



COPPE/UFRJ

RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CAPACITORES EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Willer de Oliveira

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Sandoval Carneiro Junior
José Luiz Rezende Pereira

Rio de Janeiro
Agosto de 2009

RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CAPACITORES EM SISTEMAS
DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Willer de Oliveira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Sandoval Carneiro Junior, Ph.D.

Prof. José Luiz Rezende Pereira, Ph.D.

Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Nelson Kagan, Ph.D.

Prof. Edimar José de Oliveira, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2009

Oliveira, Leonardo Willer de

Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores em
Sistemas de Distribuição/ Leonardo Willer de Oliveira. –
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XIV, 153 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Sandoval Carneiro Junior

José Luiz Rezende Pereira

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Engenharia Elétrica, 2009.

Referencias Bibliográficas: p. 132-142.

1. Distribuição. 2. Reconfiguração. 3. Alocação de
capacitores. 4. Multiplicadores de Lagrange. 5. Perdas de
energia. I. Carneiro Junior, Sandoval *et al.*. II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

A Deus, aos meus pais Affonso e Fátima,
e à minha irmã Andréia,
com muito amor.

AGRADECIMENTOS

A Deus, criador de todas as coisas, pela minha vida, inteligência, saúde, consolo, força e esperança em todos os momentos, fatores indispensáveis para o sucesso deste trabalho.

Aos Professores Sandoval Carneiro Junior e José Luiz Rezende Pereira pela excelência na orientação e dedicação dispensadas para a realização deste trabalho. Além dos ensinamentos, contribuições e segurança transmitida, fatores fundamentais não só para a realização desta tese, mas também para minha formação profissional e pessoal.

Ao Professor Edimar José de Oliveira pelos comentários, orientações, sugestões e pela amizade construída desde a graduação na Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF).

À Professora Carmen Lucia Tancredo Borges pelos ensinamentos transmitidos durante o período de créditos na UFRJ/COPPE e pelas relevantes sugestões e considerações dadas na defesa do tema de tese e que foram da melhor maneira possível incorporadas ao trabalho final.

Aos Professores Hélio Antônio da Silva e Paulo Augusto Nepomuceno Garcia, da UFJF, que muito contribuíram pelas sugestões e discussões técnicas.

Aos amigos Jeferson de Souza Costa, Ivo Chaves da Silva Junior, Ângelo Rocha de Oliveira e a todos que direta ou indiretamente contribuíram e/ou me apoiaram no desenvolvimento deste trabalho sendo através de contribuições técnicas ou simplesmente com palavras de incentivo.

Aos meus pais Henrique Affonso de Oliveira e Maria de Fátima Ferreira de Oliveira, à minha irmã Andréia Cristina de Oliveira, e à minha namorada Letícia Araújo Brandão, pelo incentivo e apoio durante todo o curso de doutorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

RECONFIGURAÇÃO E ALOCAÇÃO ÓTIMA DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Willer de Oliveira

Agosto / 2009

Orientadores: Sandoval Carneiro Junior
José Luiz Rezende Pereira.

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho propõe uma metodologia para reconfiguração ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE) juntamente com a alocação ótima de capacitores a fim de minimizar as perdas de energia considerando-se diferentes níveis de carregamento.

O problema é solucionado utilizando-se programação não linear inteira mista, em que as variáveis discretas são modeladas por uma função contínua. A metodologia proposta utiliza um processo passo a passo, no qual o método primal-dual de pontos interiores é usado para solucionar o problema de otimização em cada passo.

Um novo índice de sensibilidade baseado nos multiplicadores de Lagrange é proposto para a solução do problema de reconfiguração. Este índice de sensibilidade é proporcional ao impacto que uma alteração topológica da rede causa nas perdas do sistema e, portanto, permite a determinação da configuração associada às perdas mínimas. O algoritmo desenvolvido garante a geração de soluções radiais e conexas. A metodologia proposta é testada em sistemas da literatura, incluindo dois sistemas equivalentes brasileiros de médio porte. Para a reconfiguração associada com alocação de capacitores, dois métodos seqüenciais, e um método iterativo de solução, são avaliados.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

OPTIMAL RECONFIGURATION AND CAPACITOR ALLOCATION IN
DISTRIBUTION SYSTEMS

Leonardo Willer de Oliveira

August / 2009

Advisors: Sandoval Carneiro Junior
José Luiz Rezende Pereira.

Department: Electrical Engineering

This work proposes a methodology for optimal reconfiguration of Electrical Distribution Systems (EDS) with optimal capacitor allocation aiming to minimize energy losses considering different load levels.

The problem is solved via mixed integer non linear programming where the discrete variables are modeled by a continuous function. The proposed methodology uses a step by step approach where the primal-dual interior point technique is used to solve the optimization problem at each step.

A new sensitivity index based on the Lagrange multipliers is proposed in order to obtain the reconfiguration problem solution. This sensitivity index is proportional to the impact on the system losses due to a topological network alteration, and so allows determining the configuration associated with minimum losses. The developed algorithm ensures the generation of radial and connected configurations. The proposed methodology is tested in systems of the literature, including two medium scale Brazilian systems. For the reconfiguration associated with capacitor allocation, two sequential solution based approaches and an iterative approach are evaluated.

SUMÁRIO

Capítulo I.....	1
Introdução.....	1
I.1 Considerações Iniciais	1
I.2 Aspectos da reconfiguração de SDE	7
I.3 Aspectos da alocação de capacitores em SDE.....	9
I.4 Motivação da Tese.....	10
I.5 Objetivos da Tese	11
I.6 Publicações e/ou Submissões Decorrentes da Pesquisa	11
I.7 Organização da Tese.....	12
Capítulo II.....	13
Revisão Bibliográfica	13
II.1 Introdução.....	13
II.2 Metodologias Para a Solução do Problema de Reconfiguração	13
II.2.1 Métodos de Busca Exaustiva.....	13
II.2.2 Métodos de Programação Matemática.....	14
II.2.3 Métodos Heurísticos	15
II.2.4 Meta-heurísticas.....	18
II.2.5 Inteligência Artificial.....	21
II.2.6 Algoritmos Evolutivos.....	23
II.2.7 Métodos Híbridos	23
II.3 Reconfiguração Considerando a Variação Horária da Carga.....	27
II.4 Metodologias Para a Solução do Problema de Alocação de Capacitores.....	28
II.5 Metodologias Para a Solução Combinada do Problema de Reconfiguração com Alocação de Capacitores.....	30
II.5.1 Métodos Sequenciais	30
II.5.2 Métodos Iterativos	32
II.5.3 Métodos Integrados	38
II.6 Conclusões.....	42
Capítulo III	44
Metodologia Proposta.....	44
III.1 Introdução.....	44
III.2 Metodologia Proposta para Reconfiguração Ótima de SDE	44

III.2.1	Formulação do Problema de Reconfiguração Ótima de SDE	46
III.2.1.1	Função Objetivo.....	49
III.2.1.2	Restrições de Balanço de Potência	50
III.2.1.3	Restrições de Desigualdade	52
III.2.1.4	Formulação do FPO	53
III.2.1.5	Estrutura da Matriz Hessiana e do Vetor Gradiente de Solução	54
III.2.2	Índice de Sensibilidade Proposto para Reconfiguração de SDE	59
III.2.3	Algoritmo Proposto para Reconfiguração Ótima de SDE (ARSD)....	61
III.2.3.1	Etapa-1	63
III.2.3.2	Etapa-2.....	63
III.2.3.3	Etapa-3.....	63
III.2.3.4	Etapa-4.....	63
III.2.3.5	Etapa-5.....	64
III.2.3.6	Etapa-6.....	64
III.2.3.7	Etapa-7.....	64
III.3	Tutorial ARSD.....	66
III.4	Aspectos da Modelagem dos Níveis de Carregamento	74
III.5	Melhoria na Metodologia de Alocação Ótima de Capacitores.....	77
III.6	Tutorial do AHCM	79
III.7	Proposta Para Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores	82
III.8	Conclusões.....	85
Capítulo IV	86
Estudo de Casos.....		86
IV.1	Introdução.....	86
IV.2	Caso-1: Sistema de 119 Barras.....	87
IV.3	Caso-2: Sistema de 33 Barras.....	89
IV.4	Caso-3: Sistema de 476 Barras.....	95
IV.5	Caso-4: Sistema de 849 Barras.....	100
IV.6	Caso-5: Sistema de 94 Barras.....	102
IV.7	Caso-6: Sistema de 135 Barras.....	111
IV.8	Caso-7: Violação de Fluxo	115
IV.9	Caso-8: Limites de Tensão	119
IV.10	Comparação Entre os Métodos Seqüenciais Propostos.....	121
IV.11	Seleção de Barras Candidatas à Alocação de Capacitores	124

IV.12 Aspectos Computacionais	125
IV.13 Conclusões.....	128
Capítulo V	129
Conclusões.....	129
V.1 Considerações Finais	129
V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros.....	131
Referências Bibliográficas.....	132
Apêndice A.....	143
Método para Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição	143
A.1 Introdução	143
A.2 Formulação do Problema de Alocação Ótima de Capacitores	143
A.3 Algoritmo Para Alocação Ótima de Capacitores.....	145
Apêndice B	148
Dados Complementares dos Sistemas Utilizados.....	148
B.1 Introdução	148
B.2 Fluxos de Potência no Sistema de 33 Barras	148
B.3 Fluxos de Potência no Sistema de 94 Barras	149

LISTA DE FIGURAS

Figura II.1 - Algoritmo de reconfiguração de GOMES <i>et al.</i> (2006).....	25
Figura II.2 - Algoritmo de reconfiguração de RAJU e BIJWE (2008).	26
Figura II.3 - Método R&C (LEE e BROOKS, 1988).....	31
Figura II.4 - Método Iterativo (PEPONIS <i>et al.</i> , 1996).....	33
Figura II.5 - Métodos Iterativos (JIANG e BALDICK, 1996).....	34
Figura II.6 - Método Iterativo (ZENG <i>et al.</i> , 2002).	36
Figura II.7 - Método Iterativo (ZHANG <i>et al.</i> , 2008).....	37
Figura II.8 - Codificação adotada (KALANTAR <i>et al.</i> , 2006).	38
Figura II.9 - Método Integrado (KALANTAR <i>et al.</i> , 2006).	39
Figura II.10 - Codificação adotada (VENKATESH e RANJAN, 2006).....	39
Figura II.11 - Método Integrado (VENKATESH e RANJAN, 2006).....	40
Figura II.12 - Método Integrado (CHANG, 2008).....	41
Figura III.1 - Funções degrau e sigmóide.....	45
Figura III.2 - Sistema exemplo de 2 barras.	54
Figura III.3 - Fluxograma do ARSD proposto.	62
Figura III.4 - Busca em profundidade (SCHMIDT, 2005).....	65
Figura III.5 - Sistema de 16 barras (CIVANLAR <i>et al.</i> , 1988) – topologia inicial.....	67
Figura III.6 - Algoritmo Heurístico Modificado (AHCM).....	77
Figura III.7 - Etapa de Substituição do AHCM.....	78
Figura III.8 - Sistema de 69 barras (BARAN e WU, 1989b).....	79
Figura III.9 - Perdas de energia por período, sistema de 69 barras.	82
Figura III.10 - Métodos seqüenciais propostos para o planejamento de SDE.....	83
Figura III.11 - Método iterativo proposto para o planejamento de SDE.....	84
Figura IV.1 - Sistema de 119 barras (ZHANG <i>et al.</i> , 2007) – topologia inicial.	87
Figura IV.2 - Sistema de 33 barras (BARAN e WU, 1989a) – topologia inicial.....	89
Figura IV.3 - Perdas de energia por período, sistema de 33 barras.	94
Figura IV.4 - Tensões mínimas no sistema.	94
Figura IV.5 - Chaves manobráveis do sistema de 476 barras (GOMES <i>et al.</i> , 2006)....	95
Figura IV.6 - Perdas por período, sistema de 476 barras.	99
Figura IV.7 - Sistema de 94 barras (TPC) (CHIOU <i>et al.</i> , 2005) – topologia inicial...	103
Figura IV.8 - Curva típica de carga do Grupo-1.....	105
Figura IV.9 - Curva típica de carga do Grupo-2.....	105
Figura IV.10 - Planejamento diário da operação, sistema de 94 barras.	110

Figura IV.11 - Sistema de 135 barras (MANTOVANI <i>et al.</i> , 2000) – topologia inicial.	111
Figura IV.12 - Curva típica de carga para consumidor residencial (Tipo-1).	112
Figura IV.13 - Curva típica de carga para consumidor comercial (Tipo-2).....	112
Figura IV.14 - Curva típica de carga para consumidor industrial (Tipo-3).....	112
Figura IV.15 - Redução das perdas, sistema de 33 barras.	122
Figura IV.16 - Redução das perdas, sistema de 849 barras.	122
Figura IV.17 - Redução das perdas, sistema de 94 barras.	122
Figura IV.18 - Redução das perdas, sistema de 476 barras.	123
Figura A.1 - Fluxograma do AHC.....	146

LISTA DE TABELAS

Tabela I.1 - Perdas de energia no Brasil (ELETROBRÁS, 2001).	1
Tabela I.2 - Nível de perdas no ano de 2008 em algumas distribuidoras do Brasil (ANEEL, 2008b).	3
Tabela III.1 - Tensões e multiplicadores de Lagrange, FPO-1, sistema 16 barras.....	68
Tabela III.2 - Fluxos nas linhas, FPO-1, sistema 16 barras.....	68
Tabela III.3 - Índices SS, FPO-1, sistema 16 barras.....	69
Tabela III.4 - LCO-1, sistema 16 barras.....	69
Tabela III.5 - Índices SS, FPO-2, sistema 16 barras.....	70
Tabela III.6 - LCO-2, sistema 16 barras.....	70
Tabela III.7 - Índices SS, FPO-3, sistema 16 barras.....	71
Tabela III.8 - LCO-3, sistema 16 barras.....	71
Tabela III.9 - “Troca de ligações”, sistema 16 barras.	72
Tabela III.10 - Solução ARSD, sistema 16 barras.....	72
Tabela III.11 – Número de simulações, sistema de 16 barras.	73
Tabela III.12 - Dados de carregamento do sistema de 69 barras.....	80
Tabela III.13 - Soluções para a alocação de capacitores, sistema de 69 barras.....	80
Tabela III.14 - Barras candidatas à alocação de capacitores, sistema de 69 barras.....	81
Tabela III.15 - Soluções para a alocação de capacitores, sistema de 69 barras.....	81
Tabela IV.1 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 119 barras.	88
Tabela IV.2 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 33 barras.	90
Tabela IV.3 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 33 barras modificado.....	90
Tabela IV.4 - Planejamento com bancos de 1.110 kVAr, sistema de 33 barras.....	92
Tabela IV.5 - Planejamento com bancos de 450 kVAr, sistema de 33 barras.....	93
Tabela IV.6 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 476 barras.	96
Tabela IV.7 - Níveis de carregamento, sistema real de 476 barras.	96
Tabela IV.8 - Perdas no caso base, sistema real de 476 barras.	97
Tabela IV.9 - Planejamento, sistema real de 476 barras.	97
Tabela IV.10 - Perdas na solução ótima, sistema real de 476 barras.	98
Tabela IV.11 - Perda de potência ativa, sistema real de 849 barras.....	100
Tabela IV.12 - Perdas no caso base, sistema real de 849 barras.	101
Tabela IV.13 - Planejamento, sistema de 849 barras.	101
Tabela IV.14 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras.	104
Tabela IV.15 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras modificado.....	104

Tabela IV.16 - Segmentação das curvas de carga, sistema de 94 barras.....	106
Tabela IV.17 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras.	106
Tabela IV.18 - Solução do problema de planejamento, sistema de 94 barras.....	107
Tabela IV.19 - Solução acoplada e individualizada, sistema de 94 barras.....	108
Tabela IV.20 - Reconfiguração individualizada, sistema de 94 barras.	109
Tabela IV.21 - Condições operativas, sistema de 135 barras.....	113
Tabela IV.22 - Fluxos de potência ativa, sistema de 33 barras.	115
Tabela IV.23 - Soluções do ARSD nas Condições (i) e (ii), sistema de 33 barras.	116
Tabela IV.24 - Fluxos de potência ativa na Condição (ii), sistema de 33 barras.	116
Tabela IV.25 - Fluxos de potência ativa, sistema de 94 barras.	117
Tabela IV.26 - Soluções do ARSD nas Condições (i) e (ii), sistema de 94 barras.	118
Tabela IV.27 - Fluxos de potência ativa na Condição (ii), sistema de 94 barras.	118
Tabela IV.28 - Planejamento com redefinição de limites, sistema de 94 barras.....	119
Tabela IV.29 - Percentual de barras candidatas à alocação de capacitores.....	124
Tabela IV.30 - Tempos computacionais médios (segundos).....	125
Tabela IV.31 - Tempos médios computacionais, sistema 135 barras (segundos).....	127
Tabela B.1 - Fluxos de potência, sistema de 33 barras.	149
Tabela B.2 - Fluxos de potência, sistema de 94 barras.	150

Capítulo I

Introdução

I.1 Considerações Iniciais

A desregulamentação dos sistemas de energia elétrica conduziu à busca por qualidade e eficiência na prestação do serviço de fornecimento deste insumo. Esta busca tem modificado os conceitos e práticas tradicionalmente adotadas neste setor, alterando inclusive sua estrutura organizacional. A eficiência em qualquer processo produtivo está relacionada à relação custo benefício correspondente, ou seja, ao retorno do investimento realizado para viabilizar o processo. Em uma analogia, um processo produtivo pode ser comparado a um sistema, no qual se pretende maximizar a relação entre a saída e a entrada. No processo de distribuição de energia elétrica, a saída deste sistema é a energia entregue ao consumidor final, e a entrada é a energia produzida ou comprada para este fim.

