRAFIA

ABAIDE, A.R. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.

ADAMS, R. N.; LAUGHTON, M. A. **Optimal Planning of Power Networks Using Mixed Integer Programming**. IEEE Proceedings, v.121, n.2, p.264-271, 1974.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução ANEEL N° 024**. Diário Oficial, jan. 2000.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução ANEEL N° 505**. Diário Oficial, nov. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução ANEEL N° 456**. Diário Oficial, nov. 2000.

ALDABÓ, R. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Ed. Art-Liber, 1. ed., 2001.

ALMEIDA, A.; PINHO, R.; RAMALHO, J. *et al.* **Simulador de Perdas Técnicas na Rede Secundária de Distribuição**. XV SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador, nov. 2002.

AOKI, K. *et al.* **New Approximate Optimization Method for Distribution System Planning**. IEEE Transactions on Power Systems, v.5, n.1, p.126-132, 1990.

AOKI, K.; KUWABARA, H.; SATON, T.; KANEZASHI, M. **Outage State Optimal Load Allocation by Automatic Sectionalizing Switches Operation in Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, v.2, n.4, p.1177-1185, 1987.

AOKI, K.; NARA, K.; ITOH, M.; SATCH, T.; KUWABARA, H., **A New Algorithm for Service Restoration in Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.3, p.1832-1839, 1989.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Reguladores de Tensão: NBR 11809.** Rio de Janeiro, 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição –Padronização: NBR 5440.** Rio de Janeiro, nov. 1997.

AUGUGLIARO, A.; DUSONCHET, L.; IPPOLITO, M.G.; *et al.* **Minimum Losses Reconfiguration of MV Distribution Networks through Local Control of Tie-Switches.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.18, n.3, p.762-771, jul. 2003.

AULT, G. W.; FOOTE, G.; MCDONALD, J. R. **Distribution System Planning in Focus.** IEEE Power Engineering Review, n.1, p.60-63, 2002.

BARABASCHUK, V.; KRENTSER, B.; MIROSHNICHENKO, B. **Planejamento experimental em Engenharia.** Tehhnika, Kiev, 1985. (em Russo)

BARAN, M.E.; KELLEY, A.W. **A Branch Current Based State Estimation Method for Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v.10, n.1, p.483-491, fev. 1995.

BARAN, M.E.; WU, F.F. **Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.2, p.1401-1407, 1989.

BARROS-NETO, B.; SCARMINO, I.; BRNNS, R. **Planejamento e otimização de experimentos.** Campinas : Ed. Unicamp, 1995.

BELLMAN, R.; ZADEH, L. A. **Decision making in a fuzzy environment.** Management Science 17(4), p.141-164, 1970.

BERNARDON, D.P. **Desenvolvimento de Algoritmos e Sistema Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

BERNARDON, D.P. **Modelagem da Curva de Carga dos Consumidores de um Sistema de Distribuição.** Monografia (Especialização em Planejamento de Sistemas de Distribuição) - Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2001.

BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N. *et al.* **Desenvolvimento de Programa Computacional para Estimação de Estados em Redes de Distribuição com Aplicação de Algoritmos de Otimização.** SBSE 2006 – Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Paraíba, jul. 2006.

BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição.** XVI SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília, nov. 2004.

BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Estratégia para Introdução de Fontes Distribuídas de Geração e Armazenamento de Energia de Baixas Potências em Redes de Distribuição.** 5th CLAGTEE – Latin-American Congress Electricity Generation and Transmission, São Paulo, nov. 2003.

BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Multicriterial Analysis for Optimal Location of Distributed Energy Sources Considering the Power System Reaction.** IX SEPOPE – Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Rio de Janeiro, mai. 2004.

BERNARDON, D.P.; CANHA, L.N.; POPOV, V.A. *et al.* **Problemas de Controle de Tensão em Redes de Distribuição com Fontes Distribuídas de Geração e Armazenamento.** V SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracaju, v.2, p.515-520, ago. 2003.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System.** Aceito para publicação no periódico Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Automated Coordination and Optimization Tool of Protection Devices for Distribution Systems.** POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Coordination and Automatic Selectivity of Devices Protection in Distribution Networks.** CIRED 2007 - 19th International Conference on Electricity Distribution, Viena, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **New Methods for Distribution Network Reconfiguration from Multicriteria Decision-**

Making. POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição.** VII CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, Santos, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Reconfiguração Automática dos Sistemas de Distribuição com Análise do Impacto nas Perdas Elétricas dos Sistemas de Transmissão.** XII ERIAC - Décimo Segundo Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; ABAIDE, A.R. **Software for Automatic Coordination of Protection Devices in Distribution System.** Aceito para publicação no periódico IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE Power Engineering Society, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; CANHA, L.N.; *et al.* **Studies of Parallelism in Distribution Networks Served by Different-Source Substations.** Aceito para publicação no periódico Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.

BERNARDON, D.P.; COMASSETTO, L.; POPOV, V.A. *et al.* **Ferramenta de Otimização dos Dispositivos de Proteção para Sistemas de Distribuição.** XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte, ago. 2006.

BERNARDON, D.P.; *et al.* **A Real-Time Operation Analysis System for Distribution Networks.** Aceito para publicação no periódico Electric Power Systems Research, Elsevier, 2007.

BERNARDON, D.P.; *et al.* **A Real-time Operation Analysis System for Distribution Networks.** 1º LATAM, 2006 - 1º Congresso Latam de Excelência Operacional e Inovação, São Paulo, 2006.

BERNARDON, D.P.; KÖNIG, A.L.; POPOV, V.A. **Modelagem das Curvas de Carga dos Consumidores de um Sistema de Distribuição.** CPFL Evolução – 1º Seminário Técnico, Campinas, out. 2002.

BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D. **Operational Procedure to Restore Electric Power in Distribution Systems.** 1º LATAM, 2006 - 1º Congresso Latam de Excelência Operacional e Inovação, São Paulo, 2006.

BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D. **Use of the ATP Draw Software for Studies of Parallelism in Distribution Networks Served by Different-Source Substations.** POWERENG 2007 - IEEE International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setúbal, 2007.

BERNARDON, D.P.; VEIGA, F.D.; *et al.* **Metodologia Operacional para Restabelecimento de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição.** 2ª Jornada Técnica AES Eletropaulo e AES Sul, São Paulo, 2007.

BESHELEV, S. D.; GURVITCH, F. G. **Métodos matemático-estatísticos de estimativa de especialistas.** Statistica, Moscow, 1980.

BILBAO, J.; TORRES, E.; EGUÍA, P. *et al.* **Determination of Energy Losses.** XVI CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Holanda, jun. 2001.

BOARDMAN, J. T.; MECKIFF, C. C. **A Branch and Bound Formulation to an Electricity Distribution Planning Problem.** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, v.104, n.8, p.2112-2118, ago. 1985.

BORISOV, V. I. **Pesquisa Operacional, Aspectos Metodológicos.** Nauka, Moscow, 1972. (em Russo)

BOROZAN, V.; RAJAKOVIC, N. **Load Estimation for Distribution Systems with Minimum Information.** IEEE PES Summer Meeting, 1996.

BOULAXIS, G. N.; PAPAPOULOS, M. P. **Optimal Feeder Routing in Distribution System Planning Using Dynamic Programming Technique and GIS Facilities.** IEEE Transaction on Power Delivery, v.17, n.1, p.242-247, 2002.

BRETAS, A. S.; HADJSAID, N. **Fault Diagnosis in Deregulated Distribution Systems Using an Artificial Neural Networks.** IEEE PES Winter Meeting, p.821-823, 2002.

BROWN, R.E. **Network Reconfiguration for Improving Reliability in Distribution Systems.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, v.4, jul. 2003.

CALEFFI, F.A. **Determinação Probabilística de Curva de Carga Típica.** XI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Blumenau, set. 1992.

CANHA, L.N. **Metodologia para Localização e Dimensionamento de Pequenas Fontes de Geração Distribuída em Redes de Distribuição a partir de uma Análise Multicriterial.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2005.

CANNAS, B.; CELLI, G.; PILO, F. **Optimal MV Distribution Networks Planning with Heuristic Techniques.** AFRICON 1999 IEEE, v.2, p.995-1000, set. 1999.

CARTINA, G.; TANASA, C.; PAIATA, T. **Environment Consideration in the Planning of the Electrical Networks.** International Conference on Electric Power Engineering, Power Tech, Budapest, p.166, ago. 1999.

CASTRO, C.H.; BUNCH, J.B.; TAPKA, T.M. **Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.99, n.2, p.549-557, 1980.

CELIK, M.; LIU, W.H.E. **A Practical Distribution State Estimation Algorithm.** Proceedings of PES Winter Meeting, 1999.

CELLI, G.; PILO, F. **MV Network Planning Under Uncertainties on Distribution Generation Penetration.** IEEE PES Summer Meeting, v.1, p.485-490, 2001.

CHERKAOUI, R.; Bart, A.; GERMOND, A.J. **Optimal configuration of electrical distribution networks using heuristic methods.** Proceedings of the 11th Power Systems Computation Conference, Zurich, v.1, p.147-154, 1993.

CHIANG, H.D.; WANG, J.C.; MIU, K. N. **Explicit Loss Formula, Voltage Formula and Current Flow Formula for Large-scale Unbalance Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.3, p.1061-1067, ago. 1997.

CHU, W.C. *et al.* **Development of the Multi-variable Loss Equation for a Longitudinal Power System.** IEEE Transactions on Applied Superconductivity, v.3, n.1, p.23-27, mar. 1993.

CIPOLI, J.A. **Engenharia de Distribuição.** Rio de Janeiro : Ed. Qualitymark, 1993.

CIPOLI, J.A.; MARCO, M.A.; SIMÃO, N. *et al.* **Metodologia para Avaliação e Medição das Perdas Técnicas, Comerciais e Totais da Distribuição.** I CITENEL – ANNEL 2001, Brasília, 2001.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J.J.; YIN, H.; LEE, S.S.H. **Distribution feeder reconfiguration for loss reduction.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.3, n.3, p.1217-1223, jul. 1988.

COMASSETTO, L. **Desenvolvimento de Algoritmos para Otimização da Confiabilidade de Redes de Distribuição.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

CURCIC, S.; OZVEREN, C.; CROWE, L.; LO, P.K.L. **Electric Power Distribution Network Restoration: a Survey of Papers and a Review of the Restoration Problem.** Electric Power System Research, n.35, p.73-86, 1996.

DAS, D. **A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.21, n.1, jan. 2006.

DAS, D. **Reconfiguration of Distribution System using Fuzzy Multi-Objective Approach.** Electrical Power and Energy Systems, Elsevier, v.28, p.331-338, 2006.

DONOHUE, M, J. **Experimental designs for simulation, College of Business Administration.** University of South Carolina Columbia, South Carolina, 1994.

DREZGA, I.; BROADWATER, R.P.; SUGG, A.J. **Object-Oriented Analysis of Distribution System Reconfiguration for Power Restoration.** IEEE PES Summer Meeting, p.1215-1220, 2001.

DUBOIS, D.; PRADE, H. **Fuzzy sets and systems – Theory and applications.** Academic Press, New York, 1980.

DUMBRAVA, V.; COMANESCU, G.; COCULESCU, S. **Reconfiguration of the Operation Diagrams of Urban Electricity Distribution Networks by Minimizing the Energy Losses.** XVI CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Holanda, jun. 2001.

EKEL, P. *et al.* **Models and methods of multicriteria decision making in a fuzzy environment and their applications.** Seventh International Fuzzy Systems Association World Congress, Prague, p.89-94, 1997.

EKEL, P. Y. **Fuzzy Sets and Models of Decision Making.** Computer and Mathematics with Applications, v.44, p.863-875, 2002.

EKEL, P. Y.; TERRA, L. D. B.; JUNGES, M. F. D. **Methods of Multicriteria Decision Making in Fuzzy Environment and Their Applications to Power System Problems.** Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, v.2, p.755-761, 1999.

EKEL, P.; PEDRYCZ, W.; POPOV, V.; JUNGES, M.; MORAES, M. **Models and Methods of Multicriteria Decision Making in a Fuzzy environment and their application.** Proceedings of the Seventh International Fuzzy System Association World Congress, Prague, v.3, p.89-94, 1997.

ESPIE, P. *et al.* **Multiple Criteria Decision Making Techniques Applied to Electricity Distribution System Planning.** IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, v.150, n.5, p.527-535, set. 2003.

FLATEN, D.L. **Distribution System Losses Calculated by Percent Loading.** IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.3, ago. 1988.

FOUNTAS, N.A. *et al.* **Hierarchical Fine-Extended Petri-Nets as a Generic Tool for Power System Restoration.** IEEE Transactions on Power Systems, v.12, n.2, p.837-843, 1997.

GRAINGER, J.J.; KENDREW, T.J. **Evaluation of Technical Losses on Electric Distribution Systems.** CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Inglaterra, 1989.

GUSEINOV, F.; MAMEDYAROV, S. **Planejamento de experimentos em problemas de engenharia de potência.** Energoatomizdat, Moskow, 1988. (em Russo)

GUSTAFSON, M.W. **Demand, Energy, and Marginal Electric System Losses.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.102, n.9, p.3189-3195, set. 1983.

HONG, Y.Y.; HO, S.Y. **Determination of Network Configuration considering Multiobjective in Distribution Systems using Genetic Algorithms.** IEEE Transactions on Power Systems, v.20, n.2, mai. 2005.

HSU, Y.Y. *et al.* **Distribution System Service Restoration Using a Heuristic Search Approach.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.7, n.2, p.734-740, 1992.

HSU, Y.Y.; KUO, H.C. **A heuristic based fuzzy reasoning approach for distribution system service restoration.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.9, n.2, p.948-953, abr. 1994.

HWANG, C.L.; MASUD, A.S.M. **Multiple Objective Decision Making – Methods and Applications.** New York, Springer-Verlag, 1979.

JARDINI, J.A.; AHN, S.U.; Vieira, C.A.H.J. *et al.* **Levantamento da Curva de Carga de Consumidores Residenciais.** XI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Blumenau, set. 1992.

JARDINI, J.A.; TAHAN, C.M.V.; VIEIRA, C.A.H. *et al.* **Curva de Carga de Consumidores Residenciais – Avaliação Estatística.** XII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Recife, out. 1994.

JOHNSON, D.E.; HILBURN, J.L.; JOHN, J.R. **Fundamentos de Análise de Circuitos Elétricos.** Rio de Janeiro : Ed. Prentice-Hall do Brasil, 1994.

KAGAN, N., ADAMS, R. N. **A Computational Decision Support System for Electrical Distribution System Planning.** Proceedings of Computer System and Soft Engineering Conference, p.133-138, 1992.

KAGAN, N.; BIGHAM, J. **Modelamento de problemas de configuração de sistema de distribuição de energia elétrica por técnicas de planejamento de decisão com restrições.** SBA - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Rio Claro, p.413-420, 1993.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B. **Fuzzy Decision Model for the Reconfiguration of Distribution Networks using Genetic Algorithms.** Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim, 1999.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B. **Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas.** CBA - Congresso Brasileiro de Automática, São Paulo, 1996.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; EL HAGE, F.S. *et al.* **Desenvolvimento de Ferramenta Automatizada para Estimção da Qualidade de Fornecimento das Redes de Distribuição.** V SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Aracaju, v.1, p.139-144, ago. 2003.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; FRÓES, S.M. **Uma ferramenta para tomada de decisão em problemas genéricos de planejamento com múltiplos objetivos e incertezas**. SBA - Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente, Curitiba, 1995.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBA, E.J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo : Ed. Edgard Blücher, 1. ed., 2005.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; SCHMIDT, H.P.; *et al.* **Métodos de Otimização aplicados a Sistemas Elétricos de Potência**. ISBN 85-905144-1-2, São Paulo, 2005.

KAUFMANN, A.; GUPTA, M.M. **Fuzzy mathematical models in engineering and management science**. Amsterdam, North-Holland, 1988.

KELTON, D.W.; BARTON, R.R. **Experimental Design for Simulation**. Winter Simulation Conference, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New Jersey, 2003.

KHATOR, S.K.; LENNG, L.C. **Power Distribution planning: A Review of Models and Issues**. IEEE Transactions On Power Systems, v.12, n.3, p.1151-1159, 1997.

KOJIMA, Y. *et al.* **The Development of Power System Restoration Method for a Bulk Power System by Applying Knowledge Engineering Techniques**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 4, n.3, p.1228-1235, 1989.

KÖNIG, A.L. **Desenvolvimento de Algoritmos e Ferramenta Computacional para Modelagem de Cargas e Redes Secundárias de Distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

KRUG, G.K.; SOSULIN, Y.A.; FATUEV, V.A. **Planejamento dos experimentos em problemas de identificação e extrapolação**. Nauka, Moskow, p.208, 1971. (em Russo)

KUO, H.; HSU, Y. **Distribution System Load Estimation and Service Restoration Using a Fuzzy Set Approach**. IEEE Transactions on Power Delivery, v.8, n.4, p.1950-1957, out. 1993.

LEÃO, M.T.P.; MATOS, M.A. **Distribution Planning with Fuzzy Loads and Independent Generation**. CIRED, Conference Publication, n.438, p.6.12.2-6.12.5, 1997.

LEE, S.J.; LIM, S.I.; AHN, B.S. **Service Restoration of Primary Distribution Systems Based on Fuzzy Evaluation of Multi-Criteria.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.13, n.3, p.1156-1163, 1998.

LEE, Y.C.; ETEZADI-AMOLI, M. **An Improved Modeling Technique for Distribution Feeders with Incomplete Information.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.8, n.4, p.1950-1957, out. 1993.

LEI, J.; DENG, Y.; HE, Y.; ZHANG, B. **Network Reconfiguration in Unbalanced Distribution Systems for Service Restoration and Loss Reduction.** PES Winter Meeting, v.4, p.2345-2350, 2000.

LICHT, A.P. **Planejamento de Experimentos Aplicado à Criação de Equivalentes de Potência para Avaliação da Influência da Geração Distribuída.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2006.

LIN, W.M.; CHIN, H.C. **A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.13, n.3, p.870-875, 1998.

LIN, W.M.; YANG, C.D.; TSAY, M.T. **Distribution System Planning with Evolutionary Programming and a Reliability Cost Model.** IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, v.147, n.6, p.336-341, 2000.

LIU, C.C.; LEE, S.J.; VENKATA, S.S. **An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems.** IEEE Transactions on Power Systems, v.3, n.2, p.619-626, mai. 1988.

LOPEZ, E.; OPAZO, H.; GARCIA, L.; *et al.* **Online Reconfiguration considering Variability Demand: applications to real networks.** IEEE Transactions on Power Systems, v.19, n.1, p.549-553, fev. 2004.

MANTOVANI, J.R.; CASARI, F.; ROMERO, R.A. **Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão.** SBA Controle & Automação, v.11, n.3, p.150-159, set. 2000.

MARELATO, A.L.; MONTICELLI, A.J. **Heuristic Search Approach to Distribution System Restoration.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.4, n.4, p.2235-2241, 1989.

MARKUSHEVITCH, N. **Controle de Tensão e Economia nas Despesas de Energia.** Energoatomizdat, Moskow, p.183, 1980. (em Russo)

MERLIN, A.; BACK, H. **Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system.** Proceedings of the 5th Power System Computation Conference, Cambridge, UK, p.1-18, 1975.

MINAN, L. *et al.* **A Statistical method for building macromodels of circuits in tolerance design.** IEEE TENCON, China, 1993.

MIRANDA, V.; MATOS, M. **Distribution System Planning with Fuzzy Models and Techniques.** CIRED, v.6, p.472-476, 1989.

MIRANDA, V.; RANITO, I.; PROENÇA, L. M. **Genetic Algorithm in Optimal Multistage Distribution Network Planning.** IEEE Transactions on Power Systems, v.9, n.4, p.1927-1933, 1994.

MOON, Y.H.; CHO, B.H.; PARK, H.M.; RYU, H.S. **Fault Restoration Algorithm Using Tracing Technique Based on the Tree-Structures Database of the Distribution Automation System.** IEEE PES Summer Meeting, p.411-420, 2000.

NAGATA, T. *et al.* **Power System Restoration by Joint Usage of Expert System and Mathematical Programming Approach.** IEEE Transactions on Power Systems, v.10, n.3, p.1473-1479, 1995.

NAGATA, T.; SASAKI, H. **An Efficient Algorithm for Distribution Network Restoration.** IEEE PES Summer Meeting, p.54-59, 2001.

NAHMAN, J.; STRBAC, G. **A New Algorithm for Service Restoration in Large Scale Urban Distribution Systems.** Electric Power System Research, n.141, p.106-116, 1994.

NAN, M.K.; CHIANG, H.; YUA, B.; DARLING, G. **Fast Service Restoration for Large-Scale Systems with Priority Customers and Constrains.** IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.3, p.789-795, 1998.

NARA, K. *et al.* **A Tabu Search Algorithm for Determining Distribution Tie Lines.** ISAP96 - Proceedings of International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, p.266-270, 1996.

NARA, K. *et al.* **Application of Tabu Search to Optimal Placement of Distributed Generators.** IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, v.28, p.918-923, 2001.

NARA, K.; MISHIMA, Y.; SATOH, T. **Network Reconfiguration for Loss Minimization and Load Balancing.** IEEE Power Engineering Society General Meeting, v.4, jul. 2003.

NAZARKO, J. **An Application of experimental design to the modelling of electrical power distribution systems.** Bialystok Technical University, Poland, 1998.

NAZARKO, J. **Modelling of electrical power distribution systems by application of experimental design.** Bialystok Technical University, Poland, 2000.

NECHIPOROVITCH, L.; BANIN, D. **A consideração das perdas de potência em redes e sistemas de 35-110 kV no processo de escolha das soluções ótimas em redes de distribuição 10(6) kV, redes e sistemas elétricos.** n. 2, p.52-55, 1966.

OLIVEIRA, C. C. B. *et al.* **A New Method for the Computation of Technical Losses in Electrical Power Distribution Systems.** CIRED 2001, Conference Publication n.482, p.5.25, jun. 2001.

OLIVEIRA, C.C.B.; SCHMIDT, H.P.; KAGAN, N. *et al.* **Introdução a Sistemas Elétricos de Potência: Componentes Simétricas.** São Paulo : Ed. Edgard Blücher, 2. ed., 1996.

PARIPAVAIKKO, K. S. P.; VENKATA, S. S. **Distribution System Planning Through a Quadratic Mixed Integer Programming Approach.** IEEE Transactions and Power Delivery, v.2, n.4, p.1157-1163, 1987.

POPOV, V.A. **Selecting Optimal Configuration of Distribution Networks with Electrical Energy Losses Minimization.** Technical Electrodynamics, n.4, p.25-27, 1982. (em Russo)

POPOV, V.A.; EKEL, P.; ANSUJ, S. **Node Load Modelling and Distribution System State Estimation using the Heuristic Approach.** Proceedings of the International Symposium on Electrical Power Engineering, Stockholm Power Tech, p.294-299, jun. 1995.

POPOVIC, D.S.; CIVIC, R.M. **A Multi-Objective Algorithm for Distribution Networks Restoration**. IEEE Transactions on Power Delivery, v.14, n.3, p.1134-1141, 1999.

POSPELOV, G.; SICH, N. **Perdas de Potência e de Energia em Redes Elétricas**. Energoatomizdat, Moskow, p.216, 1981. (em Russo)

RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUES-NAVARRO, J. A.; YUSTA-LOYO, J. M. **A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning based on Fuzzy Set Techniques**. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, v.2, p.1048-1054, jul. 1999.

REA. **Boletim** 45-2, U.S. Department of Agriculture, jun. 1963.

ROMERO, R.; GALLEGO, R.; MONTICELLI, A. **Transmission System Expansion Planning by Simulated Annealing**. IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.1, p.364-369, 1996.

ROSA, L. P.; TOLMASQUIM, M. T.; PIRES, J. C. L. **A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo: uma visão crítica**. Rio de Janeiro: Ed. Relume Dumará, 2. ed., 1998.

ROYETELMAN, I.; SHAHIDPUR, S.M. **State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems in Quasi Real-Time Conditions**. IEEE PES Winter Meeting, n.090-1, 1993.

ROYETELMAN, I.; MELNIK, V.; LEE, S.S.H.; LUGTU, R.L. **Multi-objective feeder reconfiguration by distribution management system**. IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.2, p.661-667, mai. 1996.

SCHMIDT, H.P. **Reconfiguração de Redes de Distribuição através de Programação Não-Linear Inteira Mista**. Tese (Título de Professor Livre Docente) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

SHOU, Q.; SHIRMOHAMMADI, D.; LIU, W. **Distribution Feeder Reconfiguration for Service Restoration and Load Balancing**. IEEE Transactions on Power Delivery, v.12, n.2, p.724-729, 1997.

SIMONE, G.A. **Transformadores: Teoria e Exercícios**. São Paulo : Ed. Érica, 1998.

SOARES, A.J.S.; NETO, A.F.M.; CARDOSO, A.M.D. *et al.* **Metodologia para Análise e Otimização de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição.** XIII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo, mai. 1997.

SOBOL I., STATNIKOV R. **Escolha dos parâmetros ótimos em problemas com vários critérios.** Nauka, Moskow, 1981. (em Russo)

STEVENSON, W.D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** São Paulo : Ed. McGraw-Hill, 1974.

SU, C.T.; LEE, C.S. **Network reconfiguration of Distribution Systems using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.18, n.3, p.1022-1027, jul. 2003.

SUN, D.I.H.; ABE, S.; SHOULTS, R.R. *et al.* **Calculation of Energy Losses in a Distribution System.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v.99, n.4, p.1347-1355, jul. 1993.

TALESKI, R.; RAJICIC, D. **Energy Summation Method for Energy Loss Computation in Radial Distribution Networks.** IEEE Transactions on Power Systems, v.11, n.2, p.1104-1111, mai. 1996.

TEO, C.Y. **A Computer Aided System to Automate the Restoration of Electrical Power Supply.** Electric Power System Research, n.24, p.119-125, 1992.

UCAK, C.; PAHWA, A. **An Analytical Approach for Step-by-Step Restoration of Distribution Systems Following Extended Outages.** IEEE Transactions on Power Delivery, v.9, n.3, p.1717-1723, 1994.

VENKATECH, V.; RANJAN, R.; GOOL, H.B. **Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability.** IEEE Transactions on Power Systems, v.19, n.1, fev. 2004.

VIVIER, S.; GILLON, F.; BROCHET, P. **Optimization techniques derived from experimental design method and their application to the design of a brushless direct current motor.** IEEE Transactions on Magnetics, v.37, n.5, set. 2001.

VOROTNITSKIY, V.; ZELEZCO, Y.; KAZANTSEV, V. *et al.* **Perdas de Energia em Redes Elétricas dos Sistemas de Potência.** Energoatomizdat, Moskow, p.365, 1983. (em Russo)

WILLIS, H.L.; BROOKS, C.L. **An Interactive End-Use Electric Load Model for Microcomputer Implementation.** IEEE Transactions on PAS, p.3693-3700, nov. 1983.

WU, J.S. **A Petri-Net Algorithm for Multiple Contingencies of Distribution System Operation.** IEEE Transactions on Power Systems, v.13, n.3, p.1164-1171, 1998.

WU, J.S.; LEE, T.S.; TZENG, Y.M.; CHEN, C.S. **Enhancement of an Object-Oriented Expert System for Contingency Load Transfer of Distribution System.** Electric Power Systems Research, n.42, p.87-94, 1997.

ZADEH, L. A. **Fuzzy Sets, Information and Control.** V.8, 1965.

ZELEZCO, Y. **Escolha de Meios para Redução das Perdas de Energia em Redes Elétricas.** Energoatomizdat, Moskow, p.175, 1989. (em Russo)

ZIMMERMANN, H. J. **Fuzzy Sets Theory and Its Applications.** Boston/Dordrecht/London, Kluwert, 1990.

ANEXO A

VALORES UNITÁRIOS DE RESISTÊNCIA E REATÂNCIA DOS CONDUTORES

Na tabela abaixo, estão representados os valores unitários de resistência e de reatância para os condutores usualmente utilizados em redes de distribuição:

Tabela A.1: Valores unitários de resistência e de reatância dos condutores.

Condutor	R1	X1	Capacidade Nominal (A)
1#1/0CA	0.6047	0.9683	203
1#1/0CAA	0.6908	1.0383	220
1#1CA	0.6047	0.9683	203
1#1CAA	0.6908	1.0383	220
1#2CA	0.9633	0.9873	152
1#2CAA	1.0503	1.0439	160
1#397.5CAZ	31.0490	1.1640	6
1#3CAZ	31.0490	1.1640	6
1#477CAZ	31.0490	1.1640	6
1#4CA	1.5289	1.0160	114
1#4CAA	1.5973	1.0401	125
1#4CAZ	31.0490	1.1640	6
1#4CC	0.9434	1.0091	163
1#5CAA	1.5973	1.0401	125
1#6CAA	2.4736	1.0488	80
1#6CC	1.4978	1.0265	121
1#8CC	2.3617	1.0439	72
1#C11.9CA	31.0490	1.1640	6
1#C11.9CAA	31.0490	1.1640	6
1#C11.9CAZ	31.0490	1.1640	6
1#F3.09CAA	31.0490	1.1640	6
1#F3.09CAZ	31.0490	1.1640	6
2#1/0CA	0.6047	0.4483	203
2#1/0CAA	0.6908	0.5183	220
2#1CA	0.6047	0.4483	203
2#2CA	0.9633	0.4673	152
2#2CAA	1.0503	0.5239	160
2#3CAZ	31.0490	1.1640	6
2#4CA	1.5289	0.4960	114
2#4CAA	1.5973	0.5201	125
2#4CC	0.9434	0.4891	163
2#6CA	2.4301	0.5022	80
2#6CAA	2.4736	0.5288	80

2#6CC	1.4978	0.5065	121
2#8CC	2.3617	0.5239	72
2#C11.9CAZ	31.0490	1.1640	6
2#F3.09CAZ	31.0490	1.1640	6
3#1/OCA	0.6047	0.4483	203
3#1/OCAA	0.6908	0.5183	220
3#1/OCC	0.3773	0.4499	305
3#1CA	0.6047	0.4483	203
3#1CAA	0.6908	0.5183	220
3#1CC	0.3773	0.4499	305
3#2/OCA	0.4792	0.4410	235
3#2/OCAA	0.5563	0.5090	250
3#2CA	0.9633	0.4673	152
3#2CAA	1.0503	0.5239	160
3#2CC	0.5991	0.4717	226
3#3/OCA	0.3810	0.4323	271
3#3/OCAA	0.4494	0.4965	290
3#3/OCC	0.2374	0.4325	412
3#336.4	0.1908	0.4007	419
3#336.4CA	0.1908	0.4007	419
3#336.4CAA	0.1902	0.3871	428
3#336.4CC	0.1908	0.4007	419
3#397.5CAA	0.1902	0.3871	428
3#3CAA	0.4494	0.4965	290
3#4/OCA	0.3021	0.4236	314
3#4/OCAA	0.3679	0.4717	330
3#4/OCC	0.1883	0.4232	477
3#4/OSUCA	0.3472	0.1367	537
3#477CA	0.1342	0.3888	519
3#477CAA	0.1342	0.3778	523
3#4CA	1.5289	0.4960	114
3#4CAA	1.5973	0.5201	125
3#4CC	0.9434	0.4891	163
3#6CA	2.4301	0.5022	80
3#6CAA	2.4736	0.5288	80
3#6CC	1.4978	0.5065	121
3#7CC	2.3617	0.5239	72
3#8CC	2.3617	0.5239	72
3#C11.9CAA	31.0490	1.1640	6
3#C11.9CAZ	31.0490	1.1640	6
3#F3.09CAZ	31.0490	1.1640	6

ANEXO B

PERDAS NOMINAIS DE POTÊNCIA DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Na tabela a seguir, estão listados os valores das perdas nominais de potência, em vazio e em carga, para os tipos de transformadores de distribuição mais usuais:

Tabela B.1: Perdas nominais de potência dos transformadores de distribuição.