É conhecida a existência de perdas de energia ao longo da cadeia produção-transporte-consumo de energia elétrica (ANEEL, 2007). Os valores médios das perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE) de países avançados, como Estados Unidos, França, Suécia e Japão, correspondem a uma faixa de 7 a 9% (RADHA *et al.*, 2003). No Brasil, estima-se que, historicamente, um percentual em torno de 15% da energia comprada pelas distribuidoras seja perdido nas redes de distribuição (ARAUJO, 2007, ELETROBRÁS, 2001), como mostra a Tabela I.1.

Tabela I.1 - Perdas de energia no Brasil (ELETROBRÁS, 2001).

Ano	Perdas (%)
1970	16,3
1980	13,0
1990	13,1
2000	15,7
2001	13,9

De acordo com o processo de revisão tarifária realizado no ano de 2005, as perdas de energia nos sistemas de distribuição do Brasil foram da ordem de 15%, confirmando o patamar histórico. Estas perdas causam impacto na quantidade de energia comprada e, portanto, na receita da distribuidora. Este impacto é refletido na revisão tarifária e no benefício auferido aos consumidores. É atribuição do órgão regulador, no caso do Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), estabelecer um valor de repasse das perdas de energia para as tarifas de forma transparente e que incentive a eficiência. As perdas no setor de distribuição costumam ser separadas em:

- Perdas técnicas: constitui a quantidade de energia elétrica dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras ou distribuidoras supridas. Esta perda é decorrente das leis da Física, e podem ser de origem térmica, dielétrica ou magnética;
- Perdas não técnicas ou comerciais: apurada pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia e erros de medição. Essas perdas são diretamente relacionadas à gestão comercial da distribuidora. Em 2005, 32% das perdas de energia no Brasil enquadraram-se nesta modalidade (ARAÚJO, 2007).

A Tabela I.2 apresenta as perdas técnicas e não-técnicas de algumas distribuidoras do Brasil, apuradas no ano de 2008.

Tabela I.2 - Nível de perdas no ano de 2008 em algumas distribuidoras do Brasil
(ANEEL, 2008b).

Concessionária	Perdas Técnicas (%)	Perdas não técnicas (%)	Perdas totais (%)
AES Sul	6,81	2,79	9,60
AMPLA	7,06	12,51	19,57
CEAL	8,73	22,02	30,76
CELPA	9,95	17,46	27,41
CELPE	8,10	7,83	15,92
CEMAR	11,17	19,10	30,28
CEMIG-D	9,48	2,62	12,10
CEPISA	12,56	21,73	34,29
COELBA	9,76	6,71	16,47
COELCE	7,73	5,87	13,60
COSERN	8,18	3,23	11,42
CPFL Paulista	6,37	3,40	9,77
ELETROPAULO	4,91	7,69	12,59
ENERGISA Borborema	6,42	4,99	11,41
ENERGISA Paraíba	11,73	11,46	23,19
ENERSUL	13,95	7,44	21,39
LIGHT	5,61	15,00	20,62
Média	8,74	10,11	18,85

Destaca-se que os referenciais para as perdas apresentadas na Tabela I.2, tanto técnicas como não técnicas, é sobre a energia injetada. A média das perdas totais nas concessionárias do Brasil, no ano de 2008, é próxima da média histórica, com tendência de aumento.

Nos contratos de concessão, constam cláusulas que dizem respeito às perdas de energia, sob o enfoque da qualidade dos serviços prestados, que propõem o acompanhamento de indicadores para auferir as perdas de energia elétrica (ANEEL, 2007), e que servem de índices para apurar a eficiência na distribuição.

De acordo com o cenário descrito, o aumento da eficiência no fornecimento de energia elétrica através da redução das perdas nos SDE, gera benefícios tanto para as distribuidoras, aumentando suas receitas e reduzindo os riscos de investimento (EL-KHATTAM *et al.*, 2005), quanto para os consumidores através da modicidade tarifária. O Decreto nº. 4.562, de 2002, § 1º do art. 1º, estabelece que, devem ser consideradas nas referidas tarifas as parcelas apropriadas dos custos de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento de consumo. Estabelece também que as perdas comerciais passem a compor as tarifas de energia elétrica de forma explícita, criando a necessidade de se definir um tratamento regulatório para as mesmas (LIMA, 2005). Quanto às perdas técnicas, é definido um limite de repasse para a tarifa. Se este limite é ultrapassado, a distribuidora assume o desperdício de energia nos seus alimentadores¹, proporcionalmente ao valor de ultrapassagem.

Além dos aspectos econômicos, questões como a crise de energia e a preservação do meio ambiente através da conservação deste insumo têm sido tratadas com mais rigor (RADHA *et al.*, 2003). Portanto, esforços têm sido feitos para redução das perdas. Com o objetivo de redução da parcela correspondente às perdas técnicas, práticas têm sido adotadas como reconfiguração e alocação de capacitores. Estas práticas são incluídas não só na política de operação, mas também na política de planejamento dos SDE, tendo em vista que os custos associados a estes sistemas constituem parcela significativa² dos custos totais envolvidos no planejamento de sistemas elétricos (GONEN, 1986).

Em um SDE, dois níveis de tensão podem ser identificados: primário e secundário (rede de baixa tensão) (GOMES, 2005). Estes sistemas são tradicionalmente operados de forma radial a fim de facilitar a coordenação da proteção (KAGAN *et al.*, 2005). Além disto, uma rede radial oferece facilidade de operação e requer menores custos de investimento (KHODR *et al.*, 2009). No entanto, uma rede radial oferece menos confiabilidade no que se refere à continuidade do serviço de fornecimento aos

¹ Nesta tese, a designação “alimentador” refere-se a um circuito radial da rede, composto de linhas de distribuição. As linhas ou trechos consistem em ligações entre duas barras do sistema, dentro de um circuito radial.

² Os investimentos nos sistemas de distribuição podem constituir até 60% do orçamento das empresas de energia (MÍGUEZ *et al.*, 1998).

consumidores, se comparada com uma rede configurada em malha (SCHMIDT, 2005). Para aumentar a confiabilidade, uma solução atrativa sob o ponto de vista econômico é a utilização de dispositivos de chaveamento acoplados às linhas de distribuição, no nível primário. Estes dispositivos incluem: (i) chaves normalmente abertas (NA), conhecidas como chaves de interconexão; (ii) chaves normalmente fechadas (NF) ou seccionadoras. Através de operações de abertura/fechamento destas chaves manobráveis é possível aumentar a qualidade, a eficiência, a confiabilidade e a segurança dos SDE. No entanto, para alcançar estes objetivos, tais operações devem ser realizadas considerando-se aspectos de ordem técnica e econômica. Estes aspectos são tratados em estudos de reconfiguração, que se propõem a determinar a topologia da rede elétrica que atende a diversos requisitos de desempenho do sistema, tais como (SCHMIDT, 2005):

- Redução de perdas: o atendimento deste requisito gera benefícios para toda a sociedade;
- Balanceamento de carga: permite aliviar alimentadores da rede com carregamento crítico, resultando em redução de perdas, maior confiabilidade e segurança;
- Isolamento de trechos: a reconfiguração permite o isolamento de um trecho da rede que tenha apresentado defeito permanente;
- Restabelecimento: consiste no retorno da rede ao seu estado original após o reparo de um trecho defeituoso, através de realocação de carga;
- Planejamento da operação: a reconfiguração é uma alternativa a ser considerada para o planejamento visando a determinação da topologia da rede durante o período diário de operação;
- Planejamento de médio e longo prazo: a reconfiguração permite determinar a topologia em que a rede irá operar no futuro, dentro de um horizonte de planejamento de 5 a 10 anos (KAGAN, 1999);
- Planejamento da manutenção: a manutenção de linhas de distribuição implica na retirada temporária de serviço destas linhas, através do isolamento do trecho correspondente (KHATOR e LEUNG, 1997);
- Aumento das margens de carregamento (VENKATESH *et al.*, 2004): a reconfiguração permite o aumento da margem de carregamento de SDE, contribuindo para a melhoria da estabilidade de tensão nestes sistemas;

- Continuidade e Qualidade: a confiabilidade e a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica consideram a continuidade do fornecimento deste insumo (GOMES, 2005).

A resolução ANEEL nº. 24, de 27 de Janeiro de 2000, estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. Para avaliar a continuidade, existem índices como o DEC (Duração Equivalente por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) (KAGAN *et al.*, 2005). A partir de uma perspectiva econômica, qualquer critério para aumento da confiabilidade deve se basear nos custos associados à modificação de um ou mais parâmetros do sistema, em contraposição aos benefícios gerados para a sociedade em virtude destes investimentos (JONNAVITHULA e BILLINTON, 1996). Outro fator que determina a qualidade do serviço de distribuição é a limitação da queda de tensão nos alimentadores.

A resolução da ANEEL número 505 de 26 de novembro de 2001 estabelece, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente (GOMES, 2005).

Portanto, a reconfiguração torna flexível a operação dos SDE, constituindo-se uma alternativa de grande importância para o planejamento e a automação destes sistemas.

Inicialmente, os métodos propostos para o planejamento de SDE eram baseados na geração e na avaliação das soluções possíveis para problemas de pequena dimensão, as quais requeriam importantes esforços para a produção das alternativas a serem avaliadas. Porém, estes métodos eram totalmente dependentes da experiência dos engenheiros de planejamento e incorriam no risco de não considerar a melhor alternativa (EL-KHATTAM *et al.*, 2005, GÓMEZ *et al.*, 2004).

Entretanto, mesmo com o surgimento de novas ferramentas, somente um número reduzido de alternativas é analisado na prática devido ao tempo limitado para o planejamento e à dificuldade de se analisar todas as alternativas possíveis de maneira ótima, considerando-se os objetivos do problema (ASAKURA *et al.*, 2000). No caso da operação, estes tempos são ainda mais reduzidos. Portanto, para atender os objetivos e critérios cada vez mais rigorosos, estratégias de reconfiguração mais eficientes são necessárias. Os fatores relevantes, que devem ser considerados para a reconfiguração de SDE são (KHATOR e LEUNG, 1997):

- Leis das correntes e das tensões de Kirchhoff: toda solução factível para o problema deve atender as restrições de balanço de potência ativa e reativa em todas as barras do sistema;
- Custos variáveis (GOSWAMI, 1997): correspondem aos custos de transporte de energia elétrica nos alimentadores;
- Radialidade: sistemas de distribuição tradicionais são operados em uma configuração radial;
- Conectividade: todas as barras do sistema devem estar conectadas à subestação, direta ou indiretamente, em condições normais de operação;
- Queda de tensão: a queda de tensão em um alimentador é diretamente proporcional às perdas. Portanto, esta queda deve ser limitada considerando-se a relação custo-benefício para redução das perdas, aumento da qualidade de fornecimento e aumento das margens de estabilidade de tensão;
- Capacidade de emergência dos alimentadores: o sistema deve operar sem sobrecarga nos alimentadores para maior segurança e confiabilidade, e menores perdas.

I.2 Aspectos da reconfiguração de SDE

O problema de reconfiguração de SDE consiste na determinação da topologia radial e conexa, através da definição dos estados (aberto/fechado) das chaves manobráveis, que otimiza um determinado índice de desempenho e satisfaz as restrições operacionais (KALANTAR *et al.*, 2006). Quando aplicado para a minimização de perdas, este problema busca minimizar os custos variáveis do transporte da energia pela rede elétrica. Em uma rede de distribuição, a perda total de potência ativa (dada em kW) e a perda total de energia (dada em kWh) são funções quadráticas das correntes nas linhas, ou das tensões nodais (SCHMIDT, 2005). Portanto, a natureza do problema de reconfiguração para minimização de perdas é não linear.

Por outro lado, o problema de reconfiguração envolve variáveis discretas e contínuas. As variáveis discretas correspondem aos estados das chaves e podem ter somente dois valores: 0 (chave aberta) ou 1 (chave fechada). As variáveis contínuas correspondem ao estado operativo e aos controles do sistema. Ou seja, este é um problema de programação inteira mista.

Problemas de otimização com estas características são complexos e de difícil solução (HILLIER e LIEBERMAN, 1997). Isto porque o número de soluções possíveis aumenta exponencialmente com o número de variáveis discretas ou binárias, atribuindo ao problema natureza combinatória de grande escala (KHATOR e LEUNG, 1997). Por exemplo, uma rede elétrica com 10 chaves pode apresentar 2^{10} diferentes soluções (SCHMIDT, 2005). Adicionalmente, devido à natureza discreta do problema, o espaço de soluções consiste em uma região não convexa, ou seja, que apresenta diferentes soluções ótimas locais, que podem dificultar a obtenção da solução ótima global (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a).

Além das restrições de radialidade e conectividade da rede, os limites operacionais e técnicos exigidos por equipamentos ou impostos pelos órgãos regulatórios devem ser atendidos.

Uma outra questão que deve ser considerada diz respeito à possibilidade de alterações na previsão da demanda durante um horizonte de planejamento. Tradicionalmente, estes sistemas são planejados para a condição de demanda máxima. No entanto, uma operação mais eficiente pode ser obtida através da reconfiguração considerando-se variações na demanda futura (RADHA *et al.*, 2003). Porém, uma previsão exata desta demanda depende de fatores cujo nível de precisão pode não ser satisfatório (KHATOR e LEUNG, 1997). Portanto, os métodos de reconfiguração devem incluir análises de sensibilidade para tratar variações na previsão da demanda futura.

Além da variação durante o horizonte de planejamento, a carga de um SDE apresenta variações horárias, que devem ser consideradas no problema de reconfiguração, assim como o custo das perdas em cada período diário de operação. De acordo com ARAUJO (2007), uma correta valoração das perdas na distribuição de energia elétrica deve se basear na tarifa média de venda de energia. No Brasil, esta tarifa varia ao longo do dia, conforme tarifação horo-sazonal azul.

Por fim, o tempo necessário para a determinação de soluções de boa qualidade (GOMES, 2005) deve ser considerado nos métodos de reconfiguração, uma vez que no planejamento de curto prazo, é necessária a geração de topologias de rede para acomodar a variação horária da carga durante o período de 1 dia.

Todos estes aspectos e características inerentes à reconfiguração de SDE tornam este problema extremamente complexo. Isto justifica o desenvolvimento e a utilização

de ferramentas computacionais eficientes associadas à experiência dos engenheiros de planejamento e operação.

I.3 Aspectos da alocação de capacitores em SDE

A utilização de bancos de capacitores é prática comum em SDE em todo o mundo e tem como propósito o aumento de eficiência na operação destes sistemas, através da melhoria de índices de desempenho. A extensão dos benefícios da instalação dos bancos de capacitores depende da configuração elétrica da rede e das variações da carga ao longo do período em estudo. Os objetivos dos investimentos nestes equipamentos pelas distribuidoras são:

- (i) correção do fator de potência;
- (ii) melhoria dos perfis de tensão;
- (iii) redução das perdas;
- (iv) aumento da capacidade de circuitos.

Para a distribuidora, o lucro líquido corresponde à quantidade de energia conservada com a redução das perdas subtraído do investimento na aquisição e instalação dos bancos de capacitores.

O problema de alocação de banco de capacitores envolve a localização e a determinação do tipo, tamanho e número de capacitores a serem instalados no sistema, visando pelo menos um dos objetivos citados (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a). Esta alternativa conduz à redução do fluxo de potência reativa nas linhas de distribuição (ZHANG *et al.*, 2006).

Assim como o problema de reconfiguração, o problema de alocação envolve o tratamento de variáveis discretas ou binárias. Neste caso, estas variáveis são associadas às opções de chaveamento dos bancos de capacitores, em que os valores zero e unitário representam capacitor desligado e ligado, respectivamente. Portanto, este também é um problema de natureza não linear inteira mista, cuja região de solução é não convexa e pode apresentar diferentes soluções ótimas locais (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a). Além disto, variações da carga ao longo do dia atribuem maior complexidade, pois o investimento também deve considerar a carga e o custo associado às perdas de energia

em cada horário de operação. Ou seja, a solução do problema de alocação de capacitores requer uma análise combinatória das alternativas de investimento.

I.4 Motivação da Tese

A reconfiguração de SDE radiais constitui-se uma alternativa eficaz para a redução de perdas de energia nos alimentadores, através da redistribuição de fluxos em redes sobrecarregadas. Entretanto, devido à presença de algumas cargas reativas elevadas no sistema, somente a reconfiguração da rede pode não ser capaz de reduzir efetivamente as perdas causadas pelos fluxos de potência reativa (ZHANG *et al.*, 2006). Nestes casos, uma alternativa é o investimento em bancos de capacitores, que reduz a componente reativa de corrente na rede, e assim pode reduzir sensivelmente a perda total de energia (ZENG *et al.*, 2002).

Por outro lado, somente a alocação de capacitores pode não reduzir efetivamente as perdas causadas devido à sobrecarga de alguns alimentadores (ZHANG *et al.*, 2006). Portanto, a reconfiguração e a alocação de capacitores constituem alternativas que apresentam diferentes propriedades e limitações, porém recíprocas. Quando estas duas opções de controle e investimento são combinadas de forma eficiente, uma condição operacional mais favorável pode ser alcançada.