Sn (kVA)	Vn (kV)	I (%)	Po (kW)	Qo (kVAr)	Z (%)	Pcc (kW)	Qcc (kVAr)
3	13.8	4.9	0.04	0.14	2.5	0.08	0.00
5	13.8	4.0	0.05	0.19	2.5	0.11	0.06
10	13.8	3.3	0.06	0.32	2.5	0.20	0.15
15	13.8	4.8	0.10	0.71	3.5	0.34	0.40
30	13.8	4.1	0.17	1.22	3.5	0.57	0.88
45	13.8	3.7	0.22	1.65	3.5	0.78	1.37
75	13.8	3.1	0.33	2.30	3.5	1.14	2.36
112.5	13.8	2.8	0.44	3.12	3.5	1.55	3.62
150	13.8	2.6	0.54	3.86	3.5	1.91	4.89
225	13.8	2.3	0.77	5.12	4.5	2.70	9.76
300	13.8	2.2	0.95	6.53	4.5	3.36	13.08
500	13.8	2.0	1.45	9.89	4.5	5.12	21.91
525	13.8	2.0	1.45	9.89	4.5	5.12	21.91
750	13.8	2.0	2.18	14.84	4.5	7.68	32.86
1000	13.8	2.0	2.90	19.79	4.5	10.24	43.82
3	23.1	5.7	0.04	0.17	2.5	0.08	0.00
5	23.1	4.8	0.05	0.23	2.5	0.12	0.04
10	23.1	4.0	0.07	0.39	2.5	0.22	0.13
15	23.1	5.7	0.11	0.85	4.0	0.39	0.46
30	23.1	4.8	0.18	1.43	4.0	0.65	1.01
45	23.1	4.3	0.25	1.92	4.0	0.87	1.58
75	23.1	3.6	0.36	2.68	4.0	1.28	2.72
112.5	23.1	3.2	0.49	3.57	4.0	1.73	4.16
150	23.1	3.0	0.61	4.46	4.0	2.15	5.60
225	23.1	2.7	0.82	6.02	5.0	2.91	10.87
300	23.1	2.5	1.02	7.43	5.0	3.60	14.56
500	23.1	2.0	1.45	9.89	4.5	5.12	21.91
525	23.1	2.0	1.45	9.89	4.5	5.12	21.91
750	23.1	2.0	2.18	14.84	4.5	7.68	32.86
1000	23.1	2.0	2.90	19.79	4.5	10.24	43.82

ANEXO C

PARÂMETROS ELÉTRICOS DA REDE DE MÉDIO PORTE

Na tese de Schmidt (2005) foi apresentada a topologia de uma rede de médio porte e seus parâmetros elétricos e, para comprovar a eficiência dos métodos propostos, representou-se a mesma rede na ferramenta desenvolvida. A análise comparativa dos resultados é realizada no Apêndice V.

A Figura C.1 ilustra o diagrama unifilar da rede, com tensão nominal de 13,8kV. Os dados de nós e de ramos são apresentados nas Tabelas C.1, C.2 e C.3, respectivamente.

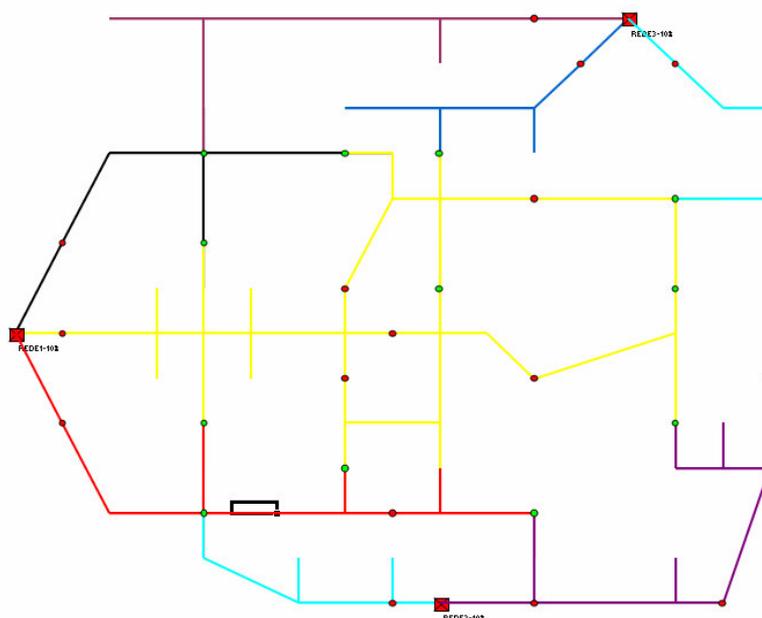


Figura C.1: Diagrama unifilar da rede de médio porte.

Tabela C.1: Dados de nós da rede de médio porte.

Nó	Tipo	Pot. ativa de carga (kW) (1)	Nó	Tipo	Pot. ativa de carga (kW) (1)
2	Carga	0	45	Carga	0
3		0	46		500
4		0	47		500
5		0	48		500
6		800	49		500
7		500	50		500
8		2000	51		300
9		100	52		500
10		100	54		2000
11		300	55		2000
12		800	56		0
13		800	57		1000
14		0	58		1000
15		0	59		600
16		300	60		1000
17		500	61		500
18		500	62		800
19		0	63		1000
20		800	64		0
21		100	65		2000
22		100	66		0
23		0	67		0
24		0	68		0
25		100	69		3000
26		0	70		0
27		100	72		1000
28		0	73		800
29		600	74		1000
30		500	75		2000
31		500	76		500
32		500	77		0
33		500	78		1000
34		0	79		800
35		0	80		300
36		0	81		1500
37		500	82		1000
38		0	83		700
39		500	84		1000
40		0	85		400
41		0	86		400
42		100	1		-
43		0	53		-
44		0	71		-
(1) Todas as cargas possuem fator de potência 1,0.					
			Total		42200

Fonte: SCHMIDT, H.P. (2005)

Tabela C.2: Dados de ramos da rede de médio porte.

Nó inicial	Nó final	Tipo	Compr. (km)	Cabo	Nó inicial	Nó final	Tipo	Compr. (km)	Cabo
2	4	Sem chave	2,0	Cabo_23	59	61	Sem chave	4,0	Cabo_23
3	6		6,0						
4	7		2,0						
5	8		6,0						
6	12		4,0						
7	9		2,0						
7	10		2,0						
7	11		2,0						
8	13		4,0						
11	14		4,0						
11	15		4,0						
11	16		2,0						
12	17		4,0						
12	18		4,0						
13	19		4,0						
13	20		4,0						
16	21		2,0						
16	22		2,0						
16	23		2,0						
24	28		2,0						
25	29		4,0						
26	30		2,0						
27	31		2,0						
28	32		2,0						
28	33	4,0							
29	34	2,0							
29	35	2,0							
30	36	2,0							
30	37	4,0							
31	43	2,0							
31	44	2,0							
31	45	2,0							
35	38	2,0							
35	39	3,0							
35	40	2,0							
37	41	1,0							
37	42	1,0							
46	48	4,0							
47	49	4,0							
48	50	3,0							
49	51	2,0							
49	52	4,0							
54	57	4,0							
55	62	2,0							
56	66	2,0							
57	58	2,0							
57	59	8,0							
59	60	4,0							
1	2	Com chave		Cabo_23	1	3	Com chave		0,1
1	5								
12	61								
13	76								
14	17								
15	19								
18	34								
20	24								
20	36								
23	25								
23	26								
23	27								
33	80								
38	64								
39	43								
40	46								
45	47								
48	69								
50	51								
52	85								
53	54								
53	55								
53	56								
70	86								
71	72								
71	77								
78	81								

Fonte: SCHMIDT, H.P. (2005)

Tabela C.3: Dados dos condutores da rede de médio porte.

Código da bitola	Resistência (Ω /km)	Resistência (Ω /km)	Corrente admissível (A)
Cabo_23	0,19	0,38	530

ANEXO D

ÍNDICES DE STUDENT E FISHER

A Tabela D.1 apresenta o índice de Student em função dos graus de liberdade (f_y) e nível de significância (α).

Tabela D.1: Índice de Student.

f_y (grau liberdade)	q (erro) α						
	0,2	0,1	0,05	0,02	0,01	0,005	0,001
1	3.08	6.31	12.71	31.82	63.66	127.32	636.62
2	1.89	2.92	4.3	6.97	9.93	14.09	31.6
3	1.64	2.35	3.18	4.54	5.85	7.45	12.94
4	1.53	2.13	2.78	3.75	4.6	5.6	8.61
5	1.48	2.02	2.57	3.37	4.03	4.77	6.86
6	1.44	1.94	2.45	3.14	3.71	4.32	5.96
7	1.42	1.9	2.37	3	3.5	4.03	5.44
8	1.4	1.86	2.31	2.9	3.36	3.83	5.04
9	1.38	1.83	2.26	2.82	3.25	3.69	4.78
10	1.37	1.81	2.23	2.76	3.17	3.58	4.59
11	1.36	1.80	2.2	2.72	3.11	3.5	4.44
12	1.36	1.78	2.18	2.68	3.06	4.43	4.32
13	1.35	1.77	2.16	2.65	3.01	3.337	4.22
14	1.34	1.76	2.15	2.62	2.98	3.33	4.14
15	1.34	1.75	2.13	2.6	2.95	3.29	4.07
16	1.34	1.75	2.12	2.58	2.92	3.25	4.02
17	1.33	1.74	2.11	2.57	2.9	3.22	3.97
18	1.33	1.73	2.1	2.55	2.88	3.2	3.92
19	1.33	1.73	2.09	2.54	2.86	3.17	3.88
20	1.33	1.73	2.09	2.53	2.85	3.15	3.85
21	1.32	1.72	2.08	2.52	2.83	3.14	3.82
22	1.32	1.72	2.07	2.51	2.82	3.12	3.79
23	1.32	1.71	2.07	2.5	2.82	3.1	3.77
24	1.32	1.71	2.06	2.49	2.8	3.09	3.75
27	1.31	1.7	2.05	2.47	2.77	3.06	3.69
30	1.31	1.7	2.04	2.46	2.75	3.03	3.65
60	1.3	1.67	2	2.39	2.66	3.9	3.46
120	1.29	1.66	1.98	2.36	2.62	2.86	3.37

Fonte: Guseinov e Mamedyarov (1988)

Já a Tabela D.2 apresenta o índice de Fisher em função dos graus de liberdade f_1 e f_2 .

Tabela D.2: Índice de Fisher.

f_2	f_1									
	1	2	3	4	5	6	12	24	50	100
1	161,4	199,8	215,7	224,6	230,2	234	244,9	249	251,8	254,3
2	18,5	19	19,2	19,3	19,3	19,3	19,4	19,5	19,5	19,8
3	10,1	9,6	9,3	9,1	9	8,9	8,7	8,6	8,6	8,5
4	7,7	6,9	6,6	6,4	6,3	6,2	5,9	5,8	5,7	5,6
5	6,6	5,8	5,4	5,2	5,1	5	4,7	4,5	4,4	4,4
6	6	5,1	4,8	4,5	4,4	4,3	4	3,8	3,8	3,7
7	5,6	4,7	4,4	4,1	4	3,9	3,6	3,4	3,3	3,2
8	5,3	4,5	4,1	3,8	3,7	3,6	3,3	3,1	3	2,9
9	5,1	4,3	3,9	3,6	3,5	3,4	3,1	2,9	2,8	2,7
10	5	4,1	3,7	3,5	3,3	3,2	2,9	2,7	2,6	2,5
11	4,8	4	3,6	3,4	3,2	3,1	2,8	2,6	2,5	2,4
12	4,8	3,9	3,5	3,3	3,1	3	2,7	2,5	2,4	2,3
13	4,7	3,8	3,4	3,2	3	2,9	2,6	2,4	2,3	2,2
14	4,6	3,7	3,3	3,1	3	2,9	2,5	2,3	2,2	2,1
15	4,5	3,7	3,3	3,1	2,9	2,8	2,5	2,3	2,2	2,1
16	4,5	3,6	3,2	3	2,9	2,7	2,4	2,2	2,1	2
20	4,4	3,5	3,1	2,9	2,7	2,6	2,3	2,1	2	1,8
30	4,2	3,3	2,9	2,7	2,5	2,4	2,1	1,9	1,8	1,6
40	4,1	3,2	2,8	2,6	2,5	2,3	2	1,8	1,7	1,5
50	4	3,2	2,8	2,6	2,4	2,3	2	1,7	1,6	1,4
100	3,9	3	2,7	2,5	2,3	2,2	1,9	1,6	1,5	1,3
∞	3,9	3	2,6	2,4	2,2	2,1	1,8	1,5	1,4	1

Fonte: Guseinov e Mamedyarov (1988)

APÊNDICE I

MODELAGEM DOS ELEMENTOS ELÉTRICOS

(a) Subestação

A subestação é considerada a fonte de energia dos sistemas de distribuição, sendo imprescindível conhecer o comportamento das grandezas elétricas (tensão, corrente, potências ativa e reativa...) na sua barra.

Essas informações são utilizadas em dois momentos no programa computacional. No primeiro, antes de realizar o cálculo do fluxo de potência, o usuário deve informar o valor de tensão na barra da subestação, para a condição de carga que está sendo analisada. Caso não seja conhecida essa informação, pode-se utilizar a tensão nominal do sistema.

No segundo, podem-se ajustar os valores de potência, ativa e reativa, dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários, em função dos valores reais medidos na subestação, saída do alimentador, para uma mesma condição de carga.

Esses dados, futuramente, podem ser recebidos automaticamente através dos sistemas de medidas remotas instalados nas subestações.

(b) Parâmetros Elétricos das Redes de Distribuição

As redes de distribuição são representadas por uma impedância em série, resistência e reatância, sendo desprezadas as capacitâncias para a terra devido ao seu pequeno valor (Figura I.1).

$$\vec{Z} = r \cdot L + j x_L \cdot L \quad (I.1)$$

Onde:

- \vec{Z} = impedância do trecho de rede por fase (Ω);
 - r = resistência unitária por fase (Ω/km);
-

- x_L = reatância indutiva unitária por fase (Ω/km);
- L = comprimento do trecho de rede (km).

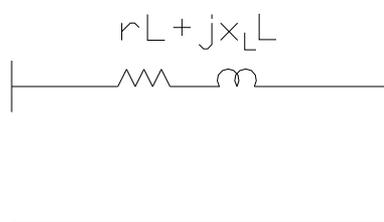


Figura I.1: Representação dos parâmetros elétricos das redes de distribuição.

Está incluído no programa um banco de dados, contendo os valores unitários de resistência e de reatância, para os condutores usualmente empregados em redes de distribuição. Esses valores são listados no Anexo A.

Assim, para modelagem das redes, é suficiente que as concessionárias tenham o cadastro do comprimento, da quantidade de fases e do tipo de condutor utilizado em cada trecho de rede.

(c) Reguladores de Tensão

O regulador de tensão possui um enrolamento de excitação, ligado em paralelo com a rede, o qual induz no enrolamento série uma tensão que é adicionada ou subtraída automaticamente da tensão do lado fonte (NBR 11809, 1992), conforme o valor de tensão referência ajustado (Figura I.2).

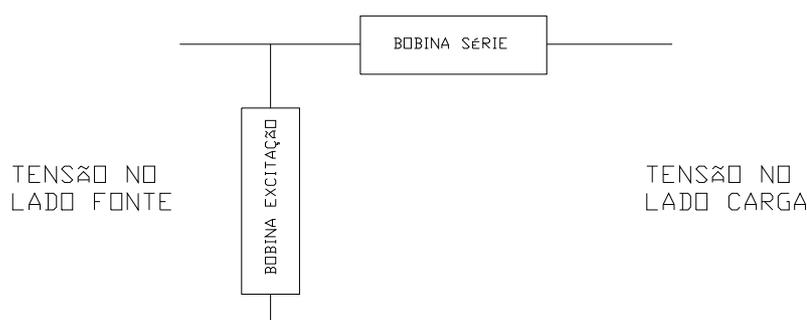


Figura I.2: Esquema de ligação do regulador de tensão.

Dessa maneira, seu funcionamento no programa pode ser descrito como segue: compara-se a tensão de entrada do regulador com a tensão de referência. Caso exista diferença, o software propicia uma regulagem de até -10% ou +10% na tensão de entrada, resultando em uma tensão de saída idêntica ou mais próxima possível da tensão de referência ajustada.

Para modelagem dos reguladores, necessita-se das concessionárias a informação dos seus locais de instalação, características nominais e seus respectivos ajustes.

(d) Bancos de Capacitores

Para se aproximar mais de uma situação real, modelou-se a impedância dos bancos de capacitores com um comportamento constante em função da tensão aplicada (OLIVEIRA, SCHMIDT, KAGAN et al., 1996). Assim, tem-se:

$$X = \frac{U_n^2}{Q_{gn}} \quad (I.2)$$

Onde:

- X = reatância do banco de capacitor (Ω);
- U_n = tensão nominal do banco de capacitor (kV);
- Q_{gn} = potência reativa gerada com tensão nominal (MVar).

Para qualquer valor de tensão U aplicada ao banco, a potência reativa gerada é dada por:

$$Q_g = \frac{U^2}{X} = \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cdot Q_{gn} \quad (I.3)$$

Onde:

- Q_g = potência reativa gerada pelo banco de capacitor (kVAr);
 - U = tensão aplicada ao banco de capacitor (kV);
 - U_n = tensão nominal do banco de capacitor (kV);
-

- Q_{gn} = potência reativa gerada com tensão nominal (kVAr).

Ou seja, a potência reativa gerada varia quadraticamente com a tensão aplicada.

Para representação dos bancos, é necessário que as seguintes informações estejam disponíveis nas concessionárias: os locais de instalação, as suas características nominais (potência e tensão) e os seus regimes de operação.

(e) Equipamentos de Proteção e de Manobra

Os equipamentos de proteção (chaves fusíveis, chaves fusíveis repetidoras e religadores) e de manobra (chaves faca e chaves com operação sobcarga) são considerados no programa como chaves que interligam dois pontos da rede, constando à indicação do seu estado (aberto ou fechado), além de suas características técnicas.

Esses equipamentos são usualmente utilizados no programa para reconfiguração dos sistemas de distribuição, através da sua abertura ou do seu fechamento. Os dispositivos de proteção também são empregados como restrição em determinadas aplicações, ou seja, o software deve garantir a não violação dos ajustes de proteção em função das alterações da topologia elétrica, evitando assim o desarme por sobrecarga.

(f) Transformadores de Distribuição

Os transformadores de distribuição são geralmente especificados por seus valores de perdas, corrente de excitação e impedância percentual. Para determinar esses parâmetros, são realizados dois tipos de ensaios de rotina nos transformadores (SIMONE, 1998).

1) Perdas em vazio e corrente de excitação: verifica-se a corrente e a potência consumida pelo transformador operando em vazio. São as perdas que ocorrem no núcleo do transformador, por isso, também são conhecidas como perdas no ferro. É a energia consumida, na forma ativa, devido às perdas por efeito Histerese e por correntes parasitas de Foucault; na forma reativa, à excitação magnética do núcleo. Não dependem das variações de temperatura e da corrente de carga, mas sim da tensão aplicada sobre as bobinas. O ensaio é realizado aplicando a tensão nominal nos terminais de baixa tensão do transformador, com os terminais de alta tensão sem carga.

2) Perdas em carga e impedância percentual: verifica-se a impedância percentual e a potência consumida pelo transformador operando em plena carga. São as perdas que ocorrem nos enrolamentos dos transformadores, por isso, também são conhecidas como perdas no cobre. Manifestam-se, na perda ativa, sob a forma de calor (efeito Joule); na perda reativa, como a energia armazenada na forma de fluxos magnéticos dispersos na unidade transformadora. Dependem diretamente da carga do transformador e das condições de temperatura dos enrolamentos. O ensaio é realizado aplicando a corrente nominal nos terminais de alta tensão do transformador, com os terminais de baixa tensão curto-circuitados.

A novidade do programa, com relação aos convencionais, é que as perdas nos transformadores de distribuição são consideradas no processo de cálculo do fluxo de potência. Para isso, criou-se um banco de dados contendo os valores das perdas nominais de potência, em vazio e em carga, para os tipos de transformadores mais usuais, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais. Esses valores estão listados no Anexo B (NBR 5440, 1997).

Com a finalidade de obter resultados mais próximos da situação real, as perdas são calculadas levando em consideração a tensão e a carga aplicadas aos transformadores, para cada instante de tempo. Assim sendo, para condições nominais:

$$\Delta P_{TDn} = \Delta P_{0n} + \Delta P_{cn} = \frac{U_n^2}{R_{Fe}} + R_{cc} \cdot I_n^2 \quad (I.4)$$

Onde:

- ΔP_{TDn} = perda nominal de potência ativa no transformador de distribuição (kW);
- ΔP_{0n} = perda nominal de potência ativa em vazio (kW);
- ΔP_{cn} = perda nominal de potência ativa em carga (kW);
- U_n = tensão nominal do transformador (kV);
- I_n = corrente nominal do transformador (A);
- R_{Fe} = resistência do ferro (Ω);
- R_{cc} = resistência interna do enrolamento (k Ω).

Para qualquer valor de tensão U e de corrente I aplicadas ao transformador, considerando a região normal de operação, a perda de potência ativa é dada por:

$$\Delta P_{TD} = \Delta P_0 + \Delta P_c = \frac{U^2}{R_{Fe}} + R_{cc} \cdot I^2 = \Delta P_{0n} \cdot \frac{U^2}{U_n^2} + \Delta P_{Cn} \cdot \frac{I^2}{I_n^2} \quad (I.5)$$

Onde:

- ΔP_{TD} = perda de potência ativa no transformador de distribuição (kW);
- ΔP_0 = perda de potência ativa em vazio (kW);
- ΔP_c = perda de potência ativa em carga (kW);
- U = tensão aplicada ao transformador (kV);
- I = corrente aplicada ao transformador (A).

Substituindo a corrente, resulta em:

$$\Delta P_{TD} = \Delta P_{0n} \cdot \frac{U^2}{U_n^2} + \Delta P_{Cn} \cdot \frac{S^2}{S_n^2} \cdot \frac{U_n^2}{U^2} \quad (I.6)$$

Onde:

- S_n = potência nominal do transformador de distribuição (kVA);
- S = potência aplicada ao transformador (kVA).

Analogamente, define-se a seguinte expressão para a perda de potência reativa:

$$\Delta Q_{TD} = \Delta Q_{0n} \cdot \frac{U^2}{U_n^2} + \Delta Q_{Cn} \cdot \frac{S^2}{S_n^2} \cdot \frac{U_n^2}{U^2} \quad (I.7)$$

Onde:

- ΔQ_{TD} = perda de potência reativa no transformador de distribuição (kVAr);
- ΔQ_{0n} = perda nominal de potência reativa em vazio (kVAr);
- ΔQ_{Cn} = perda nominal de potência reativa em carga (kVAr).

Dessa maneira, as únicas informações necessárias das concessionárias para representação dos transformadores de distribuição são suas características nominais: potência e tensão.

(g) Fontes de Geração Distribuída

A geração distribuída (GD) constitui-se em novo enfoque para a geração de energia elétrica. Diferentemente da geração centralizada, que responde pela grande maioria do fornecimento de energia no mundo, a GD caracteriza-se por não ser despachada por linhas de transmissão e por ser de pequeno porte quando sua potência é comparada aos demais tipos de centrais de geração (BERNARDON, CANHA, POPOV et al., 2003). Como suas fontes possuem uma geração em pequena escala, fornecem energia elétrica em um local próximo aos consumidores. Por isso, uma das opções é conectá-las nos terminais de baixa tensão dos transformadores de distribuição (BERNARDON, CANHA, POPOV et al., 2004). Entre as diversas tecnologias de GD, destacam-se: a hidráulica, a eólica, a solar, as células combustíveis, entre outras.

O programa permite a análise da influência de fontes de geração distribuída nos sistemas de distribuição. Para isso, é necessário apenas que se conheça a curva de geração das fontes (valores das potências injetadas no sistema) e os seus locais de instalação.

APÊNDICE II

COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS PARA REPRESENTAÇÃO DA TOPOLOGIA ELÉTRICA

(a) Método Matricial

O método mais usual para representação da topologia das redes elétricas é baseado no uso de dois tipos de matrizes (matrizes de incidência). A primeira reflete a incidência dos nós nas ligações dos ramos. Ela é retangular, sendo que a quantidade de linhas corresponde ao número de nós; a de colunas, ao número de ramos.

$$|M| = \begin{vmatrix} M_{11} & M_{12} & \dots & M_{1j} \\ M_{21} & M_{22} & \dots & M_{2j} \\ \dots & & & \\ M_{i1} & M_{i2} & \dots & M_{ij} \end{vmatrix}$$

O elemento de matriz M_{ij} caracteriza a ligação do nó i no ramo j , e pode assumir um dos seguintes valores:

- $M_{ij} = 1$, se o nó i é o nó inicial para o ramo j ;
- $M_{ij} = -1$, se o nó i é o nó final para o ramo j ;
- $M_{ij} = 0$, se o nó i não está ligado diretamente com o ramo j .

Por exemplo, para a rede representada na Figura II.1, a matriz $|M|$ tem a seguinte forma:

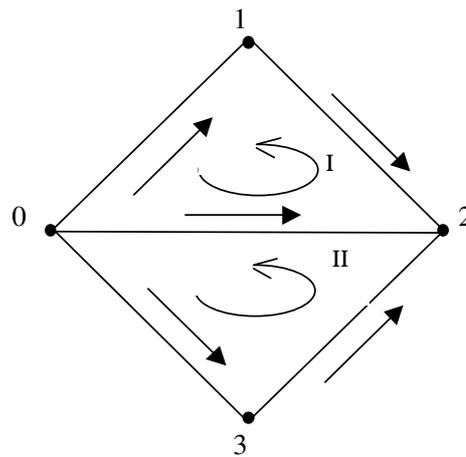


Figura II.1: Exemplo de rede elétrica.

Nós	Ramos				
	0-1	0-2	0-3	1-2	3-2
1	-1	0	0	+1	0
2	0	-1	0	-1	-1
3	0	0	-1	0	+1

Quadro II.1: Matriz de incidência dos nós nas ligações dos ramos.

$$|M| = \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & +1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & +1 \end{vmatrix}$$

Além disso, para a especificação da configuração das redes em anel, precisa-se criar uma segunda matriz, a qual reflete a incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede. Esta também é retangular, sendo que a quantidade de linhas corresponde ao número de circuitos independentes da rede; a de colunas, ao número de ramos.

$$|N| = \begin{vmatrix} N_{11} & N_{12} & \dots & N_{1j} \\ N_{21} & N_{22} & \dots & N_{2j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{i1} & N_{i2} & \dots & N_{ij} \end{vmatrix}$$

Cada elemento N_{ij} da matriz pode assumir um dos seguintes valores:

- $N_{ij} = +1$, se o ramo j pertence ao circuito i e coincide com a direção escolhida para análise do circuito i ;
- $N_{ij} = -1$, se o ramo j pertence ao circuito i e não coincide com a direção escolhida para análise do circuito i ;
- $N_{ij} = 0$, se o ramo j não pertence ao circuito i .

Por exemplo, para a rede da Figura II.1, constrói-se a seguinte matriz:

Circuitos	Ramos				
	0-1	0-2	0-3	1-2	3-2
I	-1	+1	0	-1	0
II	0	-1	+1	0	+1

Quadro II.2: Matriz de incidência dos ramos nos circuitos fechados da rede.

$$|N| = \begin{vmatrix} -1 & +1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & +1 & 0 & +1 \end{vmatrix}$$

A representação da configuração elétrica por meio de matrizes é um método universal e pode ser utilizado tanto para redes em anel quanto para as radiais.

Visto que normalmente os sistemas de distribuição operam radialmente, é demonstrado como empregar as matrizes para calcular o fluxo de carga somente para essa configuração. A título de dados iniciais, utiliza-se o vetor das correntes nos nós, como:

$$|J| = \begin{vmatrix} \bullet \\ J_1 \\ \bullet \\ J_2 \\ \dots \\ \bullet \\ J_n \end{vmatrix}$$

Já o vetor das correntes nos ramos é representado por:

$$\begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{I} \\ | \\ \bullet \end{matrix} = \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{I}_1 \\ | \\ \bullet \\ | \\ \mathbf{I}_2 \\ | \\ \bullet \\ | \\ \dots \\ | \\ \bullet \\ | \\ \mathbf{I}_n \\ | \\ \bullet \end{matrix}$$

Assim, para qualquer nó da rede é válida a seguinte relação:

$$|\mathbf{M}| \cdot \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{I} \\ | \\ \bullet \end{matrix} = \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{J} \\ | \\ \bullet \end{matrix}$$

Multiplicando as duas partes da igualdade por $|\mathbf{M}|^{-1}$, tem-se:

$$|\mathbf{M}|^{-1} \cdot |\mathbf{M}| \cdot \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{I} \\ | \\ \bullet \end{matrix} = |\mathbf{M}|^{-1} \cdot \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{J} \\ | \\ \bullet \end{matrix}$$

Simplificando, resulta em:

$$\begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{I} \\ | \\ \bullet \end{matrix} = |\mathbf{M}|^{-1} \cdot \begin{matrix} \bullet \\ | \\ \mathbf{J} \\ | \\ \bullet \end{matrix}$$

Ou seja, para determinar as correntes nos ramos, basta multiplicar o vetor das correntes nos nós pelo inverso da matriz de incidência.

Para a rede representada na Figura II.2, o fluxo de carga pode ser definido da seguinte forma:

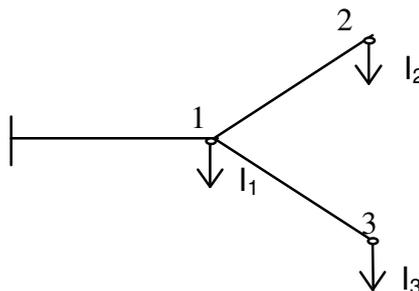


Figura II.2: Exemplo de rede elétrica radial.

Primeiramente, forma-se o vetor das correntes nos nós:

$$\begin{vmatrix} \bullet \\ \mathbf{J} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix}$$

Após, constrói-se a matriz de incidência:

Nós	Ramos		
	0-1	1-2	1-3
1	-1	1	1
2	0	-1	0
3	0	0	-1

Quadro II.3: Matriz de incidência para a rede da Figura II.2.

$$|\mathbf{M}| = \begin{vmatrix} -1 & 1 & 1 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{vmatrix}$$

Realizando a inversão da matriz $|\mathbf{M}|$, tem-se:

$$|\mathbf{M}|^{-1} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Dessa maneira, a corrente nos ramos é determinada por:

$$\begin{vmatrix} \bullet \\ \mathbf{I} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} I_1 + I_2 + I_3 \\ I_2 \\ I_3 \end{vmatrix}$$

A Figura III.3 ilustra o fluxo de carga para a rede analisada:

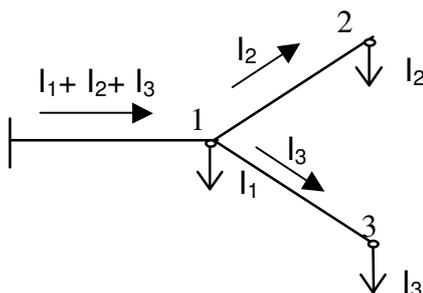


Figura II.3: Representação do fluxo de carga.

Entretanto, para sistemas de distribuição reais, a matriz $|M|$ pode ter uma dimensão bastante elevada, com poucos elementos diferentes de zero. Essas condições não permitem o emprego racional da memória do computador, além disso, os problemas computacionais crescem com o aumento da dimensão da matriz de incidência. Por isso, neste trabalho foi proposto um novo método para representação das redes de distribuição radiais que considera apenas a informação sobre as ligações que existem de fato, dispensando o uso de matrizes.

(b) Método Proposto

Para a rede representada na Figura II.2, constrói-se os seguintes conjuntos de ramos e nós:

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r
0	1	1	-
1	2	2	1
1	3	3	1

Quadro II.4: Conjunto de ramos para a rede da Figura II.2.