Existem na literatura diversas pesquisas sobre reconfiguração e alocação de capacitores que utilizam técnicas de otimização, porém poucos trabalhos propõem a combinação destas duas alternativas para o planejamento de SDE, visando uma operação com redução das perdas (ZHANG *et al.*, 2006). A combinação de ambas em uma única ferramenta computacional, com o objetivo de avaliação das vantagens decorrentes desta associação, é complexa e constitui-se um campo promissor para pesquisa.

Adicionalmente, devido à dimensão deste problema e ao tempo computacional envolvido, a maioria dos trabalhos sobre reconfiguração e alocação de capacitores considera apenas um período de carregamento do sistema (JIANG e BALDICK, 1996, ZENG *et al.*, 2002, ZHANG *et al.*, 2008, CHANG, 2008). No entanto, neste tipo de abordagem, o sistema pode não ter seu ponto operativo otimizado para todos os níveis de carregamento.

A metodologia proposta nesta tese considera os aspectos abordados, e inclui o desenvolvimento de um índice de sensibilidade para a reconfiguração de SDE. Este

índice contém informações relevantes sobre a rede de distribuição, e é inexplorado na literatura. Estes fatores servem de motivação para o desenvolvimento deste tema.

I.5 Objetivos da Tese

Tendo em vista a necessidade e a importância de um planejamento de SDE aliado a uma operação eficiente com perdas mínimas de energia, o objetivo desta tese é o desenvolvimento de uma ferramenta computacional para reconfiguração e alocação ótima de bancos fixos de capacitores, considerando diferentes níveis de carregamento.

A principal inovação da metodologia apresentada é a proposição de um novo índice de sensibilidade, baseado nos multiplicadores de Lagrange obtidos da solução de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), para uma reconfiguração associada com perdas mínimas de energia. Este índice de sensibilidade retrata o impacto nas perdas devido a alterações topológicas na rede elétrica e, portanto, contém informações relevantes para otimização de seu estado operativo via reconfiguração.

Esta pesquisa inclui a avaliação de métodos para a associação de reconfiguração com alocação de capacitores, buscando aliar os benefícios destas duas alternativas complementares para a minimização de perdas de energia, sob a ótica do planejamento da operação de curto prazo. Para a reconfiguração ótima de SDE, propõe-se a aplicação do índice de sensibilidade e do algoritmo desenvolvidos neste trabalho. Para a alocação ótima de capacitores, propõe-se um passo adicional na metodologia proposta em (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a).

I.6 Publicações e/ou Submissões Decorrentes da Pesquisa

- ◆ “Optimal Reconfiguration and Capacitor Allocation in Radial Distribution Systems for Energy Losses Minimization”, OLIVEIRA, L. W., CARNEIRO JUNIOR, S., OLIVEIRA, E. J., PEREIRA, J. L. R., SILVA JUNIOR, I. C., COSTA, J. S., submetido em março/2009 para a revista *International Journal of Electrical Power and Energy Systems (IJEPES)*.
- ◆ “Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição para Minimização de Perdas de Energia”, OLIVEIRA, L. W., OLIVEIRA, E. J., CARNEIRO JUNIOR, S., PEREIRA, J. L. R., COSTA, J. S., SILVA JUNIOR, I. C.,

aceito em janeiro/2009 para publicação na revista da *Sociedade Brasileira de Automática (SBA)*.

- ◆ “Reconfiguração Ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, COSTA, J. S., OLIVEIRA, E. J., PEREIRA, J. L. R., OLIVEIRA, L. W., CARNEIRO JUNIOR, S., SILVA JUNIOR, I. C., *XVII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 14 a 17 de Setembro de 2008, Juiz de Fora, MG-Brasil.

I.7 Organização da Tese

Além deste capítulo esta tese contém mais quatro capítulos e um apêndice. O Capítulo II apresenta as linhas de pesquisa e uma revisão dos métodos de reconfiguração e alocação de capacitores em SDE encontrados na literatura. Adicionalmente, é realizada uma abordagem específica sobre os métodos existentes para a associação de reconfiguração com alocação de capacitores em redes de distribuição.

O Capítulo III apresenta a metodologia proposta para reconfiguração ótima de SDE radiais juntamente com a alocação ótima de capacitores visando minimização de perdas de energia.

No Capítulo IV são apresentados e discutidos os resultados obtidos mediante a aplicação da metodologia proposta, os quais são comparados com os resultados de outros métodos. Os estudos de casos apresentados são referentes a sistemas conhecidos na literatura, incluindo dois sistemas equivalentes brasileiros de médio porte.

No Capítulo V são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

O Apêndice A descreve o método apresentado em (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a), que servirá de base para o desenvolvimento do algoritmo de alocação ótima de capacitores na presente tese.

O Apêndice B apresenta dados complementares necessários para a análise de alguns sistemas utilizados nos estudos de casos.

Capítulo II

Revisão Bibliográfica

II.1 Introdução

Tendo em vista a importância da reconfiguração das redes radiais de distribuição de energia elétrica para o planejamento e a operação econômica destes sistemas, existem vários trabalhos publicados sobre métodos e algoritmos para solução deste problema. Este capítulo tem como objetivo uma descrição das linhas de pesquisa, seus aspectos, vantagens e desvantagens, através de uma revisão dos principais trabalhos encontrados na literatura sobre o tema.

Para o caso de alocação de capacitores, verifica-se também uma dedicação à pesquisa sobre este tema. Portanto, será descrito uma revisão de alguns trabalhos encontrados na literatura.

Por outro lado, alguns trabalhos abordam a importância da reconfiguração juntamente com a alocação de capacitores para o planejamento e a operação de redes de distribuição, e propõem métodos para a solução deste problema. Este capítulo também apresenta uma revisão destes métodos.

II.2 Metodologias Para a Solução do Problema de Reconfiguração

Os métodos encontrados na literatura para solução do problema de reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE) podem ser classificados como:

II.2.1 Métodos de Busca Exaustiva

Consiste na enumeração completa de todas as possibilidades de reconfiguração, ou seja, na avaliação de todas as topologias radiais factíveis. Também são conhecidos como métodos de “força bruta” e permitem obter a solução ótima global do problema de reconfiguração de redes de distribuição. No entanto, esta solução requer um considerável esforço computacional mesmo para SDE de proporções moderadas

(SARFI *et al.*, 1994). Isto se deve à natureza não linear do problema, que requer uma análise de fluxo de potência para determinação do estado da rede a cada operação de chaveamento. Portanto, as dimensões elevadas do espaço de soluções inviabilizam procedimentos de Busca Exaustiva.

MORTON e MAREELS (2000) propuseram um algoritmo de Busca Exaustiva eficiente para a reconfiguração de SDE visando mínimas perdas de potência ativa. Embora exaustivo, o método apresenta eficiência computacional através do uso de teoria de grafos, explorando a estrutura semi-esparsa de uma matriz de sensibilidade de corrente. A modelagem acomoda desequilíbrio de fases e as restrições operativas da rede.

II.2.2 Métodos de Programação Matemática

Os métodos de programação matemática consistem em ferramentas de otimização, as quais podem considerar ou não a natureza discreta do problema de reconfiguração. Os métodos de otimização contínua, tais como o método de programação linear *simplex* (REKLAITIS *et al.*, 1983) e o método de Newton (LIU *et al.*, 1992), geram soluções ótimas locais devido às aproximações necessárias para tratar as variáveis discretas como contínuas. Os métodos de otimização inteira mista permitem representar as variáveis discretas, mas o tempo de processamento elevado para a análise de redes reais limita sua aplicação (KHATOR e LEUNG, 1997).

Entre os métodos de programação matemática inteira mista dois se destacam: *Branch and Bound* (HILLIER e LIEBERMAN, 1997) e Busca em Profundidade (SCHMIDT, 2005). O primeiro pode conduzir à solução ótima global, mas o tempo de processamento torna-se proibitivamente elevado em redes de grande porte. O segundo, por sua vez, não permite em geral determinar a solução ótima global, mas apresenta tempos de processamento muito baixos e fornece soluções sub-ótimas de boa qualidade.

Utilizando o método *Branch and Bound*, MERLIN e BACK (1975) publicaram o que é considerado o primeiro trabalho sobre reconfiguração de SDE para minimização de perdas de potência ativa. Neste trabalho, é proposta uma metodologia que considera uma configuração inicial em malha, na qual todas as chaves encontram-se fechadas. A partir desta configuração, o algoritmo desenvolvido determina a abertura sequencial de chaves até que uma configuração radial seja obtida. Para tanto, utiliza-se um modelo de rede equivalente resistivo, e a distribuição de correntes em cada configuração é então

determinada por Fluxo de Potência Convencional (FPC). No entanto, devido à natureza combinatória do problema de reconfiguração, este método requer a análise de um grande número de configurações para sistemas reais (LIU *et al.*, 1989, RADHA *et al.*, 2003).

MOMOH e CAVEN (2003) apresentaram uma aplicação da técnica *Branch and Bound* no problema de reconfiguração multi-objetivo de SDE utilizando-se programação linear aliada ao método de pontos interiores. Os objetivos são: (i) aumento da confiabilidade, para tanto se efetua análise de contingências; (ii) equilíbrio de carga entre alimentadores com carregamento crítico; (iii) minimização do número de operações de chaveamento. A avaliação da confiabilidade baseia-se no número de interrupções para cada topologia considerada. São modeladas restrições de conectividade, radialidade e de isolamento de alimentadores com defeito. Equações de laço são utilizadas para tratar as restrições de radialidade.

II.2.3 Métodos Heurísticos

De modo geral, devido à dimensão elevada de sistemas reais e de grande porte, uma solução prática requer o emprego de métodos de busca heurísticos, possivelmente conduzidos por uma metodologia simplificada de otimização (RADHA *et al.*, 2003). Estes métodos oferecem redução dos tempos de processamento em relação aos métodos de programação matemática, através da aplicação de um conjunto de regras estabelecidas de acordo com as características do problema que permitem reduzir o espaço de busca. Portanto, estes métodos requerem o conhecimento prévio do problema sob análise para uma correta aplicação das regras.

Os métodos heurísticos podem conduzir a soluções ótimas locais (KALANTAR *et al.*, 2006) tendo em vista que, apesar de possuírem as mesmas características básicas, as redes de distribuição possuem peculiaridades que as diferenciam entre si. Ou seja, um bom desempenho da aplicação de determinadas regras heurísticas em uma rede não implica em sucesso destas mesmas regras para todas as redes. Entre os métodos heurísticos, destaca-se o método conhecido como *Branch Exchange* (“troca de ligações”) (SCHMIDT, 2005). O método consiste na avaliação de configurações radiais “vizinhas”, geradas a partir de uma configuração radial inicial através do fechamento de uma chave e da correspondente abertura de outra chave. Uma vez gerada uma nova configuração, outra configuração radial “vizinha” é gerada a partir da primeira.

CIVANLAR *et al.* (1988) apresentaram um algoritmo que parte de uma configuração radial e utiliza o método de “troca de ligações” para geração de outras configurações radiais. Neste trabalho, desenvolveu-se uma fórmula aproximada para determinação da alteração das perdas de potência devido a uma operação de abertura e fechamento. Este tipo de aproximação permite eliminar operações que conduzem a um aumento da perda total de potência, visando reduzir a dimensão do espaço de soluções e os esforços computacionais. Entretanto, o artigo não fornece detalhes da aplicação da metodologia em redes de distribuição reais.

BARAN e WU (1989a) publicaram um trabalho de reconfiguração de redes baseado na técnica de “troca de ligações” com os objetivos de redução de perdas de potência e balanceamento de carga entre alimentadores. Somente são realizadas as trocas de ligações que produzem o menor aumento de perdas. Continuando o trabalho de CIVANLAR *et al.* (1988), desenvolveram dois métodos aproximados para o cálculo do fluxo de potência em redes radiais após uma troca de ligações. Estes dois métodos são baseados em um conjunto de equações recursivas (*backward-forward*) que formulam o fluxo de potência. Entretanto, o custo operacional do método não foi comentado neste artigo.

GOSWAMI e BASU (1992) publicaram uma metodologia de reconfiguração que parte de uma rede radial e fecha uma chave por vez, formando somente uma malha. O processo de busca é então realizado por malha, abrindo-se uma chave da malha por vez para retornar à condição radial. Esta chave está acoplada à linha com a menor corrente da malha. O processo termina quando todas as malhas da rede são analisadas e não ocorre redução adicional de perda de potência devido a uma nova troca de ligações. Para determinação das correntes na malha, é necessário o cálculo elétrico da rede. Os procedimentos de busca pelas linhas a serem chaveadas e de cálculo elétrico da rede são inovadores, permitindo redução do espaço de soluções, simplicidade de implementação e eficiência computacional em relação aos métodos anteriores, além de soluções factíveis e de boa qualidade.

CHERKAOUI *et al.* (1993) apresentaram um trabalho para reconfiguração ótima de redes através da utilização de métodos heurísticos. Esta referência faz uma abordagem de três estratégias de chaveamento. A primeira foi denominada por CHERKAOUI *et al.* (1993) de destrutiva, na qual todas as chaves são inicialmente fechadas e uma estratégia de abertura sequencial é estabelecida. A segunda estratégia, denominada de construtiva, efetua o fechamento sequencial das chaves a partir de uma

topologia em que todas se encontram abertas, até a obtenção de uma configuração radial. A terceira estratégia consiste na técnica denominada de “troca de ligações”, descrita anteriormente. Para tratar a radialidade do problema, utiliza-se uma restrição estabelecendo que o número de ligações deva ser igual ao número de barras do sistema. Esta restrição é necessária, mas não suficiente para a geração de topologias radiais. Para assegurar a radialidade, são utilizadas duas estratégias complementares de troca de ligações para a geração de “configurações vizinhas” a partir da configuração inicial. O algoritmo proposto busca determinar a configuração gerada associada à redução de perdas.

PEPONIS e PAPADOPOULOS (1995) utilizaram o método de “troca de ligações” para reconfiguração com os objetivos de minimização de perdas de potência em linhas de distribuição e balanceamento de carga durante o restabelecimento do sistema. Para aumento da eficiência computacional, o algoritmo proposto determina uma rede equivalente de dimensão reduzida em relação à original, permitindo a análise de sistemas reais de grande escala.

MANTOVANI *et al.* (2000) propuseram um algoritmo heurístico para minimização de perdas de potência e balanceamento de carga. Este algoritmo utiliza um método de geração de topologias candidatas baseado no método *Branch and Bound*. Este método é aliado a uma técnica heurística de corte de configurações, baseada no limite de queda de tensão nos alimentadores, que permite reduzir o espaço de busca. De acordo com esta técnica, as configurações que apresentam violação do limite de queda de tensão são descartadas, evitando a necessidade de avaliação das topologias geradas a partir destas configurações. Nesta referência, é utilizado um algoritmo de fluxo de carga aproximado rápido que permite reduzir o esforço computacional para o cálculo das perdas nas configurações candidatas.

CHIN e HUANG (2000) desenvolveram outro método baseado na “troca de ligações”, que utiliza um índice de mérito para determinação da chave que deve escolhida para abertura. Este índice considera a queda de tensão e o fluxo de potência através das chaves candidatas. Para indicar o ponto mais adequado para abertura da malha, a metodologia utiliza o conceito de “conjunto de fronteira” (“*boundary set*”). Neste caso, o “conjunto de fronteira” inclui as duas ligações adjacentes à barra de menor tensão da malha.

II.2.4 Meta-heurísticas

Estas metodologias também são baseadas em regras heurísticas, mas permitem uma maior aproximação da solução ótima global em problemas complexos de natureza combinatória, através de uma varredura mais apurada do espaço de busca. Entre estes métodos destacam-se:

1) Recozimento Simulado

A meta-heurística de Recozimento Simulado (*Simulated Annealing*) se fundamenta numa analogia com o processo de recozimento de metais e utiliza um processo de busca local probabilística (MORI e IIMURA, 2003). Este processo permite a adoção de soluções de pior qualidade a fim de se evitar que o mesmo seja limitado a uma região de ótimos locais do espaço de busca. Isto possibilita uma investigação mais ampla por regiões mais distantes do ponto inicial, resultando em uma busca mais apurada pela solução ótima. Por ser tratar de um método probabilístico, esta meta-heurística permite incluir diversas restrições realistas e objetivos não-lineares no problema de reconfiguração.

CHIANG e JEAN-JUMEAU (1990) apresentaram uma proposta para reconfiguração de SDE que utiliza o método de Recozimento Simulado para a redução de perdas de potência. Os autores relatam redução do tempo de processamento e aumento de eficiência computacional.

Em (YOUNG *et al.*, 2002), foi apresentado um algoritmo baseado no método de Recozimento Simulado para solucionar o problema de reconfiguração de SDE associada à redução de perdas de potência. Neste trabalho, estratégias foram investigadas para tratar aspectos relacionados à avaliação da função objetivo e ao processo de resfriamento do parâmetro “temperatura”, os quais interferem na convergência do algoritmo e na qualidade das soluções obtidas.

Com o objetivo de melhoria da confiabilidade de redes de distribuição, BROWN (2003) propôs uma metodologia de reconfiguração que utiliza um modelo analítico de predição de confiabilidade. Este modelo fornece: (i) o número esperado de interrupções momentâneas por ano; (ii) o número de interrupções permanentes por ano; (iii) o número esperado de horas de interrupções por ano. O autor utiliza um procedimento de busca por “recozimento local”, em que pequenas mudanças topológicas na rede radial

inicial vão sendo introduzidas. Por exemplo, quando uma chave é fechada, abre-se a próxima chave fechada a montante da primeira. Este procedimento foi denominado “troca de chave de interconexão” (*tie switch shift*), e permite preservar a radialidade das novas configurações.