Nó	Característica α_n	Característica β_n
1	1	1
3	2	3
2	3	2

Quadro II.5: Conjunto de nós para a rede da Figura II.2.

Para o cálculo do fluxo de carga, completa-se o conjunto de nós com as respectivas correntes de cada nó, assim:

Nó	Característica α_n	Característica β_n	Corrente
1	1	1	I_1
3	2	3	I_3
2	3	2	I_2

Quadro II.6: Conjunto de nós acrescido dos valores de corrente.

O procedimento para se obter as correntes em todos ramos da rede consiste em duas etapas. Na primeira, realiza-se um ciclo no conjunto de nós, acrescentando os valores de corrente no conjunto de ramos através do parâmetro β_n :

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Corrente
0	1	1	-	I_1
1	2	2	1	I_2
1	3	3	1	I_3

Quadro II.7: Conjunto de ramos acrescido dos valores de corrente.

Na segunda, acumulam-se as correntes desde os trechos finais até a subestação conforme os valores de β_r :

Nó Inicial	Nó Final	Característica α_r	Característica β_r	Corrente
0	1	1	-	$I_1 + I_2 + I_3$
1	2	2	1	I_2
1	3	3	1	I_3

Quadro II.8: Representação dos valores de corrente para cada trecho da rede.

A Figura II.4 ilustra o fluxo de carga para a rede considerada:

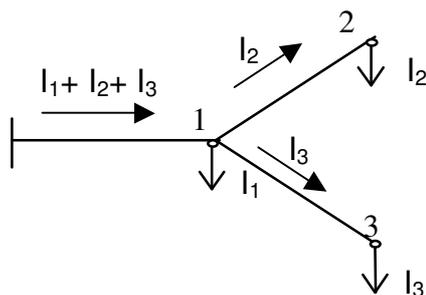


Figura II.4: Representação do fluxo de carga.

Ou seja, o resultado obtido é idêntico ao uso da matriz de incidência, porém a vantagem do algoritmo proposto é que considera somente as informações sobre as ligações que existem de fato, o que otimiza o processo, uma vez que os sistemas de distribuição reais possuem uma elevada dimensão. Além disso, o método empregado para calcular o fluxo de carga é muito simples.

APÊNDICE III

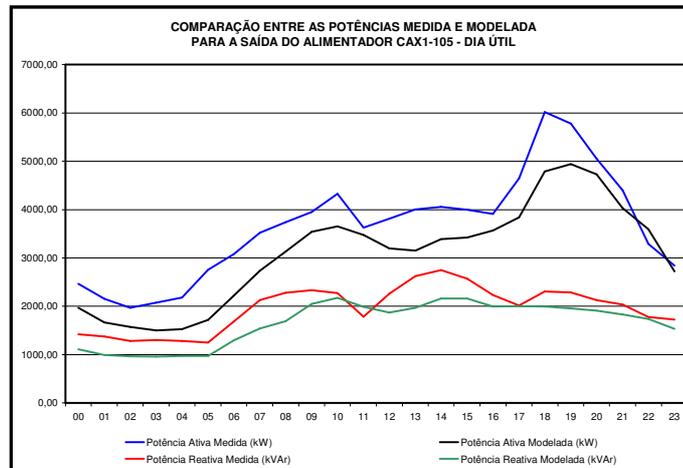
COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE COORDENAÇÃO DE CARGAS

Este item tem o propósito de verificar o processo de coordenação de cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários em função das medidas disponíveis na subestação, saída dos alimentadores.

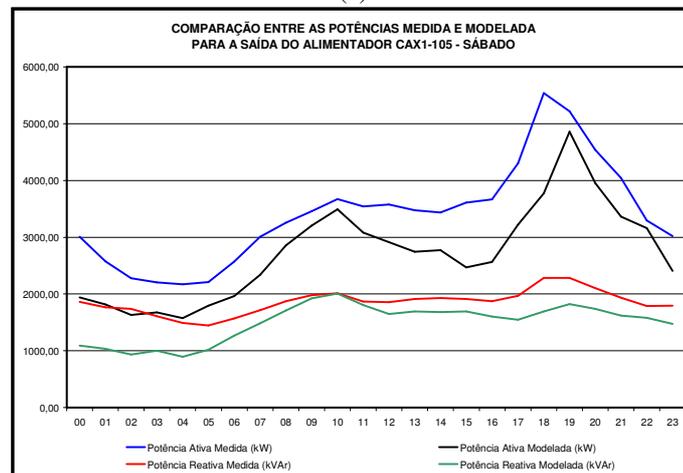
É analisada a influência do método convencional (ajuste pelos valores de carga) e do método proposto (ajuste pelos valores de carga e de variância) nas cargas inicialmente modeladas através das curvas típicas.

Escolheu-se como objeto de estudo um alimentador da concessionária de energia elétrica, no qual se instalaram medidores de grandezas elétricas em dois transformadores de distribuição, lado de baixa tensão, obtendo-se os seguintes resultados (Figuras III.1, III.2 e III.3):

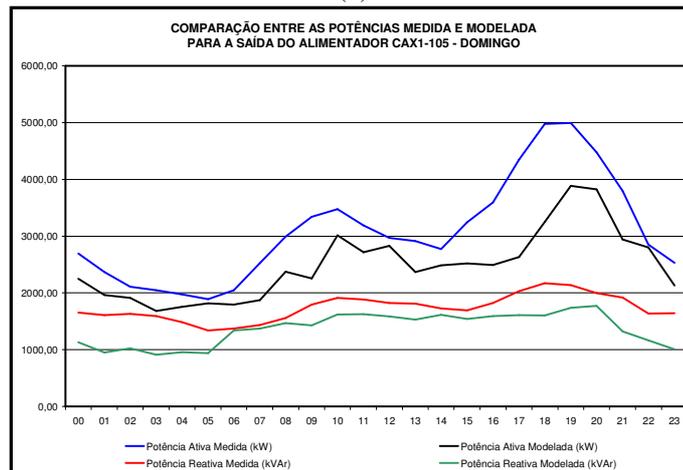
Saída do alimentador



(a)



(b)



(c)

Figura III.1: Comparação entre as potências medida e modelada para a saída do alimentador: a) dia útil b) sábado c) domingo.

Transformador de distribuição com potência nominal de 75kVA

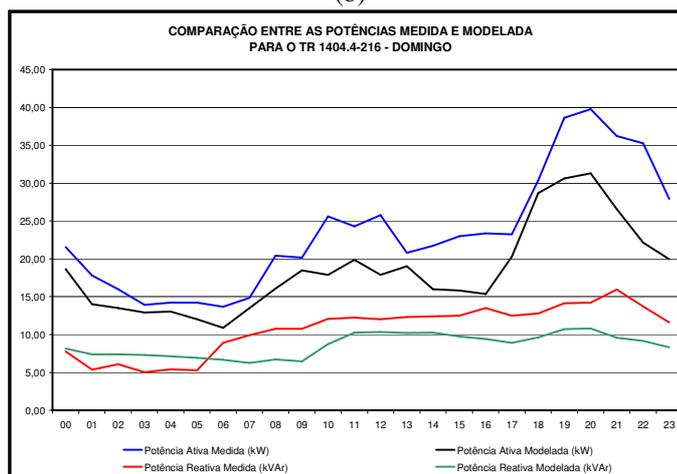
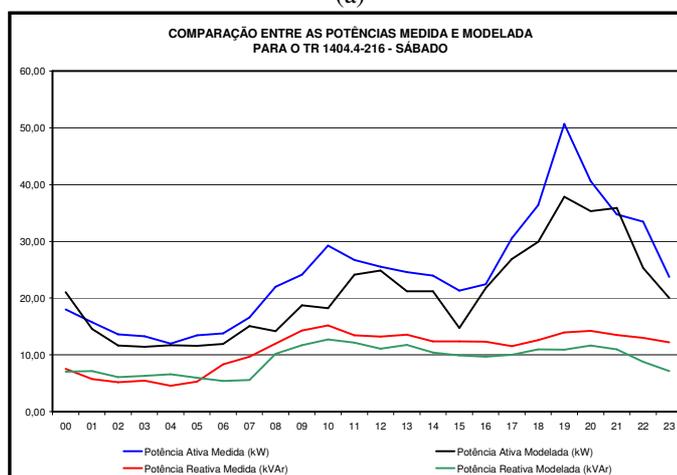
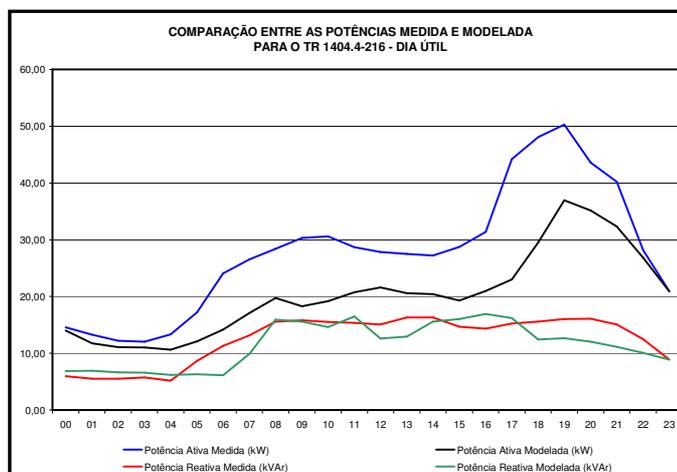
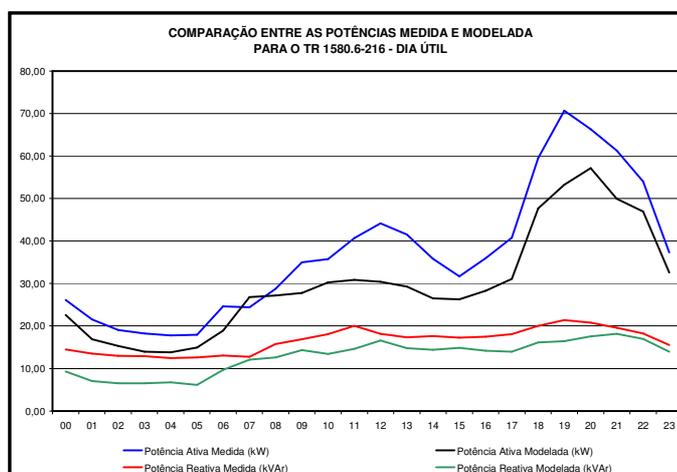
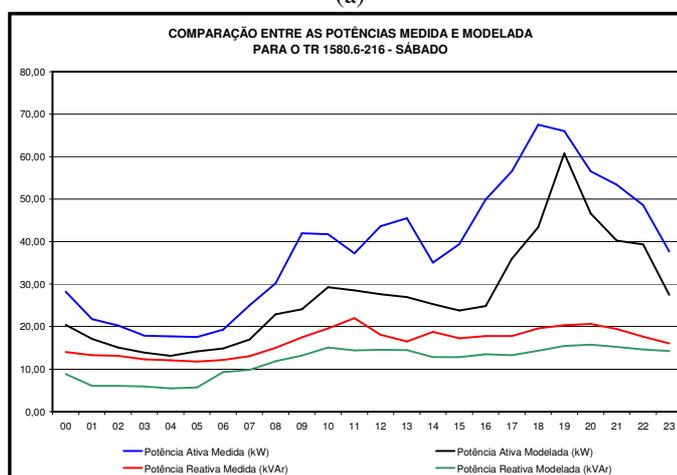


Figura III.2: Comparação entre as potências medida e modelada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.

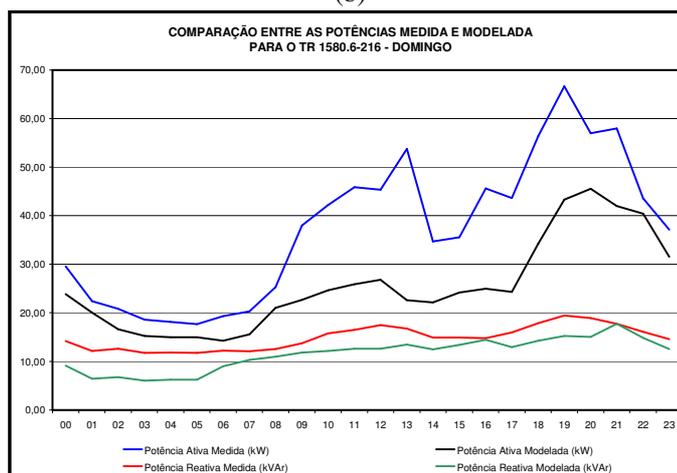
Transformador de distribuição com potência nominal de 112,5kVA



(a)



(b)



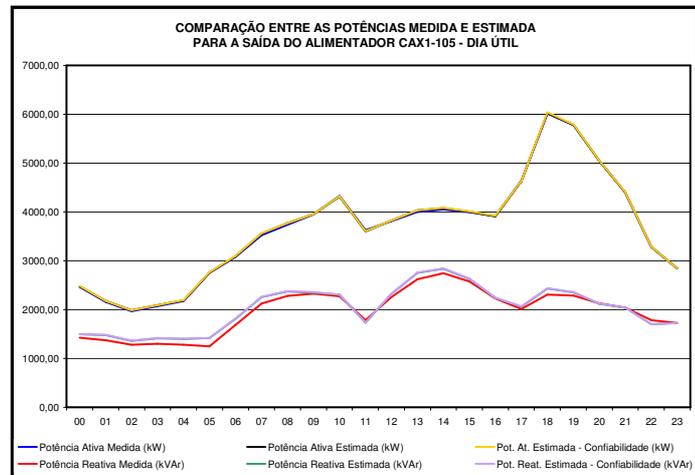
(c)

Figura III.3: Comparação entre as potências medida e modelada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.

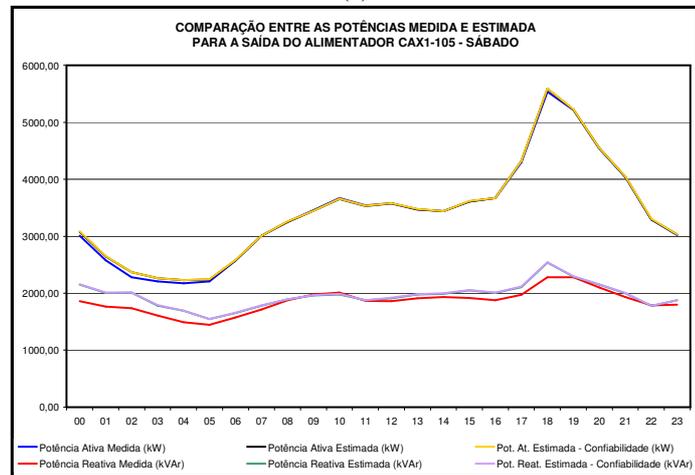
As curvas modeladas, em comparação às curvas medidas, apresentam um comportamento bem similar, porém com uma certa diferença nos valores, que tende a diminuir com a coordenação de cargas.

Como a proposta é analisar as curvas de carga para dia útil, sábado e domingo, realizou-se o cálculo de fluxo de potência e coordenação de cargas, para esse período, registrando os valores estimados como segue (Figuras III.4, III.5 e III.6):

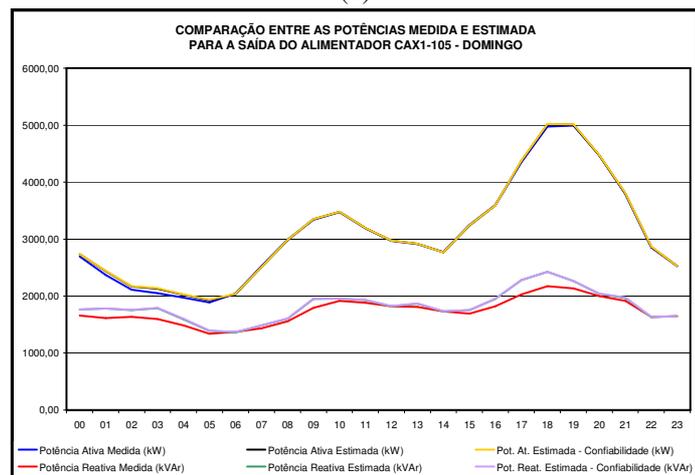
Saída do alimentador



(a)



(b)



(c)

Figura III.4: Comparação entre as potências medida e estimada para a saída do alimentador: a) dia útil b) sábado c) domingo.