2) Busca Tabu

O método de Busca Tabu (*Tabu Search*) consiste em um processo de busca determinístico (MORI e IIMURA, 2003) pelo ponto ótimo que utiliza uma lista de movimentos proibidos pela região de solução a partir do ponto inicial. Este método também aceita uma solução de pior qualidade em relação à solução corrente com o objetivo de escapar de regiões de ótimos locais e permitir a investigação por outras regiões do espaço de busca. A lista tabu impede que soluções já investigadas sejam reavaliadas, evitando a ocorrência de ciclos nos movimentos de busca.

O método de Busca Tabu foi aplicado para reconfiguração de SDE em (MORI e OGITA, 2000).

3) Colônia de Formigas

Esta meta-heurística (*Ant Colony*) faz uma analogia ao comportamento das colônias reais de formigas, reproduzindo a técnica utilizada para a construção de rotas para as fontes de alimentos através do menor caminho (GÓMEZ *et al.*, 2004). Apesar de uma “formiga artificial” (em analogia à formiga real) possuir uma capacidade limitada de aprendizado, a complexidade de sua organização permite uma comunicação extremamente eficiente.

Esta meta-heurística foi utilizada para reconfiguração ótima de SDE associada à minimização de perdas ativas de potência em (KHOA e PHAN, 2006).

4) Algoritmo Genético

Os Algoritmos Genéticos (*Genetic Algorithm*) consistem em uma família de modelos computacionais inspirados na evolução das espécies. Estes métodos geram novas soluções para um determinado problema a partir de um conjunto de soluções iniciais, em uma analogia à geração de novos indivíduos a partir de seus genitores. Os

algoritmos genéticos também pertencem a um grupo de métodos classificados como Inteligência Artificial.

NARA *et al.* (1992) propuseram uma metodologia para reconfiguração de redes de distribuição via Algoritmo Genético (AG). Neste trabalho, além da perda total de potência ativa, a função objetivo visa minimizar a queda de tensão e a violação da capacidade de corrente das linhas do sistema.

Em (CHOI e KIM, 2000), foi proposto um método que utiliza Algoritmo Genético para minimização de perdas de potência em redes de distribuição através de reconfiguração. Neste artigo, considera-se a presença de geração distribuída (GD) no sistema. Inicialmente, todas as chaves da rede são consideradas fechadas. Técnicas heurísticas são incorporadas ao algoritmo para tratar chaves que pertencem a mais de um laço.

LUAN *et al.* (2002) apresentaram uma metodologia baseada em AG para solução do problema de restauração de redes de distribuição. Para tanto, foi adotado um esquema de codificação decimal no qual cada gene consiste no número de uma chave. Cada cromossomo, portanto, define uma topologia factível. Um gene especial '0' foi introduzido no cromossomo, indicando o ponto ótimo de corte de carga, para os casos em que a rede não pode atender toda a demanda. O estado das chaves é determinado utilizando-se teoria de grafos, considerando-se as restrições de radialidade do problema. Todas as chaves são consideradas inicialmente abertas. Quando um gene é ativado, ou seja, uma chave é fechada, e ocorre formação de malha, a respectiva operação de chaveamento é desconsiderada e o próximo gene do cromossomo passa a ser analisado. Todas as linhas do sistema são visitadas na ordem determinada pelo cromossomo.

ZHU (2002) apresentou outra metodologia baseada em Algoritmo Genético para reconfiguração de SDE, propondo uma codificação simplificada para aumentar a eficiência do algoritmo.

Em (RAMOS *et al.*, 2005), foi apresentada uma metodologia para a geração de topologias radiais de redes de distribuição denominada *path-to-node* ou “caminho para a fonte”, baseada em teoria de grafos, com o objetivo de minimizar perdas de potência. Este método consiste na identificação dos caminhos candidatos entre cada barra e a subestação. A metodologia permite a modelagem das restrições elétricas e topológicas da rede, através de equações e inequações algébricas para a determinação de uma configuração radial e conexa. Para avaliar a técnica proposta, foram propostos dois algoritmos de otimização. O primeiro utiliza programação linear inteira mista, através

de linearização da função objetivo e das restrições. O segundo utiliza Algoritmo Genético incorporando as não linearidades inerentes ao problema.

II.2.5 Inteligência Artificial

O conceito de inteligência artificial baseia-se na simulação computacional do pensamento humano para a solução de um problema específico (TAYLOR e LUBKEMAN, 1989), a partir do conhecimento das características do mesmo. A aplicação de sistemas de inteligência artificial na reconfiguração possibilita uma maior flexibilidade para a análise das redes de distribuição atuais, tendo em vista a complexidade destas redes. Além do Algoritmo Genético descrito anteriormente, outros métodos baseados em inteligência artificial podem ser destacados:

1) *Lógica Fuzzy*

A teoria de lógica *fuzzy* propõe a modelagem computacional de regras baseadas no conhecimento técnico para solução de um determinado problema. A aplicação da lógica *fuzzy* na reconfiguração é fundamentada pelo fato de que, na prática, certos níveis de desvio ou violações devem ser toleráveis para se evitar volumosos dispêndios de capital. Além disto, os métodos analíticos consideram apenas valores determinísticos para a demanda e para os parâmetros econômicos, ou seja, as incertezas associadas não podem ser incluídas diretamente nestes modelos. Portanto, uma previsão mais realista dos cenários futuros requer a utilização de métodos probabilísticos baseados na teoria de lógica *fuzzy* (RAMIREZ-ROSADO *et al.*, 1999).

Em (SONG *et al.*, 1997), um algoritmo evolutivo foi proposto para reconfiguração de redes de distribuição visando redução de perdas de potência. Neste algoritmo, a mutação é realizada utilizando-se uma técnica baseada nos controladores lógicos nebulosos (lógica *fuzzy*).

VENKATESH *et al.* (2004) publicaram um método para reconfiguração ótima de SDE para redução de perdas de potência e maximização da margem de carregamento das ligações. Em sua primeira etapa, o método determina através de um índice de carregamento uma estimativa da carga adicional que pode ser extraída de uma determinada barra sem que o limite de estabilidade seja alcançado, ou seja, uma estimativa da margem de carga. Na seqüência, a rede é reconfigurada conforme

metodologia proposta com o objetivo de maximizar a margem de carregamento de toda a rede. A metodologia proposta consiste em programação evolucionária utilizando lógica *fuzzy*.

HSIAO (2004) propôs um algoritmo evolucionário multi-objetivo para a minimização das perdas de potência do sistema, do desvio das tensões nas barras, e do número de operações das chaves. As funções objetivo são formuladas através de conjuntos *fuzzy*.

No foco do planejamento, RAMIREZ-ROSADO e DOMINGUEZ-NAVARRO (2006) apresentaram um método de reconfiguração que utiliza uma lista tabu elaborada para armazenar os nós de rede percorridos, evitando-se movimentos indesejados tais como formação de laços. A metodologia proposta parte de uma configuração inicial radial. Esta configuração é obtida através da construção da “árvore de caminhos” (*spanning tree*). O trabalho considera incertezas na formação dos custos econômicos e dos níveis de confiabilidade através de lógica *fuzzy*.

Outra aplicação de lógica *fuzzy* para reconfiguração pode ser encontrada em (DAS, 2006). Este trabalho apresenta uma formulação multi-objetivo visando minimização de perdas de potência ativa e balanceamento de carga entre os alimentadores da rede de distribuição.

2) *Redes Neurais Artificiais*

Redes Neurais Artificiais (*Artificial Neural Networks*) são estruturas computacionais que modelam fenômenos com base no comportamento das redes neurais biológicas. Estas estruturas possuem capacidade de aprendizado e adaptabilidade. Estas características potencializam sua aplicação no problema de reconfiguração, tendo em vista que o SDE está sujeito a constantes variações tais como o aumento da demanda.

AUGUGLIARO *et al.* (2003) propôs uma implementação prática de algoritmos de controle para a reconfiguração. Esta metodologia de controle permite automatizar um sistema em instâncias menores, ao invés da automação total do mesmo, com custos relativamente baixos. A metodologia propõe a utilização de um controlador local em cada barra da rede para determinar os estados (aberto/fechado) das ligações que se conectam a barra. Restrições de conectividade e radialidade são consideradas no controle. Para evitar o isolamento de trechos da rede, a metodologia utiliza uma Rede Neural Artificial (RNA) para decidir sobre qual chave fechar e um algoritmo

determinístico para decidir sobre qual chave abrir. A decisão sobre qual chave abrir baseia-se no ponto de inversão de fluxo na malha criada pelo fechamento da primeira chave. Desta forma, a chave que deve ser aberta é aquela mais próxima do ponto de inversão. Na literatura, outros métodos de reconfiguração que utilizam RNA podem ser encontrados (KIM *et al.*, 1993, SALAZAR *et al.*, 2006).

II.2.6 Algoritmos Evolutivos

Tal como os algoritmos genéticos, os Algoritmos Evolutivos baseiam-se no processo de evolução das espécies e são tradicionalmente mais rápidos que os primeiros. Também apresentam vantagens tais como boa convergência e qualidade das soluções obtidas. Entretanto, este tipo de algoritmo requer grande capacidade de memória.

Utilizando Evolução Diferencial Inteira Mista, SU e LEE (2003) desenvolveram um algoritmo de reconfiguração de redes de distribuição para minimização de perdas de potência e elevação dos perfis de tensão. Este algoritmo pertence à classe dos algoritmos evolutivos e permite modelar o problema com mais detalhes, incluindo o carregamento máximo das ligações e a máxima queda de tensão nos nós da rede. A metodologia proposta mostrou vantagens em termos de eficiência computacional quando comparada com uma outra implementação baseada na técnica de Recozimento Simulado.

II.2.7 Métodos Híbridos

Os algoritmos híbridos foram desenvolvidos para aliar as vantagens e minimizar as desvantagens dos métodos desenvolvidos para reconfiguração de SDE. Basicamente, estes modelos híbridos utilizam métodos de otimização matemática para a solução de problemas relaxados (MCDERMOTT *et al.*, 1999), juntamente com técnicas heurísticas ou inteligência artificial para otimizar o processo de reconfiguração.

KUO e CHANG (1994) propuseram um algoritmo híbrido que associa Algoritmo Genético (AG) com Recozimento Simulado para reconfiguração de redes de distribuição. Neste trabalho, a razão de mutação do AG é modificada pelo método de Recozimento Simulado visando aumentar a qualidade das soluções obtidas. Também foi

proposta uma estrutura de vetor genético associada a uma nova técnica de cruzamento e mutação, resultando em um processo de solução eficiente para o problema de reconfiguração. Ou seja, o algoritmo proposto tem a capacidade de determinar soluções ótimas ou sub-ótimas de boa qualidade para este problema, com uma velocidade de processamento satisfatória.

KAGAN e OLIVEIRA (1999) apresentaram uma ferramenta baseada em Algoritmo Genético para reconfiguração de SDE visando mínimas perdas. Para garantir a geração de topologias radiais e conexas, o algoritmo proposto utiliza uma codificação apropriada. Esta ferramenta também utiliza lógica *fuzzy*, através de funções de pertinência dos objetivos e restrições, para composição da função de objetivo do AG.

GOMES *et al.* (2005a) apresentaram um algoritmo de reconfiguração, tendo como base uma estratégia heurística que realiza a abertura seqüencial de chaves manobráveis, a partir de uma configuração em malha, visando o menor acréscimo de perdas de potência no SDE. A cada etapa deste algoritmo, uma chave é aberta e, conseqüentemente, uma malha é desfeita. Após a abertura de todas as malhas, o algoritmo verifica se a troca entre as chaves abertas e suas chaves “vizinhas” permite uma maior redução das perdas. Este método requer o cálculo do fluxo de potência, via programação não linear, para cada abertura de chave.

Em continuidade ao trabalho anterior, em (GOMES *et al.*, 2005b, GOMES *et al.*, 2006) é proposta a substituição da ferramenta de fluxo de potência não linear convencional (FPC) por um algoritmo que utiliza Fluxo de Potência Ótimo (FPO). O FPO proposto nestas referências tem como objetivo minimizar as perdas de potência ativa, considerando-se custos de utilização das linhas de distribuição.

As chaves manobráveis são modeladas através da função rampa com coeficiente de inclinação unitário. Nesta modelagem, o valor máximo da variável associada à chave é igual a “1” (chave fechada) e o valor mínimo é igual a “0” (chave aberta). Portanto, após a solução do FPO, as chaves associadas aos menores valores determinam um conjunto (*CSL – closest to zero switches*) de linhas candidatas à abertura. Uma estratégia heurística é utilizada para a composição deste conjunto, cujo número de chaves é igual a 2 vezes o número de laços linearmente independentes que podem ser formados na rede elétrica. A partir da determinação do conjunto *CSL*, o método heurístico *Branch Exchange* é utilizado para escolha da chave a ser aberta. Esta escolha é baseada nas perdas calculadas via FPC após a abertura individual de cada chave de *CSL*. O processo termina quando todas as chaves de *CSL* são testadas, e quando todos

os laços do sistema são abertos. A Figura II.1 mostra o algoritmo proposto por GOMES *et al.* (2006).

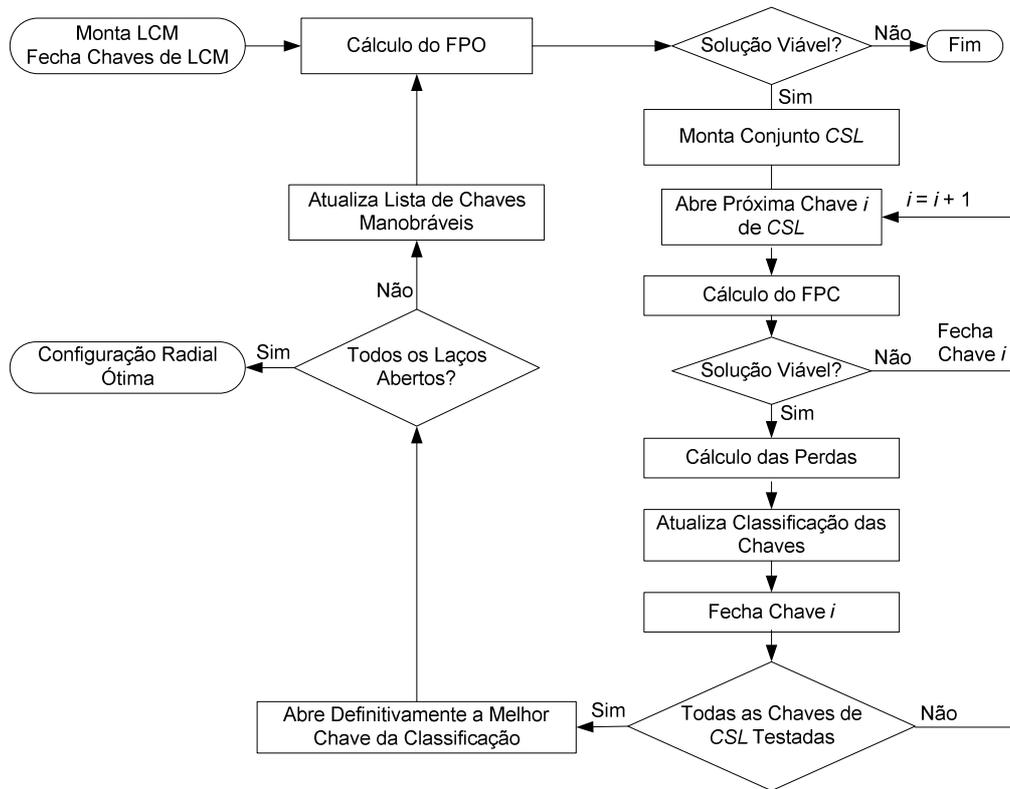


Figura II.1 - Algoritmo de reconfiguração de GOMES *et al.* (2006).

Na Figura II.1, a notação LCM corresponde à Lista de Chaves Manobráveis. Destaca-se que a definição do conjunto *CSL* via FPO resultou em uma redução considerável de esforço computacional em relação ao método apresentado em (GOMES *et al.*, 2005a), através da redução do número de fluxos de carga na etapa de *Branch Exchange*.

No entanto, a definição conjunto *CSL* não considera a sensibilidade do sistema em direção ao ponto de perdas mínimas, tendo em vista que este conjunto é determinado exclusivamente pelos valores de posição das chaves manobráveis após a solução do FPO.

RAJU e BIJWE (2008) apresentaram um algoritmo para reconfiguração baseado na sensibilidade da perda de potência ativa com relação à impedância das linhas candidatas à abertura. Neste trabalho, um algoritmo passo a passo incluindo dois estágios é apresentado. No Estágio-1, uma topologia radial associada à perda mínima é determinada através do índice de sensibilidade proposto (*SPL*), conforme mostrado no fluxograma da Figura II.2. O Estágio-2 consiste na execução de uma busca local,

baseada na técnica de “troca de ligações”, para avaliar a possibilidade de melhoria da solução obtida no estágio anterior. Para tanto, após a abertura definitiva de uma determinada chave no Estágio-1, armazena-se a próxima chave da classificação dada pelo índice *SPL* que se encontra na “vizinhança” da chave aberta. Então, no Estágio-2 esta chave é substituída pela chave “vizinha” armazenada. Esta substituição é mantida caso resulte em redução da perda do sistema, e desfeita caso contrário.

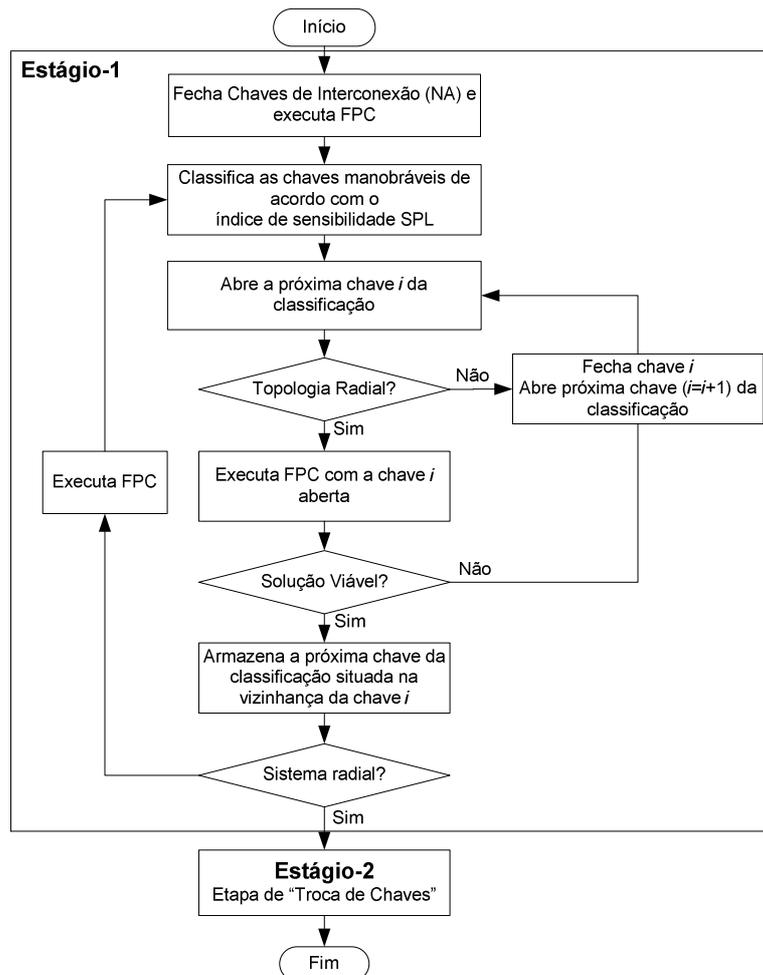


Figura II.2 - Algoritmo de reconfiguração de RAJU e BIJWE (2008).

Em (KHATOR e LEUNG, 1997) foi apresentada uma revisão de trabalhos da literatura sobre planejamento de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE). Destaca-se a atenção dada ao problema de reconfiguração, através da descrição de métodos e modelos para sua solução. NARA *et al.* (2003) revisaram os principais trabalhos e metodologias publicadas em *IEEE Transactions*, no período de 1988 a 2002, sobre reconfiguração de redes e balanceamento de carga. SARFI *et al.* (1995), RADHA

et al. (2003) e SCHMIDT (2005) também fizeram uma revisão de métodos de reconfiguração de SDE.

II.3 Reconfiguração Considerando a Variação Horária da Carga

Os trabalhos sobre reconfiguração de SDE para redução de perdas, analisados na seção anterior, consideram um único nível de carregamento do sistema, sendo a topologia determinada para este nível adotada para todo o período de operação. Outros trabalhos encontrados na literatura incluem a representação da variação horária da carga na modelagem do problema de reconfiguração.

Seguindo esta linha de pesquisa, CHEN e CHO (1993) publicaram o primeiro trabalho sobre reconfiguração de SDE com o objetivo de reduzir a perda total de energia durante um determinado período de operação. Para tanto, esta referência representa a variação horo-sazonal da carga, através de curvas diárias durante o período de 1 ano, tempo correspondente ao período de operação considerado pela reconfiguração. Como técnica de solução, CHEN e CHO (1993) utilizam programação inteira mista associada com o método *Branch and Bound*. Dada à dimensão elevada do problema de reconfiguração de sistemas de grande porte, o planejamento de curto prazo, com representação horária da carga ao longo do dia, pode resultar em tempos computacionais extremamente elevados para a reconfiguração via método *Branch and Bound*.

TALESKI e RAJICIC (1997) apresentaram um método heurístico para reconfiguração de SDE com o objetivo de minimizar a perda de energia durante um determinado período de planejamento. Este método baseia-se na técnica de “troca de ligações”. Para representar a carga, são utilizadas curvas típicas que representam o comportamento médio normalizado da mesma. Os diferentes níveis de carregamento são analisados de forma independente, e uma topologia única é obtida para todos os níveis, baseando-se nos valores médios das perdas de potência em cada nível. Entretanto, a falta de interação entre os diferentes períodos durante o processo de reconfiguração pode implicar na perda de soluções de boa qualidade.

DUMBRAVA *et al.* (2001) utilizaram um algoritmo heurístico (DUMBRAVA *et al.*, 1996) para reconfiguração de SDE, visando à minimização de perdas de energia

durante um determinado período de análise. Esta análise é baseada em curvas diárias de carga, e o algoritmo determina uma configuração única para todas as horas do dia.

II.4 Metodologias Para a Solução do Problema de Alocação de Capacitores

Existem na literatura diversos trabalhos sobre alocação de capacitores em SDE, que utilizam metodologias e algoritmos que também podem ser classificados de acordo com as categorias de métodos descritos para o problema de reconfiguração. SALAMA e CHIKHANI (2000) apresentam os principais aspectos das classes de métodos mais comumente utilizados para a solução do problema de alocação de capacitores.

Algoritmos Genéticos têm sido propostos para a solução do problema de alocação ótima de capacitores em redes de distribuição (DELFANTI *et al.*, 2000, LEVITIN *et al.*, 2000, ALVES *et al.*, 2004, SANTOS *et al.*, 2004). No entanto, devido à natureza combinatória e às dimensões elevadas deste problema, estes algoritmos podem requerer grandes esforços computacionais. Outros métodos baseados em técnicas heurísticas também têm sido propostos (CHIS *et al.*, 1997, GOSWAMI *et al.*, 1999), os quais permitem reduzir os tempos de processamento para a obtenção de soluções ótimas.

GRAINGER e lee (1981b) utilizam técnicas programação não linear para tratar o problema de alocação de capacitores. Para tanto, modelam o tamanho dos capacitores como uma variável contínua. A referência (GRAINGER e lee, 1981a) introduziu o tratamento de capacitores chaveados na análise do problema de alocação, enquanto que GRAINGER e lee (1982) propuseram uma modelagem dependente dos níveis de tensão da rede.

BARAN e WU (1989b) formularam o problema de alocação de capacitores via programação não linear inteira mista. Nesta referência, um método de programação matemática é associado a uma técnica heurística para determinar a localização, o tipo e a dimensão dos capacitores. Para tanto, considera-se variações na demanda do sistema e restrições operativas associadas aos limites de queda de tensão.

HUANG *et al.* (1996) propuseram a aplicação da meta-heurística Busca Tabu para solucionar o problema de alocação de capacitores em SDE, visando a minimização de perdas de energia aliada ao investimento mínimo em bancos de capacitores. Esta referência considera diferentes níveis de carregamento do sistema. Para redução do

espaço de busca, as barras candidatas à alocação são selecionadas através de análise de sensibilidade. Esta análise baseia-se em um índice de sensibilidade que expressa a variação das perdas do sistema em função de injeções de potência reativa nas barras candidatas. As barras com os maiores índices são selecionadas. Este índice é calculado em função das potências ativa e reativa, e dos módulos de tensão das barras.

Um Algoritmo Genético (AG) dedicado à solução do problema de alocação ótima de capacitores em SDE foi proposto por ALVES *et al.* (2004). O objetivo deste AG é minimizar perdas de energia através do investimento mínimo em bancos fixos e chaveados de capacitores, sem violação de tensão no sistema. Portanto, a função objetivo é composta de três parcelas, sendo: (i) associada às perdas; (ii) associada ao custo dos capacitores, incluindo os custos de instalação; (iii) associada à penalização por violações de tensão. O método proposto nesta referência busca aliar soluções de boa qualidade com tempos de processamento aceitáveis. Para tanto, os autores utilizam um processo iterativo simplificado para o cálculo do fluxo de potência. Diferentes níveis de carregamento são considerados através da segmentação das curvas diárias de carga obtidas para diferentes tipos de consumidores: residencial, comercial e industrial. Aspectos importantes sobre a modelagem da carga, tais como as incertezas inerentes à demanda do sistema, são considerados utilizando-se teoria de probabilidade.

SILVA JUNIOR *et al.* (2008a) apresentaram um algoritmo heurístico construtivo para a solução do problema de alocação ótima de bancos fixos de capacitores em redes de distribuição visando minimização de perdas de energia. Nesta referência, este problema é solucionado via programação não linear inteira mista na qual as variáveis discretas são modeladas através da função sigmóide, e a decisão de alocação é feita com base no cálculo de um índice de sensibilidade. Este índice contém informações obtidas dos multiplicadores de Lagrange, potência reativa e tensão do sistema. As barras candidatas à alocação também são determinadas através de índice de sensibilidade. A metodologia considera diferentes níveis de carregamento através da segmentação da curva de carga do sistema em patamares.

Tendo em vista que o método utilizado nesta tese, para a alocação de capacitores, baseia-se no algoritmo de SILVA JUNIOR *et al.* (2008a), o Apêndice A descreve com maiores detalhes este método.

Seguindo esta linha, tem-se o trabalho de KHODR *et al.* (2009). Nesta referência, o problema é linearizado a partir de algumas aproximações e solucionado via programação linear inteira mista. Estas aproximações incluem o conhecimento prévio

das barras candidatas à alocação de capacitores e a modelagem das perdas nas linhas de distribuição considerando-se somente a componente reativa das correntes.

II.5 Metodologias Para a Solução Combinada do Problema de Reconfiguração com Alocação de Capacitores

Na busca pela eficiência na distribuição de energia elétrica, estratégias de controle e investimento, tais como reconfiguração dos SDE e chaveamento de capacitores, são comumente propostas na literatura para balanceamento de carga e/ou minimização de perdas (LIN *et al.*, 2000). Estas estratégias apresentam relação peculiar e influência mútua na otimização do estado operativo destes sistemas. A seguir serão abordadas algumas linhas de pesquisa para o tratamento destas duas alternativas de forma conjunta.

II.5.1 Métodos Seqüenciais

Os métodos seqüenciais efetuam a solução dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores passo a passo, sendo cada problema solucionado uma única vez. Para tanto, uma das seguintes estratégias pode ser utilizada (ZHANG *et al.*, 2006):

(i) R&C (reconfiguração seguida de chaveamento de capacitores): neste caso, efetua-se primeiramente a reconfiguração, e numa segunda etapa o estudo de alocação de capacitores na rede reconfigurada;

(ii) C&R (alocação de capacitores seguida de reconfiguração): neste caso, a alocação de capacitores é analisada numa primeira etapa, e a reconfiguração é efetuada após esta etapa considerando os capacitores chaveados.

Em 1988, LEE e BROOKS (1988) apresentaram um algoritmo do tipo “força bruta” que utiliza o método R&C descrito anteriormente para a solução combinada dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores em redes de distribuição, visando redução de perdas. Este algoritmo é mostrado na Figura II.3.

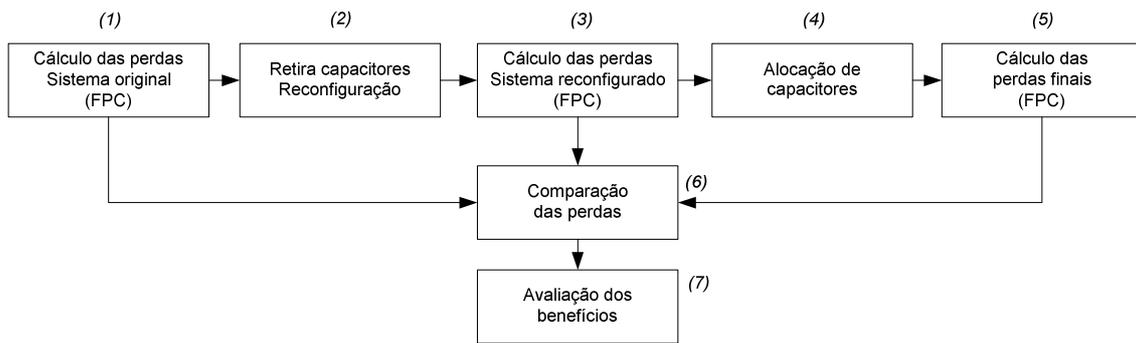


Figura II.3 - Método R&C (LEE e BROOKS, 1988).

Conforme Figura II.3, para avaliação do estado operativo numa determinada configuração, o algoritmo utiliza Fluxo de Potência Convencional (FPC) e representa a variação horo-sazonal da carga. Para o chaveamento de capacitores, considera-se primeiramente a condição de carga máxima, e um total de 5 a 9 pontos candidatos à compensação de potência reativa por alimentador, com bancos de no máximo 300 kVAr por ponto de alocação. Também foram avaliadas outras condições de carregamento, totalizando 12 níveis de carga. Estes níveis são diferenciados por estação do ano (inverno, outono/primavera e verão), carga média (semana e fim de semana) e por horário (ponta e fora de ponta). Os capacitores alocados em todas as condições de carregamento são mantidos no sistema.

O algoritmo de LEE e BROOKS (1988) visa reduzir a perda de potência ativa em cada nível de carga considerado. Cada condição de carregamento é analisada de forma independente das demais, resultando em uma análise desacoplada entre os níveis. A partir da redução obtida para a perda de potência ativa em cada nível, estima-se a redução da perda total de energia no período considerado, através de fatores de perdas propostos nesta referência. No entanto, o desacoplamento entre as soluções de cada período pode resultar na perda de soluções de boa qualidade para o problema. Adicionalmente, o método de LEE e BROOKS (1988) permite determinar uma configuração de rede para cada período, porém, não considera os custos de chaveamento das linhas.

YANG e GUO (2008) apresentaram um método analítico com o objetivo de redução de perdas de energia, baseado no método C&R. Esta referência utiliza o conceito de caracterização de estados do sistema para o cálculo aproximado da perda de energia. A aplicação deste conceito evita a necessidade de cálculos de fluxo de potência para cada período da curva de carga, permitindo reduzir o esforço computacional. A

alocação de capacitores é solucionada considerando-se uma variável contínua para representar o montante de potência reativa alocado. Para incluir o investimento em capacitores na função objetivo do problema, uma curva de custo foi modelada em função da variável associada à potência reativa alocada. O problema de reconfiguração é solucionado utilizando-se o método de “troca de ligações”, e os períodos da curva de carga são considerados de forma acoplada. Diferentemente do método de LEE e BROOKS (1988), YANG e GUO (2008) determinam uma topologia única para todos os períodos.

A eficiência dos métodos sequenciais depende exclusivamente da eficiência das metodologias utilizadas para reconfiguração e alocação de capacitores, tendo em vista que uma única solução é obtida para cada problema. Entretanto, estes métodos limitam o espaço de busca pela solução ótima (ZHANG *et al.*, 2006).

II.5.2 Métodos Iterativos

Estes métodos baseiam-se num processo iterativo, envolvendo a solução alternada dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores, até que um determinado critério de convergência seja alcançado. Sua utilização tende a alcançar resultados de melhor qualidade em comparação com os métodos sequenciais.

Em (PEPONIS *et al.*, 1996), foi proposto um algoritmo de otimização que combina reconfiguração de redes com alocação de capacitores através de um método iterativo. A reconfiguração é tratada pelo método de “troca de ligações”, enquanto que o problema de alocação de capacitores é solucionado via programação dinâmica (DURAN, 1968, PAPADOPOULOS *et al.*, 1983). O objetivo é a minimização de perdas de energia considerando-se aspectos inerentes à proteção, confiabilidade e qualidade de tensão. De acordo com esta referência, a reconfiguração resulta em uma necessidade de alteração dos esquemas de proteção, tais como os procedimentos adotados para chaveamento automático e/ou manual de trechos da rede, e a re-alocação de disjuntores. Além disto, a avaliação da confiabilidade e da qualidade de tensão após a reconfiguração requer o cálculo de índices como o ENS (“Energia Não Suprida”) e um índice baseado na variação de tensão durante o período considerado, respectivamente. O fluxograma deste algoritmo é mostrado na Figura II.4.