Transformador de distribuição com potência nominal de 75kVA

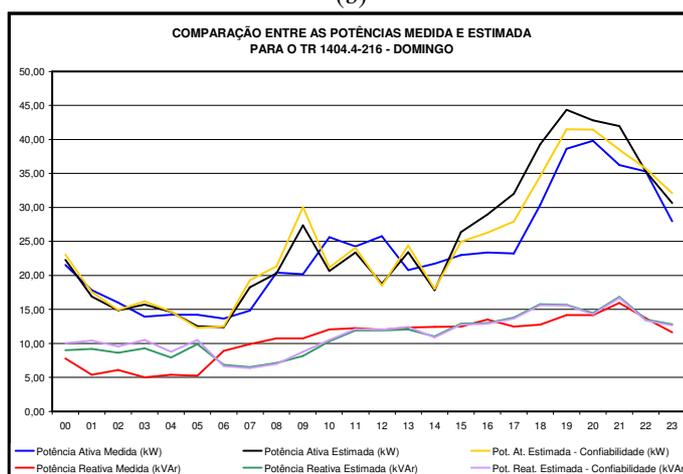
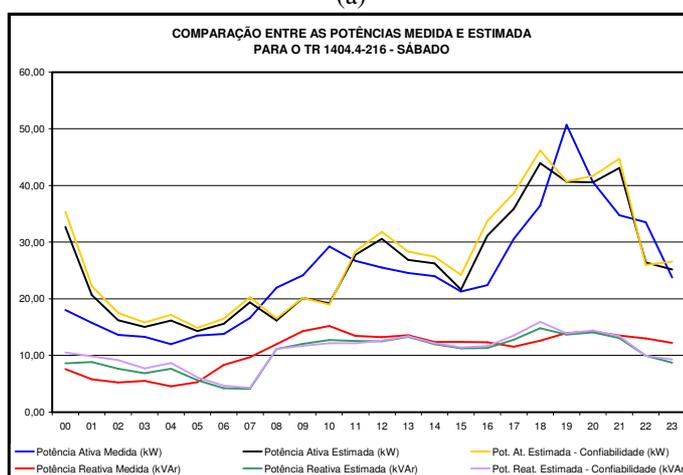
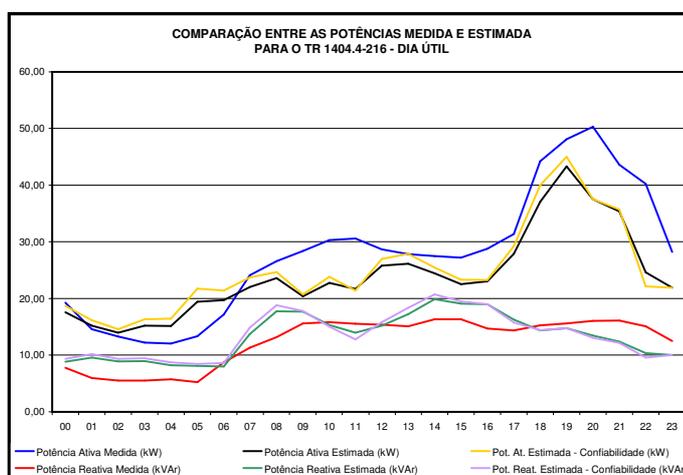
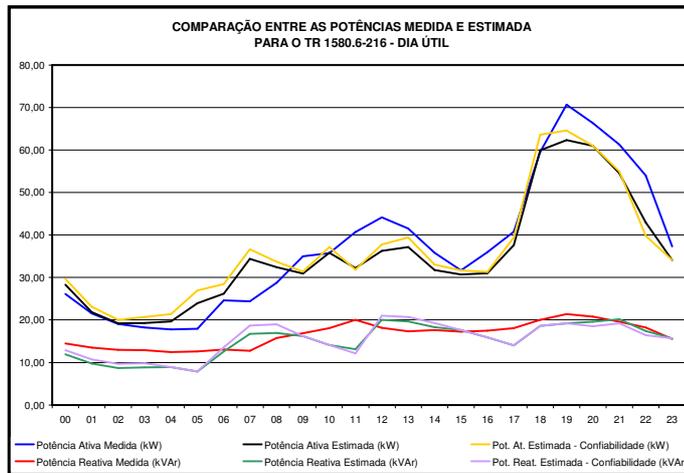
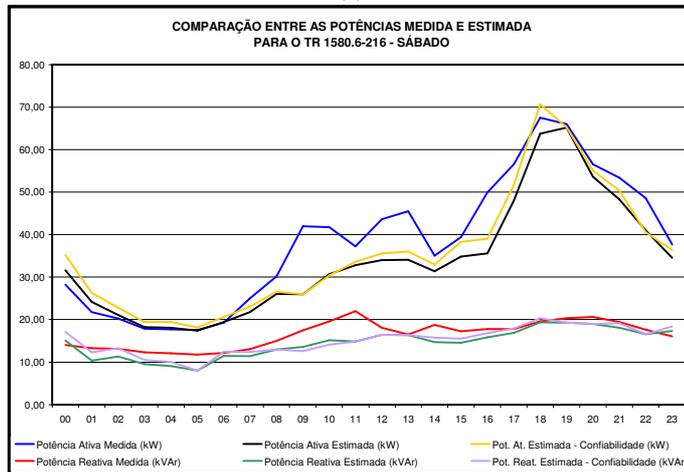


Figura III.5: Comparação entre as potências medida e estimada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.

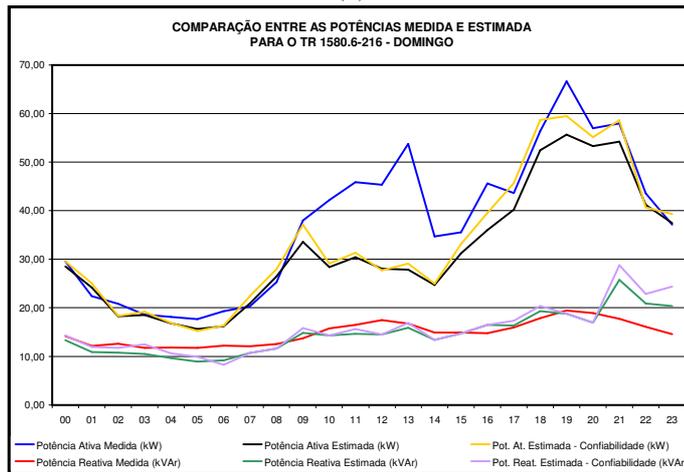
Transformador de distribuição com potência nominal de 112,5kVA



(a)



(b)



(c)

Figura III.6: Comparação entre as potências medida e estimada para o transformador de distribuição: a) dia útil b) sábado c) domingo.

Conforme esperado, após a coordenação de cargas, as curvas medida e estimada, para a saída do alimentador, são praticamente idênticas. Também se verifica que, em ambos os métodos de coordenação, as curvas de carga estimadas para os dois transformadores se aproximaram mais das curvas medidas, em comparação à modelagem inicial.

O método convencional acompanha a diferença de carga entre as curvas medida e modelada para a saída do alimentador, distribuindo-a para os transformadores de distribuição e para os consumidores primários de forma proporcional aos seus valores de carga. Como a diferença foi positiva para praticamente todo o período, as cargas dos transformadores de distribuição e dos consumidores primários tiveram um acréscimo.

Nos dois transformadores monitorados, a carga medida também foi superior à modelada. Dessa maneira, teve-se uma aproximação dos valores reais com a coordenação. No entanto, se a carga medida fosse menor do que a modelada, a influência da coordenação seria negativa, pois aumentaria a diferença.

Visando minimizar esse problema, construiu-se o algoritmo proposto em função não só dos valores de carga, mas também da confiabilidade dos dados iniciais usados para a construção das curvas de carga típicas. Assim, as cargas modeladas com uma maior precisão têm uma menor alteração do que as menos precisas. Apesar de a diferença, nesse caso, ser pequena entre as cargas estimadas pelo método convencional e pelo proposto, nota-se uma maior aproximação do método proposto em comparação à situação real.

APÊNDICE IV

CONSTRUÇÃO DOS MODELOS DE PLANEJAMENTO DE EXPERIMENTOS

Aplicou-se o método de Planejamento de Experimentos, modelos linear e não-linear, para representar as perdas de potência do sistema de transmissão ilustrado na Figura IV.1:

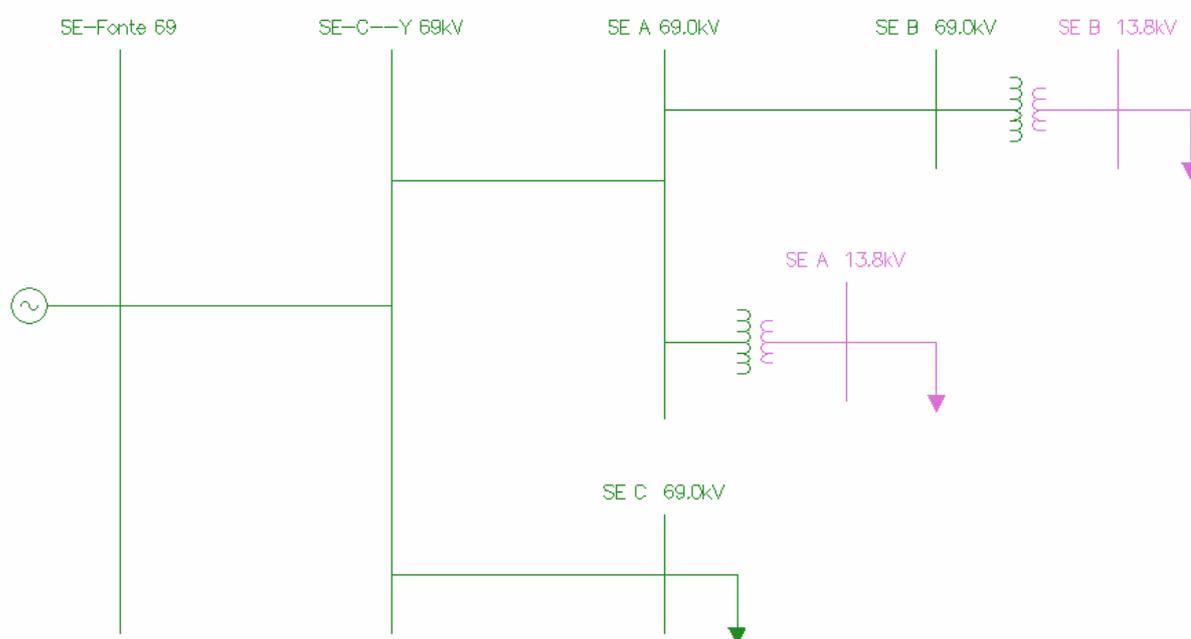


Figura IV.1: Sistema de transmissão utilizado como objeto de estudo.

Este sistema é composto por três subestações, duas com cargas em 13,8kV e uma com carga em 69kV, que atende um consumidor industrial. A Tabela IV.1 apresenta os valores de corrente mínimos, máximos e médios, para as respectivas subestações:

Tabela IV.1: Valores de corrente das subestações.

Corrente	Subestação A	Subestação B	Subestação C
Mínima	120A	150A	300A
Máxima	400A	500A	850A
Média	260A	325A	575A

(a) Modelo Linear

Para construção do modelo linear utilizou-se o método de planejamento de experimentos completo. São necessários oito ensaios, considerando os três fatores e dois níveis de variação para cada fator (2^k), conforme apresentado no Tabela IV.2.

Tabela IV.2: Ensaios para o modelo linear.

Ensaio	Subestação A			Subestação B			Subestação C		
	P (MW)	Q (MVar)	I (A)	P (MW)	Q (MVar)	I (A)	P (MW)	Q (MVar)	I (A)
1	2,64	1,12	120,0	3,30	1,41	150,0	6,60	2,81	300,0
2	8,80	3,75	400,0	3,30	1,41	150,0	6,60	2,81	300,0
3	2,64	1,12	120,0	11,00	4,68	500,0	6,60	2,81	300,0
4	8,80	3,75	400,0	11,00	4,68	500,0	6,60	2,81	300,0
5	2,64	1,12	120,0	3,30	1,41	150,0	18,69	7,96	850,0
6	8,80	3,75	400,0	3,30	1,41	150,0	18,69	7,96	850,0
7	2,64	1,12	120,0	11,00	4,68	500,0	18,69	7,96	850,0
8	8,80	3,75	400,0	11,00	4,68	500,0	18,69	7,96	850,0

Para simplificar a construção dos modelos, aplica-se a Equação 5.2, resultando nas Equações IV.1, IV.2 e IV.3:

$$X_1 = (I_{At} - 260) / (400 - 260) \quad (\text{IV.1})$$

$$X_2 = (I_{Bt} - 325) / (500 - 325) \quad (\text{IV.2})$$

$$X_3 = (I_{Ct} - 575) / (850 - 575) \quad (\text{IV.3})$$

Onde:

- I_{At} = corrente total na barra da subestação A, para o instante de tempo t (A);

- I_{Bt} = corrente total na barra da subestação B, para o instante de tempo t (A);
- I_{Ct} = corrente total na barra da subestação C, para o instante de tempo t (A).

Assim, a matriz de planejamento dos experimentos é representada conforme o Quadro IV.1.

Ensaio	x0	x1	x2	x3	x1x2	x1x3	x2x3	x1x2x3
1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1
3	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1
4	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1
5	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1
6	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1
7	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1
8	1	1	1	1	1	1	1	1

Quadro IV.1: Ensaios para o planejamento de experimento, modelo linear.

Os ensaios (simulações) são realizados no programa ANAREDE, que é um software tradicional para o cálculo do fluxo de potência em sistemas de transmissão, desenvolvido pelo CEPEL.

Para os ensaios do Quadro IV.1, obtiveram-se os seguintes valores de perdas de potência para o sistema de transmissão da Figura IV.1.

Tabela IV.3: Resultados dos ensaios para o modelo linear.

Ensaio	Geração (MW)	Carga (MW)	Perdas (kW)
1	12,7	12,5	165,5
2	19,2	18,7	508,3
3	21,1	20,2	869,0
4	27,9	26,4	1.511,7
5	25,3	24,6	670,9
6	32,0	30,8	1.213,6
7	33,8	32,3	1.474,3
8	40,9	38,5	2.417,0

As Figuras IV.2 e IV.3 ilustram os resultados obtidos com a aplicação do ANAREDE, para os ensaios 1 e 8.

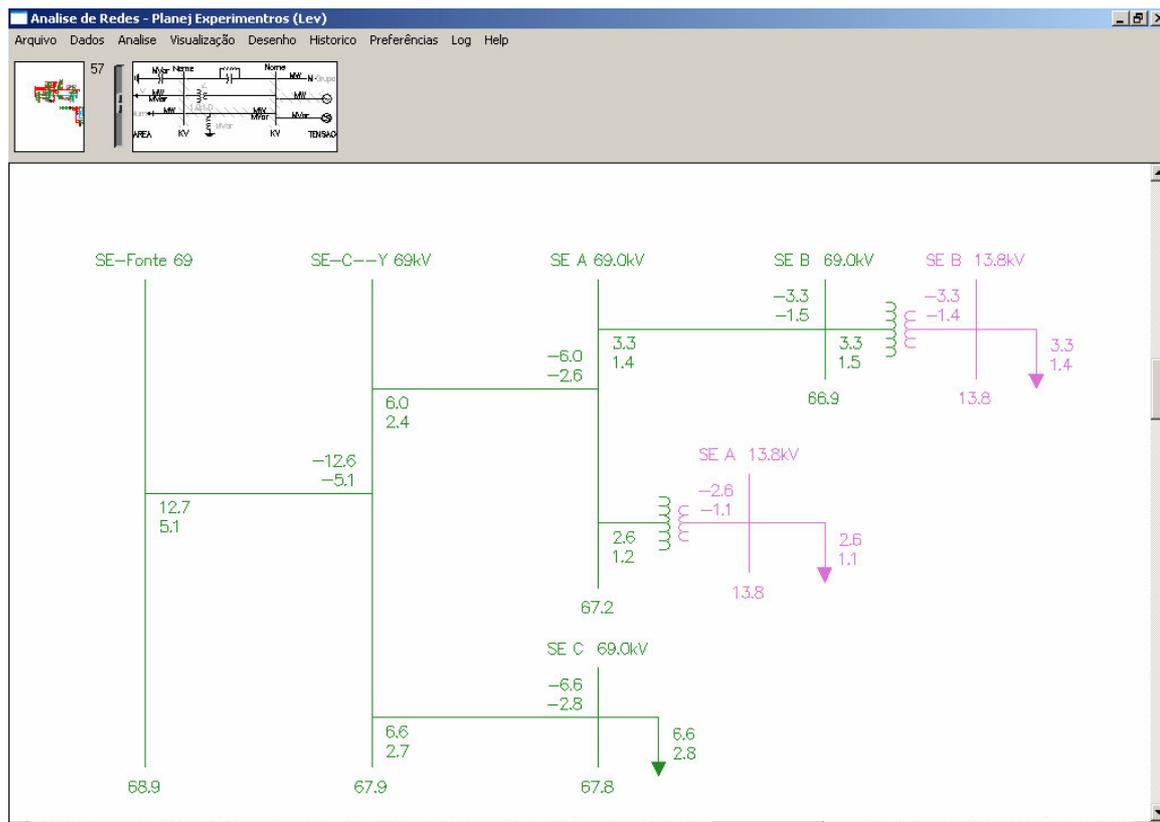


Figura IV.2: Resultados do ensaio 1.