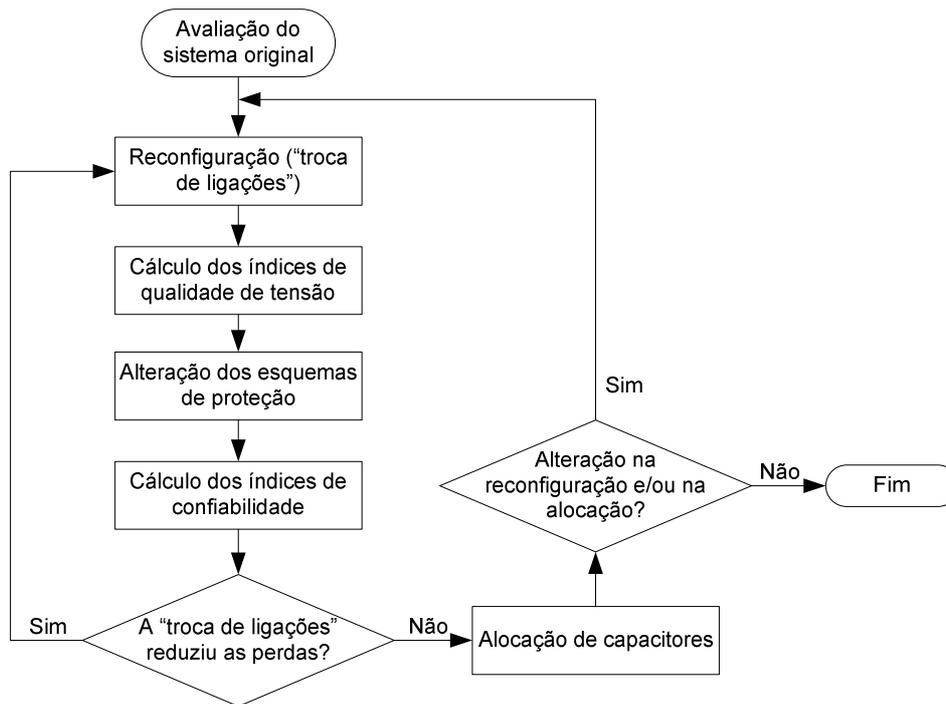


Figura II.4 - Método Iterativo (PEPONIS *et al.*, 1996).

O processo iterativo entre reconfiguração e chaveamento de capacitores continua até que não ocorram novas alterações, como mostra a Figura II.4. Para aumentar a eficiência computacional do algoritmo, o método utilizado para cálculo de fluxo de potência (FPC) atualiza de forma simplificada os fluxos na rede após a reconfiguração ou a alocação de capacitores, a partir dos fluxos calculados na rede original (PAPADOPOULOS *et al.*, 1987, SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988).

A redução da perda total de energia é estimada com base no somatório das reduções das perdas de potência ativa em cada nível de carregamento considerado durante o período de estudo. Estes níveis de carga são obtidos através de curvas típicas diárias. Entretanto, os tempos associados aos diferentes períodos de carregamento não são representados diretamente na formulação do problema, podendo fazer com que resultados de melhor qualidade não sejam obtidos.

Para redução das perdas de potência ativa e aumento das margens de tensão em SDE, JIANG e BALDICK (1996) propuseram um algoritmo para reconfiguração e controle discreto de bancos de capacitores. A reconfiguração é realizada via método de Recozimento Simulado, e o controle de capacitores utiliza um algoritmo de otimização, dividido em duas etapas. Na primeira etapa são determinadas as susceptâncias capacitivas que conduzem o sistema ao ponto de mínimas perdas, através da solução de fluxo de potência (FPC) pelo método de Newton. Nesta etapa, os capacitores têm

valores contínuos. Na segunda etapa, as perdas são formuladas em função das susceptâncias contínuas, através de expansão em série de Taylor de segunda ordem da função objetivo e das restrições de tensão. Nesta etapa, é efetuado o ajuste discreto dos capacitores guiado pela função objetivo de minimização de perdas. Diversos ajustes discretos são testados e avaliados (“força bruta”). Este artigo apresenta um exemplo explicativo mostrando a importância de se considerar o controle de capacitores para a reconfiguração, e vice e versa. Para a combinação destas duas opções, foram propostos três esquemas de busca, sendo um baseado no método seqüencial R&C, denominado de “Busca Rápida” (*Quick Search*). Os outros dois esquemas são iterativos, sendo denominados de “Busca Completa” (*Full Search*) e “Busca Factível” (*Feasible Search*). A Figura II.5 descreve estes esquemas de busca.

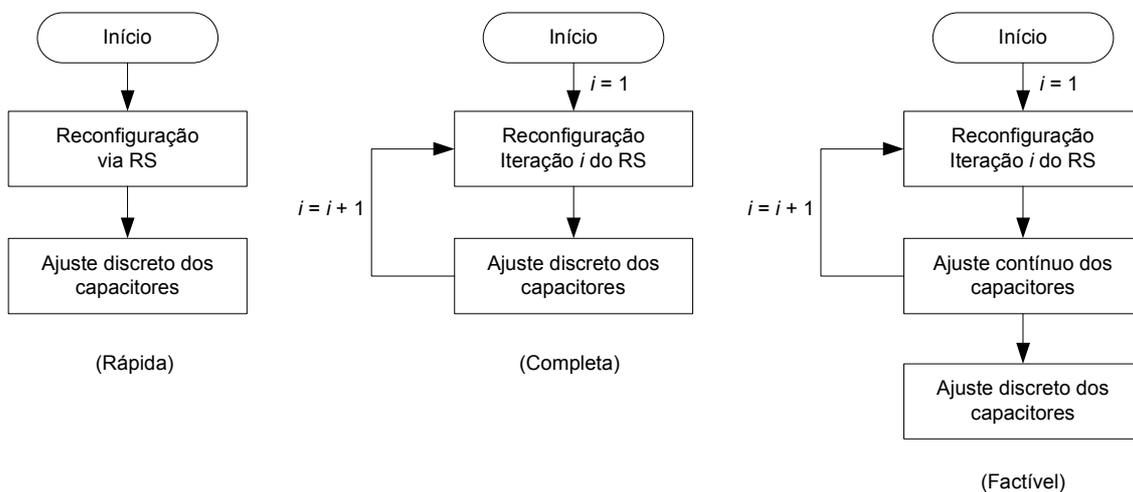


Figura II.5 - Métodos Iterativos (JIANG e BALDICK, 1996).

Conforme Figura II.5, o esquema de “busca rápida” consiste no ajuste discreto dos capacitores após a reconfiguração através do algoritmo de Recozimento Simulado (RS) (método R&C). No esquema de “busca completa” é efetuado o ajuste discreto dos capacitores para cada iteração do algoritmo RS, ou seja, para cada configuração de rede gerada por este método. Este esquema requer mais tempo que a “busca rápida”, pois o algoritmo de ajuste discreto é executado mais de uma vez. Por fim, o esquema de “busca factível” realiza a otimização contínua dos capacitores para cada iteração do algoritmo de reconfiguração RS. Neste esquema, o ajuste discreto dos bancos é determinado após a reconfiguração. A “busca factível” tende a conduzir a resultados de melhor qualidade em comparação com o esquema de “busca rápida”, devido ao maior

nível de interação entre os problemas de reconfiguração e alocação de capacitores. Além disto, apresenta tempos de processamento inferiores aos tempos obtidos pela “busca completa”, pois, de acordo com os autores o tempo para a execução do ajuste contínuo é menor que o tempo necessário para o ajuste discreto dos capacitores.

ZENG *et al.* (2002) propuseram um método iterativo para a redução das perdas de potência ativa em redes de distribuição via reconfiguração combinada com alocação ótima de capacitores. O problema de alocação de capacitores é solucionado via Algoritmo Genético (AG). Para a reconfiguração foi proposto o método heurístico denominado “Mínima Tensão Nodal”. Este método consiste numa estratégia de busca baseado na determinação de áreas críticas do SDE, incluindo barras que servem de sorvedouro, ou seja, barras para as quais os fluxos de potência convergem em sentidos opostos. As linhas pertencentes a estas áreas são candidatas à abertura, determinada pelas tensões nodais e pelo fluxo de potência. O método apresenta eficiência computacional, baseando-se na decomposição da rede em subsistemas, cada qual constituído por um alimentador de distribuição. O fluxo de potência (FPC) é então solucionado para um alimentador de cada vez, desconsiderando o efeito de redistribuição de fluxo pelos outros alimentadores. Esta técnica conduz a uma análise independente aproximada, porém com resultados de qualidade satisfatória. O método proposto foi testado em aplicações de tempo real, devido à técnica de decomposição utilizada. A Figura II.6 ilustra a estratégia de combinação dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores proposta.

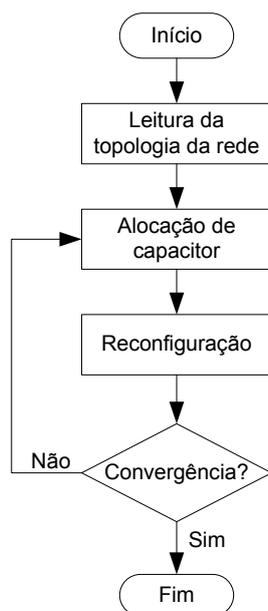


Figura II.6 - Método Iterativo (ZENG *et al.*, 2002).

Após a primeira execução do algoritmo da Figura II.6, uma nova execução é realizada para avaliar se a alocação de capacitores efetuada é ótima na nova topologia do sistema reconfigurado, ou seja, se não são necessárias alocações adicionais nesta nova configuração. Este algoritmo converge quando não ocorrem novas alocações de capacitor numa determinada iteração. Os autores descrevem que não são necessárias muitas iterações e que o tempo de processamento é relativamente baixo.

ZHANG *et al.* (2008) publicaram um algoritmo iterativo para otimização combinada de reconfiguração de redes de distribuição e controle de capacitores, com o objetivo de redução de perdas de potência. O ajuste de capacitores em barras pré-estabelecidas é solucionado via Algoritmo Genético. Neste algoritmo, as soluções são representadas através de codificação binária. Um método simplificado baseado na “troca de ligações” é utilizado para a reconfiguração, partindo da solução gerada por cada iteração do AG, associada ao ajuste ótimo dos capacitores. Esta solução é avaliada através da resolução de fluxo de potência (FPC). Na etapa de reconfiguração, é processado um cálculo simplificado do desvio operacional, ou seja, da redistribuição de fluxos devido a uma determinada opção de chaveamento. Esta simplificação evita nova resolução do fluxo de potência e aumenta a eficiência computacional. A chave aberta é determinada por regras pré-estabelecidas de acordo com a transferência de potência entre alimentadores devido ao fechamento de chave de interconexão. De acordo com estas mesmas regras, somente um conjunto reduzido de linhas é escolhido para troca de

ligações, contribuindo para a eficiência computacional. Este método permite atender as restrições de radialidade e conectividade. A Figura II.7 mostra o algoritmo proposto.

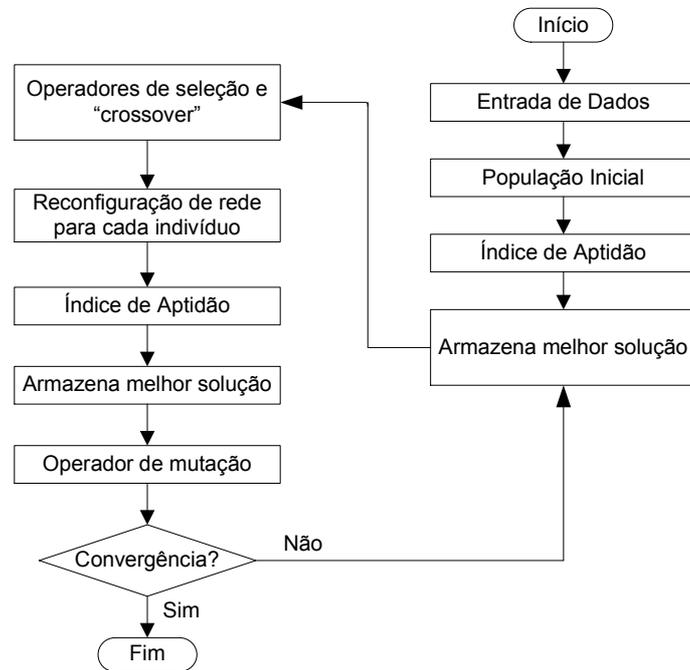


Figura II.7 - Método Iterativo (ZHANG *et al.*, 2008).

Na Figura II.7, o critério de convergência é dado pelo número máximo de gerações do Algoritmo Genético usado para o ajuste ótimo de capacitores. Esta referência apresenta uma interessante abordagem através da comparação entre os resultados obtidos pelo método iterativo proposto e pelos métodos seqüenciais de combinação, que efetuam a reconfiguração e o chaveamento de capacitores uma única vez. É mostrado que os métodos iterativos, comparados com os métodos seqüenciais, conduzem a uma maior interação entre estes dois problemas e, portanto, tendem a gerar resultados de melhor qualidade.

Destaca-se que os métodos apresentados por JIANG e BALDICK (1996), ZENG *et al.* (2002) e ZHANG *et al.* (2008) visam à redução de perdas de potência, e consideram um único nível de carregamento do sistema. Portanto, estes métodos não consideram aspectos importantes, como a variação horária da carga.

II.5.3 Métodos Integrados

Além dos métodos seqüenciais e iterativos, existe ainda outro grupo de métodos, os quais fornecem a solução dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores de forma integrada, ou seja, numa única etapa.

Em (KALANTAR *et al.*, 2006) foi proposto um método baseado em Algoritmo Genético para reconfiguração e alocação de capacitores de forma integrada, visando redução de perdas de potência ativa. A modelagem proposta utiliza codificação binária, na qual um cromossomo é dividido em duas partes: (i) representa a solução do problema de reconfiguração, composta de n^2 genes ou bits, em que n é o número de barras do SDE; (ii) representa a solução do problema de alocação de capacitores, composta de n bits. A Figura II.8 ilustra este esquema de codificação.



Figura II.8 - Codificação adotada (KALANTAR *et al.*, 2006).

Para os bits do problema de reconfiguração, o valor unitário indica que a linha correspondente está fechada, e o valor zero indica linha aberta. Quanto aos bits do problema de alocação de capacitores, o valor unitário indica que o capacitor correspondente está conectado no sistema, e o valor zero indica que o capacitor encontra-se desligado. Este método conduz à solução integrada dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores, ou seja, as soluções candidatas para ambos são geradas em uma única iteração do AG. O algoritmo utiliza fluxo de potência (FPC) para avaliar a qualidade das soluções candidatas. A Figura II.9 mostra o algoritmo proposto por KALANTAR *et al.* (2006).

Como se pode observar da Figura II.10, o método desenvolvido otimiza a localização e o dimensão de novos capacitores, a topologia do sistema através da reconfiguração, a dimensão dos capacitores existentes e o ajuste dos transformadores de tape variável. O método proposto é integrado, pois cada iteração do algoritmo evolutivo gera soluções candidatas tanto para o problema de reconfiguração como para o problema de alocação de capacitores. O fluxograma da Figura II.11 representa o algoritmo proposto.

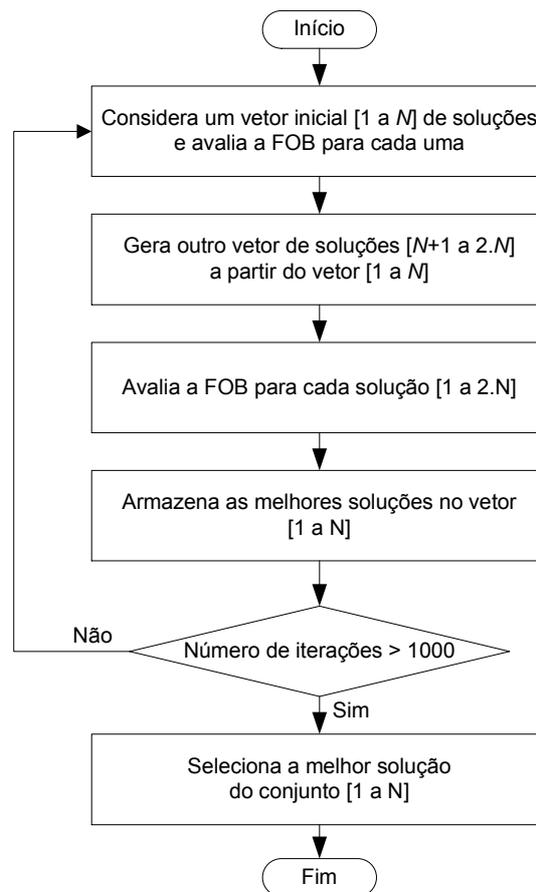


Figura II.11 - Método Integrado (VENKATESH e RANJAN, 2006).

Este algoritmo evolutivo utiliza um processo aleatório para a geração do vetor de novas soluções $[N+1$ a $2.N]$, a partir do vetor corrente de soluções $[1$ a $N]$. Como se pode observar na Figura II.11, como critério de convergência é definido um número máximo de iterações igual a 1000. Os autores apresentam ganhos de tempo computacional para a solução do sistema de equações de balanço de potência em relação a outros métodos da literatura. Também apresentam o tempo envolvido para uma análise de alocação de capacitores no sistema testado. No entanto, não apresentam

os tempos computacionais para a solução integrada dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores.

Outro método integrado para a solução combinada dos problemas de reconfiguração e alocação de capacitores é encontrado na referência (CHANG, 2008). Para tanto, é proposta a utilização da meta-heurística colônia de formigas com o objetivo de redução das perdas de potência ativa no sistema. O cálculo das perdas é efetuado utilizando-se uma formulação simplificada dos fluxos nos alimentadores de distribuição, a fim de aumentar a eficiência computacional do método. A Figura II.12 mostra o algoritmo proposto por CHANG (2008).

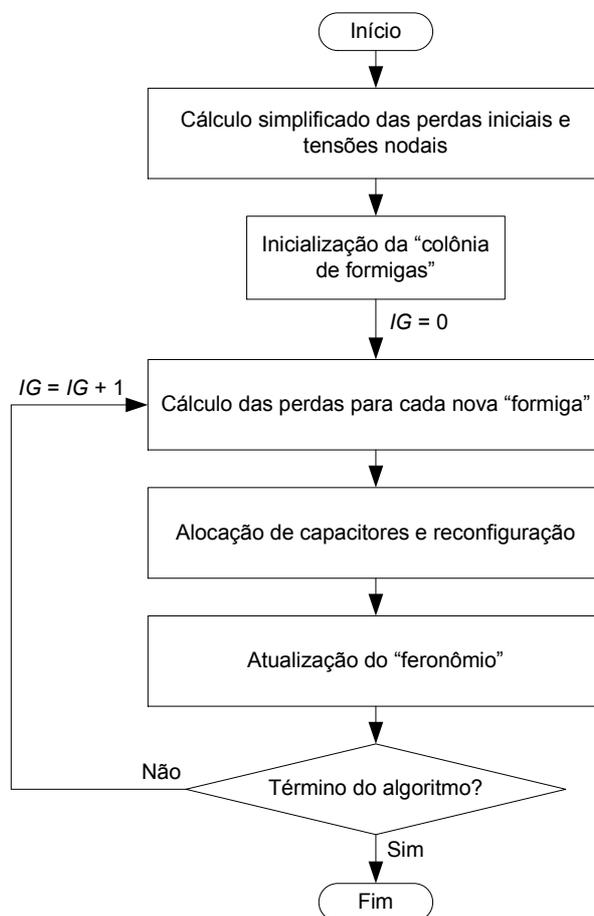


Figura II.12 - Método Integrado (CHANG, 2008).

De acordo com o algoritmo da Figura II.12, primeiramente é efetuado o cálculo simplificado das perdas iniciais e das tensões nodais, seguido da inicialização da colônia de formigas. Esta inicialização inclui a geração de um valor aleatório para o número de "formigas" dentro do espaço de busca, o posicionamento aleatório das mesmas e a inicialização da quantidade de "feromônio" em cada "caminho". Em uma analogia ao

problema de otimização em estudo, cada “formiga” corresponde a uma solução e contém as seguintes informações: (i) números das chaves abertas na configuração sob análise; (ii) números das barras com alocação de capacitores; (iii) valores discretos dos capacitores alocados em cada barra. Os “caminhos” representam as possíveis transições entre diferentes soluções para o problema, e a quantidade de “feromônio” em cada “caminho” representa o grau de atratividade associado à transição correspondente. O contador de gerações de “colônias de formigas” é inicializado ($IG = 0$). Na seqüência, são calculadas as perdas para cada solução candidata, ou seja, para cada formiga da geração IG . O grau de atratividade de cada solução é inversamente proporcional às perdas. Esta atratividade guia a geração de novas soluções candidatas, através da reconfiguração e da alocação de capacitores considerando-se cada “formiga” de IG . A quantidade de “feromônio” em cada caminho é atualizada de acordo com a quantidade corrente e com base em regras que consideram a qualidade e a diversidade das soluções obtidas. Por fim, são verificadas as condições de término do algoritmo, que são atendidas quando o número de gerações (IG) atinge um valor limite ou quando todas as “formigas” convergem para uma mesma solução. Se atendidas estas condições, o algoritmo é encerrado. Caso contrário, o contador de gerações é incrementado ($IG = IG + 1$), e uma nova execução do algoritmo é realizada.

Os resultados obtidos demonstram ganhos em termos de redução de perdas e de tempo de processamento em relação ao Algoritmo Genético e ao Recozimento Simulado. No entanto, esta referência não considera a variação horária da carga, e, portanto, a solução obtida otimiza o estado operativo do sistema para um único período de carregamento.

II.6 Conclusões

Este capítulo inicialmente apresentou uma revisão das metodologias e dos trabalhos publicados sobre reconfiguração ótima de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE). Verificou-se que a maioria das publicações considera um único nível de carregamento. Desta forma, não se pode garantir a operação ótima do sistema para todo o período de análise, que na prática inclui diferentes níveis de carga.

Na seqüência, foi apresentada uma revisão de trabalhos sobre alocação de capacitores em redes de distribuição. Este problema apresenta características similares

ao problema de reconfiguração, ou seja, natureza combinatória não linear inteira mista. Destacam-se os métodos baseados em técnicas heurísticas, os quais podem associar boa qualidade dos resultados com tempos computacionais aceitáveis.

Finalmente, apresentou-se uma revisão de métodos para solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição juntamente com alocação ótima de capacitores. Os métodos iterativos e integrados tendem a fornecer resultados de melhor qualidade se comparados com os métodos seqüenciais, pois os dois primeiros métodos caracterizam-se pelo maior nível de interação entre as soluções dos problemas de otimização em questão. A partir desta revisão, verificou-se que a maioria dos trabalhos sobre o tema também considera apenas um período de carregamento. No entanto, a variação da demanda com a correspondente variação da tarifa média de venda de energia, consiste em importante aspecto da operação de sistemas de distribuição e deve ser considerada para o planejamento destes sistemas.

Outro aspecto relevante é a necessidade de acoplamento entre os diferentes níveis de carga durante o processo de otimização para a obtenção de melhores resultados. Este acoplamento não foi verificado em alguns trabalhos que incluem a representação da variação da demanda.

Conclui-se, portanto, que a avaliação dos métodos de combinação entre os problemas de reconfiguração e alocação ótima de capacitores, considerando-se os aspectos abordados, constitui-se tema promissor para a pesquisa.

Capítulo III

Metodologia Proposta

III.1 Introdução

A metodologia proposta nesta tese para reconfiguração e alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE) tem como objetivo a minimização do custo associado à perda total de energia durante o período de planejamento considerado, com o mínimo investimento em capacitores.

Um algoritmo é proposto para a reconfiguração ótima de sistemas de distribuição (ARSD), baseado na abertura seqüencial de chaves a partir da topologia em malha. A principal inovação proposta consiste no desenvolvimento de um novo índice de sensibilidade para reconfiguração. As decisões de chaveamento consideram a variação temporal da demanda, através de curvas diárias de carga.

Além disto, esta pesquisa visa avaliar o método de reconfiguração proposto combinado com alocação de bancos de capacitores. Para tanto, desenvolveu-se um algoritmo heurístico construtivo modificado (AHCM) para alocação de capacitores, baseado no método apresentado em (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a) (Apêndice A). A principal contribuição do AHCM é a proposição de um passo adicional com o objetivo de melhorar a qualidade das soluções encontradas.

Os métodos avaliados para a associação de reconfiguração com alocação de capacitores são baseados em três estratégias conhecidas na literatura. Esta avaliação visa estabelecer um estudo comparativo entre estes métodos aliados aos algoritmos propostos para reconfiguração (ARSD) e alocação de capacitores (AHCM).

III.2 Metodologia Proposta para Reconfiguração Ótima de SDE

A solução do problema de reconfiguração de redes de distribuição requer o tratamento tanto de variáveis contínuas como de variáveis discretas. As variáveis contínuas estão associadas ao estado e aos controles do sistema, entre as quais encontram-se os ângulos e os módulos das tensões nodais. As variáveis discretas, neste

caso, representam os estados dos dispositivos de chaveamento de linhas. Ou seja, estas variáveis podem ter apenas dois valores: 0 (chave aberta) e 1 (chave fechada).

De acordo com os aspectos descritos, as operações de chaveamento de linhas podem ser representadas pela função degrau unitário, tendo em vista que esta função pode ter apenas dois valores: zero ou o valor unitário. Porém, a função degrau unitário não pode ser modelada em problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), uma vez que esta função não tem derivada finita no ponto de descontinuidade.

Para solucionar o problema de descontinuidade da função degrau, visando à modelagem em FPO, nesta tese é proposta a utilização da função sigmóide, tendo em vista o bom desempenho desta função em problemas de otimização de sistemas elétricos de potência envolvendo variáveis discretas (OLIVEIRA *et al.*, 2005, SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a, SILVA JUNIOR *et al.*, 2008b). A função sigmóide é formulada na Equação (III.1) e ilustrada na Figura III.1.

$$CH(x) = \frac{e^{\alpha \cdot x} - 1}{e^{\alpha \cdot x} + 1} \quad \text{para } x \geq 0 \quad (\text{III.1})$$

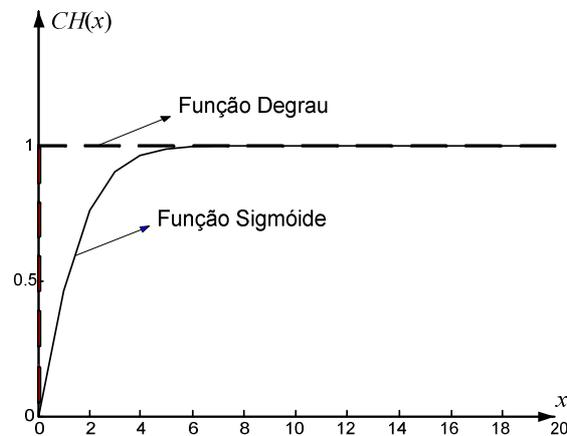


Figura III.1 - Funções degrau e sigmóide.

O argumento da função sigmóide (x) varia de 0 a 20, como mostrado na Figura III.1. Destaca-se que o limite superior de x pode ser definido como qualquer valor que faz $CH(x)$ igual a 1. Funções sigmóide são comumente aplicadas em Redes Neurais Artificiais (HAYKIN, 2002).

No presente trabalho, o valor do parâmetro $\alpha = 1$ foi adotado para a função sigmóide, em conformidade com os trabalhos citados. Este valor atende

satisfatoriamente aos requisitos de convergência e qualidade dos resultados. Um valor de α muito grande pode conduzir o processo de FPO à divergência, pois neste caso a derivada da função sigmóide tem valores elevados. Por outro lado, uma função cujo valor de α é muito pequeno não é uma boa aproximação da função degrau e, portanto, não pode ser utilizada no problema de reconfiguração.

Na metodologia proposta, a função sigmóide é incorporada ao problema de FPO através de modificações nas equações de fluxo de carga e na função objetivo. Desta forma, o problema original de programação inteira mista passa a ser tratado, em uma etapa inicial, como um problema de programação contínua. A definição dos estados dos dispositivos de chaveamento é baseada na utilização de índices de sensibilidade calculados em uma segunda etapa, após a resolução do FPO proposto.

III.2.1 Formulação do Problema de Reconfiguração Ótima de SDE

Um problema geral de otimização não linear com restrições pode ser formulado como:

$$\text{Min } FOB(\bar{z}) \quad (\text{III.2})$$

s.a.

$$\bar{h}(\bar{z}) = 0 \quad (\text{III.3})$$

$$\bar{z}^{\min} \leq \bar{z} \leq \bar{z}^{\max} \quad (\text{III.4})$$

Em que:

- \bar{z} Representa o vetor de variáveis de otimização;
- FOB Representa a função objetivo do problema;
- $\bar{h}(\bar{z})$ Representa o vetor de restrições de igualdade do problema;
- $\bar{z}^{\min}, \bar{z}^{\max}$ Representam os vetores de limites mínimos e máximos de \bar{z} , respectivamente.

Em um problema de otimização de sistemas de distribuição, o vetor \bar{z} contém variáveis que representam os ângulos nodais, os módulos das tensões nas barras e o fornecimento de potência ativa e reativa para os alimentadores a partir das subestações. A modelagem das chaves manobráveis no problema de FPO inclui as variáveis de otimização associadas no vetor \bar{z} . Como as chaves são representadas pela função

sigmóide (Figura III.1), estas variáveis correspondem a argumentos desta função (x). Portanto, para uma chave manobrável acoplada a uma linha km , tem-se a variável x_{km} .

Com a inclusão de variáveis de folga (sl , su) nas restrições de desigualdade (III.4), o problema de otimização não linear passa a ser formulado como:

$$\text{Min } FOB(\bar{z}) \quad (III.5)$$

s.a.

$$\bar{h}(\bar{z}) = 0 \quad (III.6)$$

$$\bar{z} - \bar{sl} = \bar{z}^{\min} \quad (III.7)$$

$$\bar{z} + \bar{su} = \bar{z}^{\max} \quad (III.8)$$

$$\bar{sl}, \bar{su} \geq 0 \quad (III.9)$$

As restrições de desigualdade (III.9) são do tipo (“ ≥ 0 ”), ou seja, as restrições de desigualdade originais foram transformadas em variáveis não negativas, sendo tratadas através do Método Primal-Dual de Pontos Interiores (MPI) (GRANVILLE, 1994). Este método utiliza uma função de penalidade conhecida como barreira logarítmica ($-\sum \ln(s)$), que transforma o problema original em uma seqüência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira (μ), como mostrado a seguir:

$$\text{Min } FOB(\bar{z}) - \mu \cdot \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \cdot \sum_{i=1}^n \ln(su_i) \quad (III.10)$$

s.a.

$$\bar{h}(\bar{z}) = 0 \quad (III.11)$$

$$\bar{z} - \bar{sl} = \bar{z}^{\min} \quad (III.12)$$

$$\bar{z} + \bar{su} = \bar{z}^{\max} \quad (III.13)$$

Em (III.10), n é o número de variáveis de otimização que apresentam limites.

Com o objetivo de transformar o problema de otimização (III.10)-(III.13) sujeito a apenas restrições de igualdade em um problema de otimização sem restrições, utiliza-se a função lagrangeana. Esta função é obtida através de uma combinação linear entre as restrições do problema, na qual os coeficientes desta combinação são os multiplicadores de Lagrange (λ, π_l, π_u). Assim, a função lagrangeana referente ao problema (III.10)-(III.13) pode ser escrita como:

$$L = FOB(\bar{z}) - \mu \cdot \sum_{i=1}^n \ln(sl_i) - \mu \cdot \sum_{i=1}^n \ln(su_i) - \bar{\lambda}^T \cdot \bar{h}(\bar{z}) - \bar{\pi}_l^T \cdot (\bar{z} - \bar{sl} - \bar{z}^{\min}) - \bar{\pi}_u^T \cdot (\bar{z} + \bar{su} - \bar{z}^{\max}) \quad (\text{III.14})$$

Aplicando-se as condições de otimalidade de primeira ordem de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) (WRIGHT, 1997), e o método de Newton-Raphson ao sistema de equações resultante, obtém-se:

$$(\nabla^2 FOB(\bar{z}) - \bar{\lambda}^T \cdot \nabla^2 \bar{h}(\bar{z})) \cdot \Delta \bar{z} - \nabla \bar{h}(\bar{z}) \cdot \Delta \bar{\lambda} - \Delta \bar{\pi}_l - \Delta \bar{\pi}_u = \quad (\text{III.15})$$

$$-(\nabla FOB(\bar{z}) - \bar{\lambda}^T \cdot \nabla \bar{h}(\bar{z}) - \bar{\pi}_l - \bar{\pi}_u)$$

$$\nabla \bar{h}(\bar{z}) \cdot \Delta \bar{z} = -\bar{h}(\bar{z}) \quad (\text{III.16})$$

$$\Delta \bar{z} - \Delta \bar{s}_l = -(\bar{z} - \bar{s}_l - \bar{z}^{\min}) \quad (\text{III.17})$$

$$\Delta \bar{z} + \Delta \bar{s}_u = -(\bar{z} + \bar{su} - \bar{z}^{\max}) \quad (\text{III.18})$$

$$-\Pi_l \cdot \Delta \bar{s}_l - S_l \cdot \Delta \bar{\pi}_l = -(\mu \cdot e - S_l \cdot \bar{\pi}_l) \quad (\text{III.19})$$

$$\Pi_u \cdot \Delta \bar{s}_u - S_u \cdot \Delta \bar{\pi}_u = -(\mu \cdot e + S_u \cdot \bar{\pi}_u) \quad (\text{III.20})$$

Em que:

- Π_l, Π_u Representam matrizes diagonais cujos elementos são as componentes dos vetores $\bar{\pi}_l$ e $\bar{\pi}_u$ respectivamente;
- S_l, S_u Representam matrizes diagonais cujos elementos são as componentes dos vetores \bar{sl} e \bar{su} respectivamente, $e^T = [1, \dots, 1]$.

Manipulando-se o sistema de equações (III.15)-(III.20), obtém-se a seguinte representação matricial:

$$\begin{bmatrix} W & -\bar{J}^T \\ -\bar{J} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \bar{z} \\ \Delta \bar{\lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{g}(\bar{z}) \\ \bar{h}(\bar{z}) \end{bmatrix} \quad (\text{III.21})$$

$$H = \nabla^2 FOB(\bar{z}) - \bar{\lambda}^T \cdot \nabla^2 \bar{h}(\bar{z}) + S_l^{-1} \cdot \Pi_l - S_u^{-1} \cdot \Pi_u \quad (\text{III.22})$$

$$\bar{g}(\bar{z}) = -(\nabla FOB(\bar{z}) - \bar{\lambda}^T \cdot \nabla \bar{h}(\bar{z})) + \mu \cdot (S_l^{-1} \cdot e - S_u^{-1} \cdot e) \quad (\text{III.23})$$

A matriz W e o vetor \bar{J} representam a hessiana e o jacobiano da função lagrangeana, respectivamente. As contribuições $S_l^{-1} \cdot \Pi_l - S_u^{-1} \cdot \Pi_u$ na hessiana, e $\mu \cdot (S_l^{-1} \cdot e - S_u^{-1} \cdot e)$ no vetor gradiente $\bar{g}(\bar{z})$ são devidas ao parâmetro barreira utilizado no método de pontos interiores.

A seguir serão apresentados os principais aspectos da modelagem do problema de FPO aliado ao método de pontos interiores para solução do problema de reconfiguração de sistemas de distribuição.