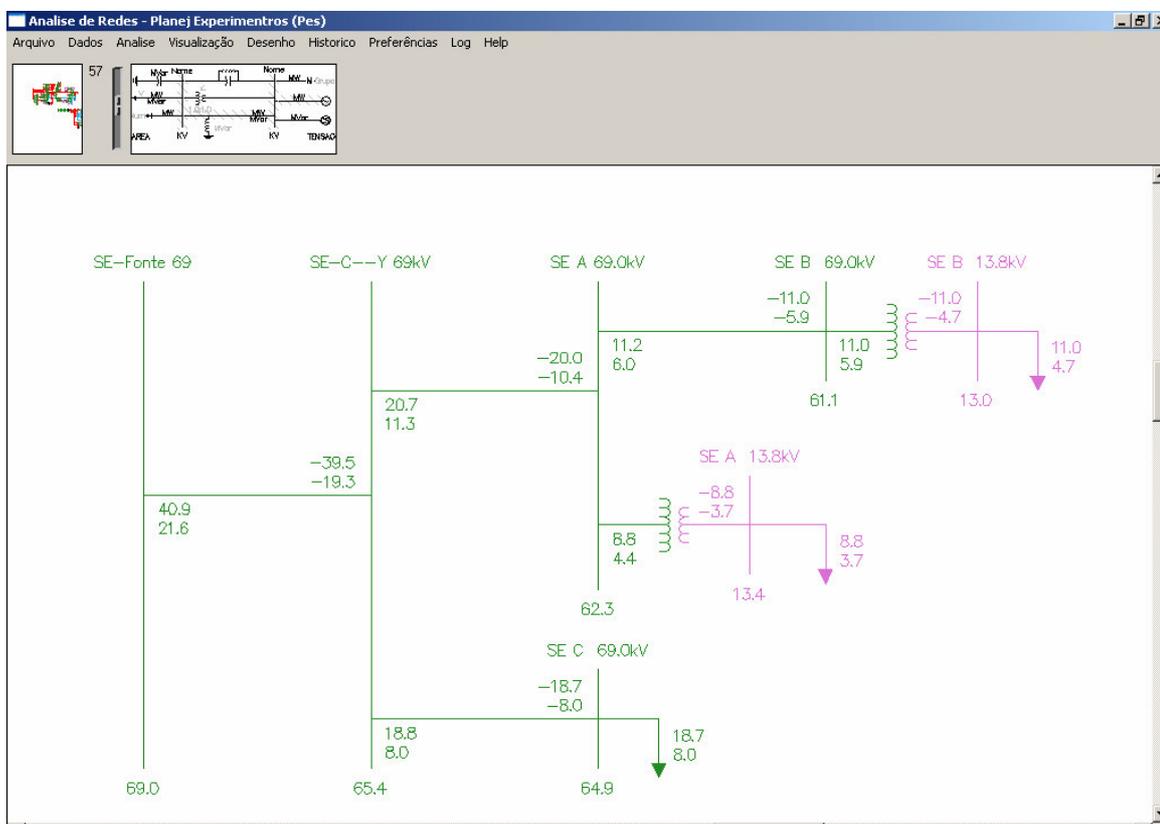


Figura IV.3: Resultados do ensaio 8.

A partir dos resultados dos ensaios são calculados os coeficientes de regressão linear da Equação 5.1, aplicando a Equação 5.6, conforme apresentado no Quadro IV.2.

B0	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7
1103,79	308,86	464,20	340,18	87,50	62,50	37,50	12,50

Quadro IV.2: Coeficientes da equação de regressão linear.

Como resultado, tem-se a Equação IV.4, que representa o cálculo das perdas de potência do sistema de transmissão, para o modelo linear:

$$\Delta P_{AT} = 1103.79 + 308.86 * X_1 + 464.20 * X_2 + 340.18 * X_3 + 87.5 * X_1 X_2 + 62.5 * X_1 X_3 + 37.5 * X_2 X_3 + 12.5 * X_1 X_2 X_3 \quad (IV.4)$$

Onde:

- ΔP_{AT} = perdas de potência do sistema de transmissão representado na Figura IV.1 (kW).

Para análise da eficiência do modelo proposto, realizaram-se vários ensaios com diferentes cenários, comparando os resultados obtidos com a aplicação do ANAREDE e da Equação IV.4.

Tabela IV.4: Análise dos resultados do modelo linear.

Ensaio	x1	x2	x3	Perdas kW (calculado)	Perdas kW (ANAREDE)	Diferença %
1	0,29	0,71	0,09	1.576,69	1.463,14	7,8%
2	0,64	1,00	-0,45	1.629,21	1.512,65	7,7%
3	0,11	0,00	0,82	1.420,69	1.313,63	8,2%
4	0,29	1,00	-0,64	1.427,27	1.311,68	8,8%
5	1,00	-0,14	0,09	1.369,80	1.262,65	8,5%
6	0,64	0,71	0,82	2.011,91	1.915,58	5,0%
7	-0,43	0,43	0,64	1.362,49	1.263,14	7,9%

(b) Modelo Não-Linear

Para construção do modelo não-linear utilizou-se o método de planejamento ortogonal de segundo grau. São necessários quinze ensaios, sendo que α é igual a 1.215, conforme apresentado no Quadro 5.6.

O Quadro IV.3 apresenta a matriz de planejamento dos experimentos para o modelo não linear.

Ensaio	x0	x1	x2	x3	x1x2	x1x3	x2x3	x1'	x2'	x3'
1	1	-1	-1	-1	1	1	1	0,27	0,27	0,27
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	0,27	0,27	0,27
3	1	-1	1	-1	-1	1	-1	0,27	0,27	0,27
4	1	1	1	-1	1	-1	-1	0,27	0,27	0,27
5	1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,27	0,27	0,27
6	1	1	-1	1	-1	1	-1	0,27	0,27	0,27
7	1	-1	1	1	-1	-1	1	0,27	0,27	0,27
8	1	1	1	1	1	1	1	0,27	0,27	0,27
9	1	-1,215	0	0	0	0	0	0,75	-0,73	-0,73
10	1	1,215	0	0	0	0	0	0,75	-0,73	-0,73
11	1	0	-1,215	0	0	0	0	-0,73	0,75	-0,73
12	1	0	1,215	0	0	0	0	-0,73	0,75	-0,73
13	1	0	0	-1,215	0	0	0	-0,73	-0,73	0,75
14	1	0	0	1,215	0	0	0	-0,73	-0,73	0,75
15	1	0	0	0	0	0	0	-0,73	-0,73	-0,73

Quadro IV.3: Ensaios para o planejamento de experimento, modelo não-linear.

Os valores de x_1' , x_2' e x_3' são obtidos com o uso da Equação 5.12. Para os ensaios do Quadro IV.1, obtiveram-se os seguintes valores de perdas de potência com a aplicação do ANAREDE, para o sistema de transmissão da Figura IV.1.

Tabela IV.5: Resultados dos ensaios para o modelo não-linear.

Ensaio	Geração (MW)	Carga (MW)	Perdas (kW)
1	12,7	12,5	165,5
2	19,2	18,7	508,3
3	21,1	20,2	869,0
4	27,9	26,4	1.511,7
5	25,3	24,6	670,9
6	32,0	30,8	1.213,6
7	33,8	32,3	1.474,3
8	40,9	38,5	2.417,0
9	22,4	21,8	631,8
10	30,6	29,2	1.350,7
11	21,3	20,8	467,0
12	31,6	30,2	1.415,6
13	18,8	18,2	638,8
14	34,3	32,9	1.443,8
15	26,4	25,5	891,3

A partir dos resultados dos ensaios são calculados os coeficientes de regressão não-linear da Equação 5.15, aplicando as Equações 5.17 e 5.18, conforme apresentado no Quadro IV.4.

B0	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9
1044,63	305,35	444,30	337,78	87,50	62,50	37,50	73,01	39,16	106,86

Quadro IV.4: Coeficientes da equação de regressão não-linear.

Como resultado, tem-se a Equação IV.5, que representa o cálculo das perdas de potência do sistema de transmissão, para o modelo não-linear:

$$\begin{aligned} \Delta P_{AT} = & 1044.63 + 305.35 * X_1 + 444.3 * X_2 + 337.78 * X_3 + 87.5 * \\ & X_1X_2 + 62.5 * X_1X_3 + 37.5 * X_2X_3 + 73.01 * (X_1X_1 - 0.73) + 39.16 * \\ & (X_2X_2 - 0.73) + 106.86 * (X_3X_3 - 0.73) \end{aligned} \quad (IV.5)$$

Para análise da eficiência do modelo proposto, verificaram-se os resultados obtidos com a aplicação da Equação IV.5 para os cenários apresentados no Tabela IV.6.

Tabela IV.6: Análise dos resultados do modelo não-linear.

Ensaio	x1	x2	x3	Perdas kW (calculado)	Perdas kW (ANAREDE)	Diferença %
1	0,29	0,71	0,09	1.368,78	1.413,14	3,1%
2	0,64	1,00	-0,45	1.484,16	1.512,65	1,9%
3	0,11	0,00	0,82	1.271,66	1.313,63	3,2%
4	0,29	1,00	-0,64	1.279,50	1.311,68	2,5%
5	1,00	-0,14	0,09	1.224,71	1.262,65	3,0%
6	0,64	0,71	0,82	1.891,41	1.915,58	1,3%
7	-0,43	0,43	0,64	1.200,22	1.213,14	1,1%

APÊNDICE V

COMPARAÇÃO DOS MÉTODOS DE RECONFIGURAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

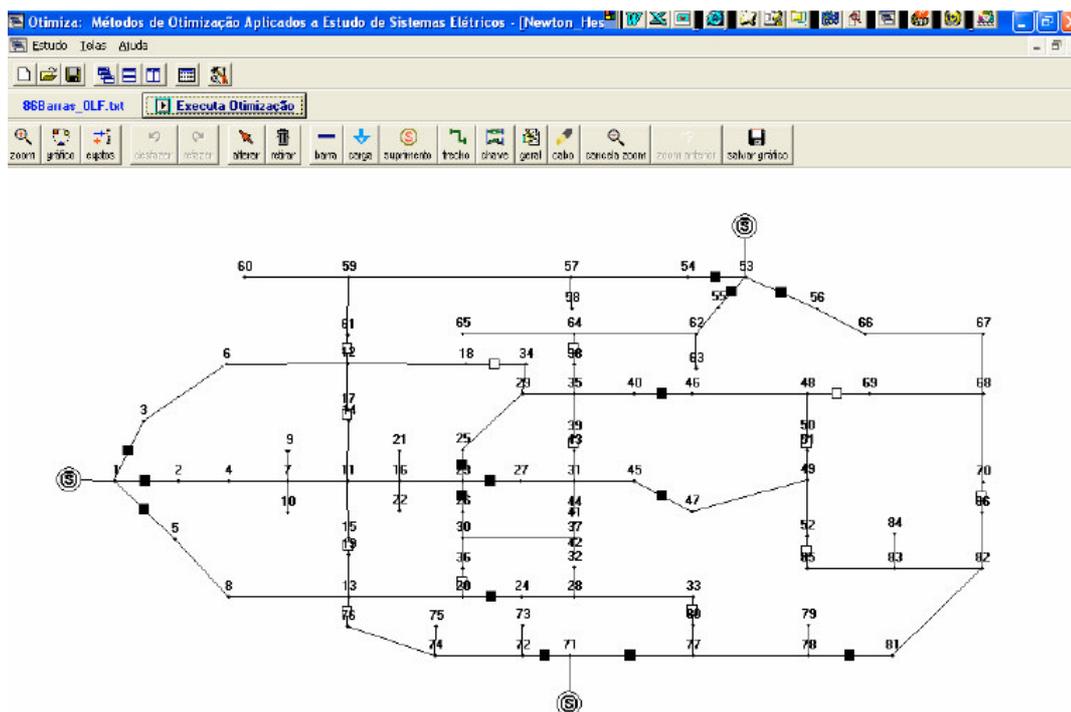
Na tese de Schmidt (2005) foi analisada a resolução do problema de reconfiguração de redes de distribuição, regime normal de operação, através dos métodos de Busca em Profundidade e Branch and Bound, em conjunto com o método de Newton.

No método de Busca em Profundidade, inicialmente se parte de uma configuração da rede elétrica com todas as chaves no estado fechado (rede operando em malha) e são abertas de forma que o aumento da perda total, decorrente da abertura de cada chave, seja mínimo. Dois critérios foram desenvolvidos para indicar a próxima chave a ser aberta ao longo da busca inteira: a Primeira Implementação e a Segunda Implementação. A Primeira Implementação constitui um critério aproximado para determinar o aumento de perda que uma determinada chave causa, porém com custo computacional baixíssimo. Enquanto a Segunda Implementação avalia o aumento da perda com exatidão, às custas de um custo computacional maior.

Com o uso dessas metodologias, o autor não encontrou a solução ótima para uma rede de médio porte. Então, ele desenvolveu outra forma de busca inteira, baseada no tradicional método de Branch e Bound. Duas variantes do método foram desenvolvidas: a Terceira Implementação, utilizando estratégia de ramificação da solução mais recente, e a Quarta Implementação, empregando ramificação por busca em profundidade com retrocesso.

O autor implementou as metodologias no sistema *Otimiza* – Métodos de Otimização Aplicados a Estudos de Sistemas Elétricos (KAGAN, OLIVEIRA, SCHMIDT et al., 2005), desenvolvido na linguagem C++.

A Figura V.1 apresenta uma rede de médio porte em uma condição inicial radial, arbitrariamente definida. Essa representação consta na tese de Schmidt (2005) e foi modelada no sistema *Otimiza*.



Fonte: SCHMIDT, H.P. (2005)

Figura V.1: Rede em uma condição inicial radial (quadrado cheio indica chave fechada e vazio indica chave aberta).

A Tabela V.1 mostra a configuração ótima da rede, determinada através de busca exaustiva pelo autor.

Tabela V.1: Configuração ótima da rede (0 indica chave aberta e 1 indica chave fechada).

Chave	Estado	Chave	Estado	Chave	Estado	Chave	Estado	Chave	Estado
1 - 2	1	15 - 19	0	23 - 27	1	48 - 69	0	70 - 86	0
1 - 3	1	18 - 34	0	33 - 80	1	50 - 51	0	71 - 72	1
1 - 5	1	20 - 24	0	38 - 64	1	52 - 85	0	71 - 77	1
12 - 61	0	20 - 36	0	39 - 43	0	53 - 54	1	78 - 81	1
13 - 76	0	23 - 25	0	40 - 46	1	53 - 55	1	Perda total: 1.249,14 kW	
14 - 17	0	23 - 26	1	45 - 47	1	53 - 56	1		

Fonte: SCHMIDT, H.P. (2005)

Já a Tabela V.2 apresenta os resultados encontrados pelo autor através do uso das metodologias desenvolvidas.

Tabela V.2: Comparação dos resultados de reconfiguração.

Parâmetro	1 ^a Implementação	2 ^a Implementação	3 ^a Implementação	4 ^a Implementação
Perda total na condição inicial		1.447,93 kW		
Perda total da solução ótima		1.249,14 kW		
Perda total da solução obtida	1.316,76 kW	1.251,00 kW	1.249,14 kW	1.249,14 kW
Tempo de processamento	0,016s	0,031s	8min15s	8min50s

Analisando os resultados, verifica-se que a Primeira e a Segunda Implementações encontraram soluções subótimas para a rede de médio porte, com tempos de processamento desprezíveis. Já a Terceira e a Quarta Implementações conseguiram a solução ótima, mas com um tempo maior de processamento.

O autor também mostrou que essas duas últimas implementações não foram capazes de identificar a solução ótima em redes de grande porte (sistemas de distribuição reais), devido ao elevado número de chaves e à conseqüente explosão combinatória.

(a) Método Proposto

A seguir são analisados os resultados com a aplicação do método proposto neste trabalho, através de análise monocriterial, visando reduzir as perdas de potência elétrica. Para tanto, a rede da Figura V.1 foi representada na ferramenta desenvolvida, conforme Anexo C.

Primeiramente, aplicou-se o algoritmo com o propósito de definir as configurações ideais para cada chave NA de forma independente, obtendo os resultados ilustrados na Tabela V.3.

Tabela V.3: Resultados da análise de cada chave NA.

Chave NA	Redução das Perdas de Potência (kW)
Chave 12-61	-
Chave 17-14	-
Chave 18-34	-
Chave 15-19	-
Chave 38-64	112,9 kW
Chave 39-43	-
Chave 48-69	106,53 kW
Chave 50-51	-
Chave 52-85	-
Chave 36-20	-
Chave 13-76	-
Chave 33-80	85,9 kW
Chave 86-70	-

As figuras V.2, V.3 e V.4 mostram as configurações definidas para as chaves NA 38-64, 48-69 e 33-80, respectivamente.

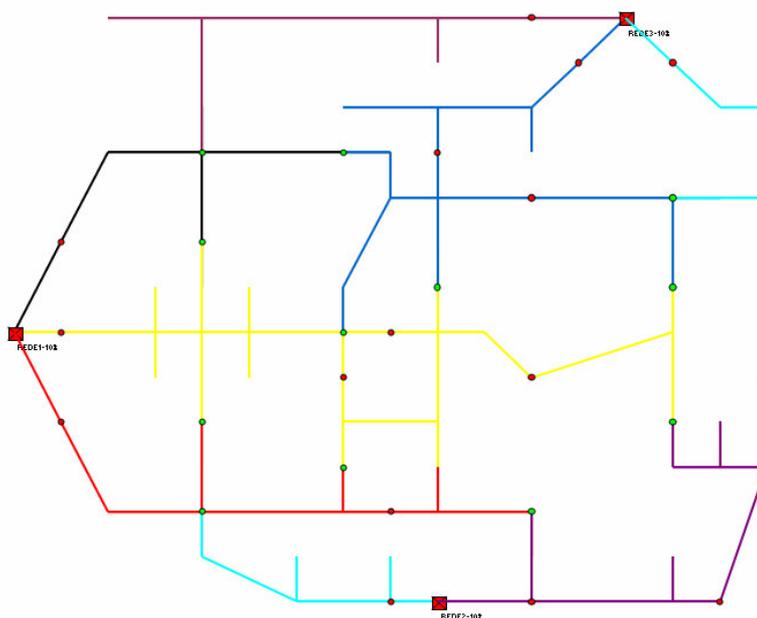


Figura V.2: Configural ideal para análise da chave NA 38-64.

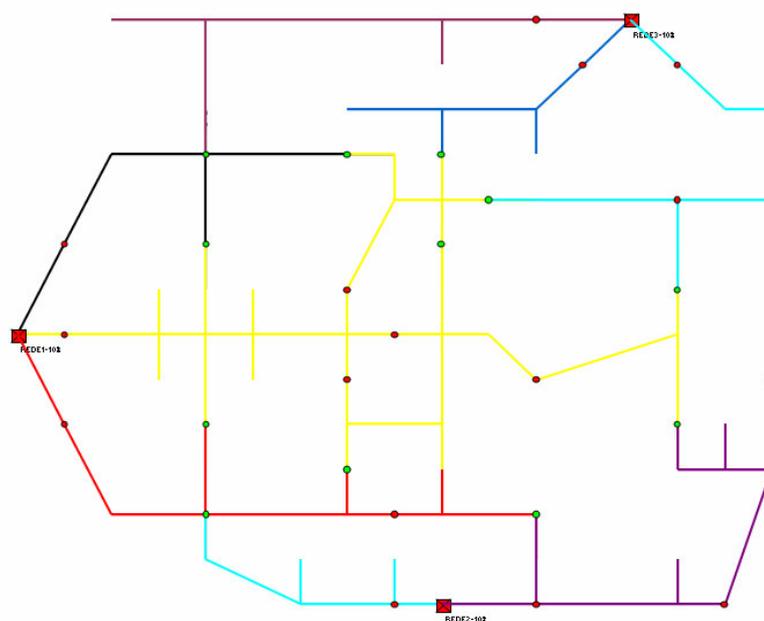


Figura V.3: Configural ideal para análise da chave NA 48-69.

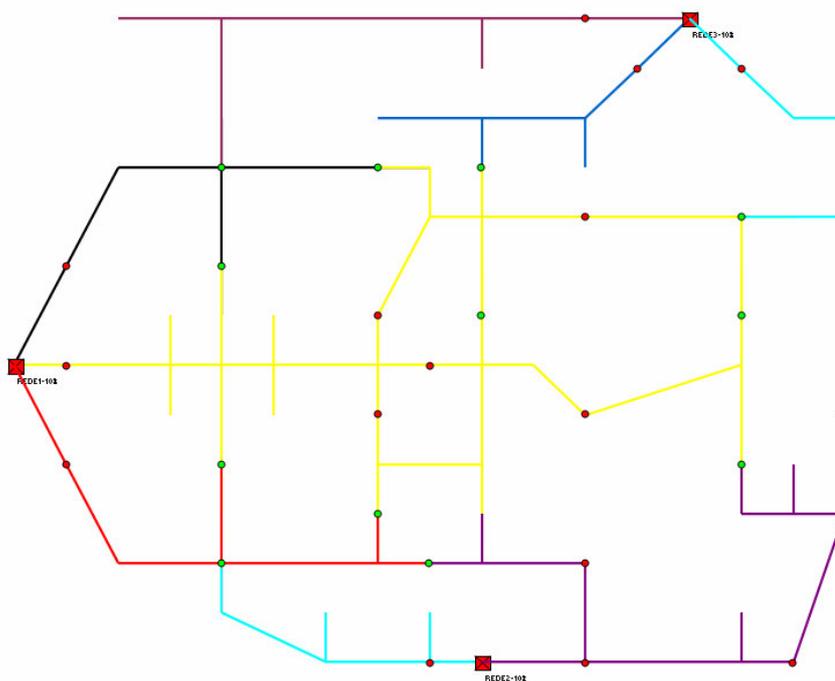


Figura V.4: Configural ideal para análise da chave NA 33-80.

Depois, a seqüência de alterações nas redes de distribuição são definidas, através da aplicação do algoritmo de Bellman-Zadeh. Desse modo, o algoritmo é aplicado nas chaves

NA, seguindo a ordem dos melhores resultados, sem retornar à configuração original, quando for analisar a próxima chave. A Tabela V.4 apresenta os resultados obtidos.

Tabela V.4: Resultados obtidos com a aplicação do método proposto.

Seqüência	Chave NA	Redução das Perdas de Potência (kW)
1	Chave 38-64	112,9 kW
2	Chave 48-69	-
3	Chave 33-80	85,9 kW
4	Chave 12-61	-
5	Chave 17-14	-
6	Chave 18-34	-
7	Chave 15-19	-
8	Chave 39-43	-
9	Chave 50-51	-
10	Chave 52-85	-
11	Chave 36-20	-
12	Chave 13-76	-
13	Chave 86-70	-
Perda total na condição inicial		1.447,93 kW
Perda total da solução ótima		1.249,14 kW
Perda total da solução obtida		1.249,14 kW
Tempo de processamento		19s

Com a aplicação deste algoritmo também foi obtida a solução ótima, com um tempo de processamento adequado. A vantagem deste método é que ele é eficiente também para sistemas de distribuição reais, obtendo resultados satisfatórios, com tempo pequeno de processamento. A Figura V.5 ilustra a configuração ideal obtida para a rede da Figura V.1.

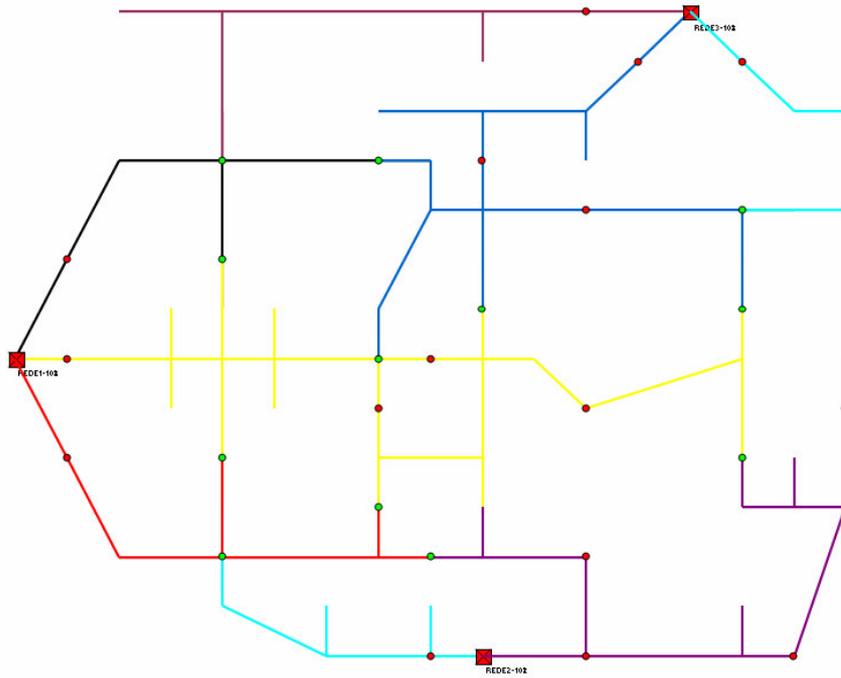


Figura V.5: Configural ideal para rede de distribuição de médio porte.

APÊNDICE VI

APLICAÇÃO DO MÉTODO DE ESTIMATIVAS DE ESPECIALISTAS

Neste trabalho, usou-se o método de estimativa de especialistas para verificar quais são os tipos de equipamento preferenciais para realizar as manobras durante o processo de reconfiguração das redes.

Foram considerados os seguintes objetos, para representar os equipamentos:

- chave sobcarga (meio de extinção do arco a óleo isolante, SF-6 ou a vácuo);
- chave faca monopolar com dispositivo de LoadBuster;
- chave faca monopolar sem dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível com dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível sem dispositivo de LoadBuster;
- chave fusível repetidoras;
- religador.

A metodologia foi aplicada para seis especialistas que trabalham em concessionárias de energia elétrica, sendo escolhidos engenheiros e técnicos das áreas de operação tempo real, programação, planejamento e análise da operação, planejamento e engenharia, e manutenção.

Primeiramente, os seis especialistas atribuíram valores numéricos para os sete objetos, dentro do intervalo 0 a 10, sendo que o objeto mais importante recebe a maior nota. O Quadro VI.1 apresenta os respectivos valores.

Objetos	Tipo de Equipamento	E1	E2	E3	E4	E5	E6
1	Chave Sobcarga	10	10	10	10	10	10
2	Chave faca monopolar com dispositivo de LoadBuster	8	8	8	8	8	10
3	Chave faca monopolar sem dispositivo de LoadBuster	5	3	5	3	5	3
4	Chave fusível com dispositivo de LoadBuster	6	8	9	7	7	8
5	Chave fusível sem dispositivo de LoadBuster	4	3	6	3	4	3
6	Chave fusível repetidoras	6	3	7	3	3	8
7	Religador	7	8	4	9	9	10

Quadro VI.1: Estimativas de especialistas, intervalo [0;10].

Depois, realizaram-se as comparações em pares, e cada especialista definiu, para cada par de objetos, quais os que têm maior preferência de acordo com a Equação 7.4. Também foram calculados os fatores k_1 e k_2 , conforme Equações 7.6 e 7.7, respectivamente.

O Quadro VI.2 apresenta os resultados da comparação em pares.

Pares de Objetos	E1	E2	E3	E4	E5	E6	K_1	K_2
1,2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5	1,3	0,7
2,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
2,4	1,5	1,0	0,5	1,5	1,5	1,0	1,2	0,8
2,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
2,6	1,5	1,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1,3	0,7
2,7	1,5	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0
3,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	0,7	1,3
3,5	1,5	1,0	0,5	1,0	1,5	0,5	1,0	1,0
3,6	0,5	1,0	0,5	1,0	1,5	0,5	0,8	1,2
3,7	0,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,7	1,3
4,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,5
4,6	1,5	1,5	1,0	1,5	1,5	1,5	1,4	0,6
4,7	1,5	1,5	1,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0
5,6	0,5	1,0	0,5	1,0	1,5	0,5	0,8	1,2
5,7	0,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,7	1,3
6,7	1,5	0,5	1,5	0,5	0,5	0,5	0,8	1,2

Quadro VI.2: Comparação de pares entre os objetos.

A partir desses dados, é possível completar o Quadro VI.3, definindo o coeficiente de prioridade dos objetos através da Equação 7.8. Neste quadro, todas as células acima da diagonal principal são preenchidas com os respectivos valores de k_1 , e as que estão abaixo dela são completadas com os respectivos valores de k_2 .

Objetos	1	2	3	4	5	6	7	Σ	K_p
1	-	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,3	8,8	0,21
2	0,5	-	1,5	1,2	1,5	1,3	1,0	7,0	0,17
3	0,5	0,5	-	0,7	1,0	0,8	0,7	4,2	0,10
4	0,5	0,8	1,3	-	1,5	1,4	1,0	6,6	0,16
5	0,5	0,5	1,0	0,5	-	0,8	0,7	4,0	0,10
6	0,5	0,7	1,2	0,6	1,2	-	0,8	4,9	0,12
7	0,7	1,0	1,3	1,0	1,3	1,2	-	6,5	0,15

Quadro VI.3 – Coeficiente de prioridade dos objetos.

No passo seguinte da análise, é necessário corrigir as estimativas iniciais de acordo com o resultado da comparação em pares. Para isso, os elementos do Quadro VI.1 são multiplicados pelos correspondentes valores do coeficiente k_p , definidos para cada um dos objetos.

Objetos	1	2	3	4	5	6	Σ
1	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	12,6
2	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,67	8,3
3	0,50	0,30	0,50	0,30	0,50	0,30	2,4
4	0,94	1,25	1,41	1,10	1,10	1,25	7,1
5	0,38	0,29	0,57	0,29	0,38	0,29	2,2
6	0,70	0,35	0,82	0,35	0,35	0,94	3,5
7	1,08	1,24	0,62	1,39	1,39	1,55	7,3

Quadro VI.4 - Definição das características integrais dos objetos.

A partir do Quadro VI.4 é definida a prioridade dos objetos através do somatório das estimativas dos especialistas.

Objeto	Tipo de Equipamento	Prioridade
1	Chave Sobcarga	1
2	Chave faca monopolar com dispositivo de LoadBuster	2
7	Religador	3
4	Chave fusível com dispositivo de LoadBuster	4
6	Chave fusível repetidoras	5
3	Chave faca monopolar sem dispositivo de LoadBuster	6
5	Chave fusível sem dispositivo de LoadBuster	7

Quadro VI.5 – Priorização dos tipos de equipamento preferenciais para manobras.