III.2.1.1 Função Objetivo

A função objetivo do FPO para a reconfiguração de SDE corresponde à minimização do custo da perda total de energia no sistema em todos os patamares de carga considerados. Esta função objetivo é formulada na Equação (III.24).

$$Min\ FOB = \sum_{u=1}^{NT} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} (ce_u \cdot T_u \cdot L_{km,u}) \right] \right] \quad (III.24)$$

Em que:

- u Representa um nível de carregamento;
- NT Representa o número de níveis de carregamento considerados;
- Ωk Representa o conjunto de barras ligadas à barra k ;
- NB Representa o número de barras candidatas à alocação de capacitores;
- ce_u Representa o custo associado às perdas de energia (US\$/kWh) para o nível de carregamento u ;
- T_u Representa o intervalo de tempo (h) que o SDE opera com o nível de carregamento u ;
- $L_{km,u}$ Representa a perda de potência ativa na linha $k-m$ no nível de carregamento u .

A perda de potência ativa na linha $k-m$ no nível de carregamento u ($L_{km,u}$), é dada por:

$$L_{km,u} = g_{km} \cdot \left[V_{k,u}^2 + V_{m,u}^2 - 2 \cdot V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot \cos(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \quad (III.25)$$

Em que:

- CH_{km} Representa o valor de posição da chave da linha $k-m$, dado pela função sigmóide formulada na Equação (III.1).

Na Equação (III.25), o fator CH_{km} acomoda a representação da chave acoplada à linha km para o cálculo das perdas neste trecho. Ou seja, se a chave da linha km é aberta, $CH_{km} = 0$ e, portanto, esta linha não contribui para a perda total de energia.

Destaca-se que a modelagem mostrada considera diferentes níveis de carregamento u , com o propósito de representar a variação temporal da carga do sistema. Neste caso, a curva de carga é segmentada em degraus equivalentes a médias das demandas tomadas em períodos específicos. Esta representação permite considerar a influência do acoplamento de diversos níveis de carga associados aos respectivos custos de perda de energia, conduzindo a uma análise acoplada de investimento.

III.2.1.2 Restrições de Balanço de Potência

No problema de otimização formulado em (III.2)-(III.4) aplicado em SDE, o vetor de restrições $\bar{h}(\bar{x})$ deve incluir as equações estáticas de fluxo de carga ativa e reativa em todas as barras do sistema.

A restrição de balanço de potência ativa em uma barra k , para o nível de carregamento u , é dada por:

$$Pg_{k,u} - Pl_{k,u} + \sum_{m \in \Omega_k} P_{km,u} = 0 \quad (\text{III.26})$$

A Equação (III.26) é válida tanto para as barras de carga do sistema, como para as barras por onde se iniciam os alimentadores, ou barras da subestação. Para estas barras, a variável $Pg_{k,u}$ representa o fornecimento total de potência ativa para o sistema através de um ou mais transformadores, no nível de carregamento u . As barras de carga conectadas aos alimentadores, por sua vez, apresentam $Pg_{k,u} = 0$. Além disto, são definidas as seguintes variáveis:

- $Pl_{k,u}$ Representa a carga ativa na barra k no nível de carregamento u ;
- $P_{km,u}$ Representa o fluxo de potência ativa na linha km no nível de carregamento u .

O fluxo de potência ativa $P_{km,u}$ é dado pela expressão:

$$P_{km,u} = \left[V_{k,u}^2 \cdot g_{km} - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km,u}) - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \quad (\text{III.27})$$

Em que:

- g_{km} Representa a condutância da linha km ;
- $V_{k,u}$ Representa o módulo da tensão da barra k no nível de carregamento u ;

$\theta_{km,u}$ Representa a defasagem angular entre as barras k e m no nível de carregamento u .

Da Equação (III.27), observa-se que o valor de posição da chave da linha km (CH_{km}) é multiplicado na expressão do fluxo de potência ativa ($P_{km,u}$). Ou seja, se a chave da linha km é aberta, esta linha não contribui para o balanço de potência ativa.

A restrição de balanço de potência reativa da barra k , no nível de carregamento u , é dada por:

$$Qg_{k,u} - Ql_{k,u} + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km,u} = 0 \quad (III.28)$$

Em que:

- $Qg_{k,u}$ Representa o fluxo total de potência reativa entre a barra k e o sistema, no nível de carregamento u , através dos transformadores conectados à barra k ;
- $Ql_{k,u}$ Representa a carga reativa na barra k no nível de carregamento u ;
- $Q_{km,u}$ Representa o fluxo de potência reativa na linha km no nível de carregamento u .

A variável $Qg_{k,u}$ aparece nas equações relativas às barras da subestação, sendo igual a zero para as barras de carga do sistema. O fluxo de potência reativa $Q_{km,u}$ é dado pela expressão:

$$Q_{km,u} = \left[-V_{k,u}^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot b_{km} \cdot \cos(\theta_{km,u}) - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot g_{km} \cdot \sin(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \quad (III.29)$$

Em que:

- b_{km} Representa a susceptância série da linha km ;
- b_{km}^{sh} Representa a susceptância em derivação da linha km .

Assim como no fluxo de potência ativa $P_{km,u}$, o valor de posição CH_{km} também é multiplicado na expressão do fluxo de potência reativa $Q_{km,u}$, para acomodar a representação da chave acoplada ao trecho km .

Nesta modelagem, assim como em (GOMES, 2005), admite-se que as barras da subestação se comportam como geradores. Portanto, a designação geração, utilizada nesta tese, refere-se ao fluxo de energia de determinada barra da subestação para o sistema.

Destaca-se que, de acordo com a modelagem proposta, cada nível de carregamento u requer a inclusão de duas restrições de balanço de potência no problema de FPO para cada barra do sistema, sendo uma de potência ativa e outra de potência reativa.

III.2.1.3 Restrições de Desigualdade

Na modelagem do problema de reconfiguração de SDE, as restrições de desigualdade (III.4) devem incluir as restrições de canalização relativas às variáveis de otimização associadas às chaves manobráveis (x_{km}). Estas restrições estabelecem os limites mínimo e máximo para as respectivas variáveis, de acordo com a Figura III.1, ou seja:

$$0 \leq x_{km} \leq 20 \quad (III.30)$$

Além desta restrição, os limites de tensão nodal nas barras de carga e de passagem do sistema, bem como de geração de potência nas barras da subestação, e de fluxo nas linhas, também são representados por restrições de desigualdade:

$$V_k^{\min} \leq V_{k,u} \leq V_k^{\max} \quad (III.31)$$

$$Sg_{k,u} \leq Sg_k^{\max} \quad (III.32)$$

$$-f_{km}^{\max} \leq f_{km,u} \leq f_{km}^{\max} \quad (III.33)$$

Em que:

- V_k^{\min} , V_k^{\max} Representam os limites mínimo e máximo de tensão na barra k ;
- Sg_k^{\max} Representa o limite de geração de potência aparente na barra k ;
- $f_{km,u}$ Representa o fluxo de potência ativa ou aparente no trecho km ;
- f_{km}^{\max} Representa o limite de fluxo de potência ativa ou aparente no trecho km .

As restrições de limite mínimo de tensão, dadas em (III.31), devem ser atendidas para se evitar grandes quedas de tensão nos alimentadores, a fim de garantir a segurança, a qualidade e a eficiência no fornecimento de energia elétrica.

Os limites de geração, estabelecidos em (III.32), representam a capacidade de fornecimento de potência do alimentador, associada à capacidade do transformador da subestação.

O limite de fluxo no trecho (III.33) corresponde à capacidade de transferência de potência da linha. A modelagem proposta considera os limites de fluxo de potência ativa, de acordo com a literatura (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a). Neste caso, a variável $f_{km,u}$ é calculada pela expressão:

$$f_{km,u} = \left[V_{k,u}^2 \cdot g_{km} - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km,u}) - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \quad (\text{III.34})$$

Portanto, para acomodar a representação dos limites de fluxo nas linhas, cada nível de carregamento requer a inclusão de uma restrição do tipo (III.34) no problema de FPO, aliada a uma restrição do tipo (III.33), para cada trecho do sistema.

Destaca-se que esta modelagem pode ser expandida para acomodar a representação do limite de fluxo de potência aparente nas linhas.

III.2.1.4 Formulação do FPO

Tendo em vista a função objetivo e as restrições que compõem o problema de FPO para reconfiguração de sistemas de distribuição, este problema é formulado como:

$$\text{Min } FOB = \sum_{u=1}^{NT} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} (ce_u \cdot T_u \cdot L_{km,u}) \right] \right] \quad (\text{III.35})$$

s.a.

$$Pg_{k,u} - Pl_{k,u} + \sum_{m \in \Omega k} P_{km,u} = 0 \quad (\lambda p_{k,u}) \quad (\text{III.36})$$

$$Qg_{k,u} - Ql_{k,u} + \sum_{m \in \Omega k} Q_{km,u} = 0 \quad (\lambda q_{k,u}) \quad (\text{III.37})$$

$$f_{km,u} = \left[V_{k,u}^2 \cdot g_{km} - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km,u}) - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot b_{km} \cdot \sin(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \quad (\text{III.38})$$

$(\lambda f_{km,u})$

$$0 \leq x_{km} \leq 20 \quad (\text{III.39})$$

$$V_{k,u} \geq V_k^{\min} \quad (\text{III.40})$$

$$Sg_{k,u} \leq Sg_k^{\max} \quad (\text{III.41})$$

$$-f_{km}^{\max} \leq f_{km,u} \leq f_{km}^{\max} \quad (\text{III.42})$$

Em que:

- $\lambda p_{k,u}$ Representa o multiplicador de Lagrange associado à equação de balanço de potência ativa (III.36) no nível de carregamento u ;
- $\lambda q_{k,u}$ Representa o multiplicador de Lagrange associado à equação de balanço de potência reativa (III.37) no nível de carregamento u ;

$\lambda_{f_{km,u}}$ Representa o multiplicador de Lagrange associado à equação (III.38), utilizada para acomodar a restrição de limite de fluxo nos trechos, no nível de carregamento u .

A função lagrangeana associada ao problema formulado anteriormente pode ser escrita como:

$$\begin{aligned}
 L = & FOB - \\
 & \lambda p_{k,u} \cdot (Pg_{k,u} - Pl_{k,u} + \sum_{m \in \Omega_k} P_{km,u}) - \\
 & \lambda q_{k,u} \cdot (Qg_{k,u} - Ql_{k,u} + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km,u}) - \\
 & \lambda f_{km,u} \cdot \left[f_{km,u} - \left[V_{k,u}^2 \cdot g_{km} - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot g_{km} \cdot \cos(\theta_{km,u}) - V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot b_{km} \cdot \sen(\theta_{km,u}) \right] \cdot CH_{km} \right]
 \end{aligned}
 \tag{III.43}$$

Para simplificar a notação, as contribuições das restrições (III.39)-(III.42) na função lagrangeana não foram mostradas na Equação (III.43). Estas restrições são tratadas via método de pontos interiores e suas contribuições na modelagem do problema de FPO serão apresentadas diretamente na matriz hessiana e no vetor gradiente de solução.

III.2.1.5 Estrutura da Matriz Hessiana e do Vetor Gradiente de Solução

As Equações (III.44)-(III.47) apresentam a estrutura matricial de solução do problema de FPO para o sistema de duas barras da Figura III.2. Neste exemplo, será considerado apenas um nível de carga ($NT = 1$). Portanto, o sub-índice u será omitido nas variáveis deste sistema para facilitar a notação. A modelagem dos níveis de carregamento será apresentada em outra seção deste capítulo.

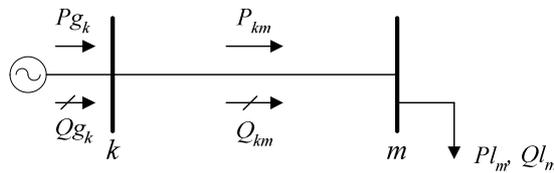


Figura III.2 - Sistema exemplo de 2 barras.

$$H \cdot \Delta_z = -G_z \tag{III.44}$$

$H =$

	Pg_k	Qg_k	θ_k	λp_k	V_k	λq_k	θ_m	λp_m	V_m	λq_m	f_{km}	λf_{km}	x_{km}
Pg_k	$h_{1,1}$			$h_{1,4}$									
Qg_k		$h_{1,2}$				$h_{2,6}$							
θ_k			$h_{3,3}$	$h_{3,4}$	$h_{3,5}$	$h_{3,6}$	$h_{3,7}$	$h_{3,8}$	$h_{3,9}$	$h_{3,10}$		$h_{3,12}$	$h_{3,13}$
λp_k	$h_{4,1}$		$h_{4,3}$		$h_{4,5}$		$h_{4,7}$		$h_{4,9}$				$h_{4,13}$
V_k			$h_{5,3}$	$h_{5,4}$	$h_{5,5}$	$h_{5,6}$	$h_{5,7}$	$h_{5,8}$	$h_{5,9}$	$h_{5,10}$		$h_{5,12}$	$h_{5,13}$
λq_k		$h_{6,2}$	$h_{6,3}$		$h_{6,5}$		$h_{6,7}$		$h_{6,9}$				$h_{6,13}$
θ_m			$h_{7,3}$	$h_{7,4}$	$h_{7,5}$	$h_{7,6}$	$h_{7,8}$	$h_{7,8}$	$h_{7,9}$	$h_{7,10}$		$h_{7,12}$	$h_{7,13}$
λp_m			$h_{8,3}$		$h_{8,5}$		$h_{8,7}$		$h_{8,9}$				$h_{8,13}$
V_m			$h_{9,3}$	$h_{9,4}$	$h_{9,5}$	$h_{9,6}$	$h_{9,7}$	$h_{9,8}$	$h_{9,9}$	$h_{9,10}$		$h_{9,12}$	$h_{9,13}$
λq_m			$h_{10,3}$		$h_{10,5}$		$h_{10,7}$		$h_{10,9}$				$h_{10,13}$
f_{km}												$h_{11,12}$	
λf_{km}			$h_{12,3}$		$h_{12,5}$		$h_{12,7}$		$h_{12,9}$		$h_{12,11}$		$h_{12,13}$
x_{km}			$h_{13,3}$	$h_{13,4}$	$h_{13,5}$	$h_{13,6}$	$h_{13,7}$	$h_{13,8}$	$h_{13,9}$	$h_{13,10}$		$h_{13,12}$	$h_{13,13}$

(III.45)

$$\Delta_{\bar{z}}^T = \left[\Delta_{Pg_k} \mid \Delta_{Qg_k} \mid \Delta_{\theta_k} \mid \Delta_{\lambda p_k} \mid \Delta_{V_k} \mid \Delta_{\lambda q_k} \mid \Delta_{\theta_m} \mid \Delta_{\lambda p_m} \mid \Delta_{V_m} \mid \Delta_{\lambda q_m} \mid \Delta_{f_{km}} \mid \Delta_{\lambda f_{km}} \mid \Delta_{x_{km}} \right]$$

(III.46)

$$G_{\bar{z}}^T = \left[g_1 \mid g_2 \mid g_3 \mid g_4 \mid g_5 \mid g_6 \mid g_7 \mid g_8 \mid g_9 \mid g_{10} \mid g_{11} \mid g_{12} \mid g_{13} \right]$$

(III.47)

Em que:

- H Representa a matriz hessiana de solução do problema de FPO, incluindo a hessiana W e o jacobiano J da função lagrangeana (III.43);
- $\Delta_{\bar{z}}$ Representa o vetor independente para as variáveis de otimização do problema;
- $G_{\bar{z}}$ Representa o vetor gradiente de solução.

Na Equação (III.45), os elementos h_{v_1, v_2} representam as derivadas de segunda ordem da função lagrangeana (L) em relação às variáveis associadas às linhas v_1 e v_2 da matriz H , ou seja, $h_{v_1, v_2} = \frac{\partial^2 L}{\partial v_1 \partial v_2}$. Adicionalmente, cada elemento do tipo $h_{v, v}$ também inclui as contribuições do método de pontos interiores para a variável associada à linha/coluna v , caso esta variável apresente restrições de canalização. A matriz H é simétrica, ou seja, o elemento h_{v_1, v_2} é igual ao elemento correspondente h_{v_2, v_1} .

Cada elemento g_v do vetor gradiente inclui a derivada de primeira ordem da função lagrangeana (L) em relação à variável associada à linha v $\left(\frac{\partial L}{\partial v} \right)$, juntamente

com a contribuição do método de pontos interiores caso esta variável tenha restrições de canalização.

Será apresentado a seguir o elemento do vetor gradiente (G_z) associado à modelagem das chaves manobráveis do sistema de distribuição.

$$\begin{aligned}
g_{13} = \frac{\partial L}{\partial x_{km}} + MPIG_{x_{km}} = & \\
\{ \lambda p_k \cdot [V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sen \theta_{km}] + & \\
\lambda q_k \cdot [-V_k^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sen \theta_{km}] + & \\
\lambda p_m \cdot [V_m^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sen \theta_{km}] + & \quad (III.48) \\
\lambda q_m \cdot [-V_m^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sen \theta_{km}] + & \\
\lambda f_{km} \cdot [V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sen \theta_{km}] \} \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} + &
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
MPIG_{x_{km}} & \\
\frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} = \frac{2 \cdot \alpha \cdot e^{\alpha \cdot x_{km}}}{(e^{\alpha \cdot x_{km}} + 1)^2} & \quad (III.49)
\end{aligned}$$

$$MPIG_{x_{km}} = \frac{\mu}{su_{x_{km}}} - \frac{\mu}{sl_{x_{km}}} \quad (III.50)$$

Em que:

- $MPIG_{x_{km}}$ Representa a contribuição do método de pontos interiores para a variável x_{km} no vetor gradiente (G_z);
- $sl_{x_{km}}, su_{x_{km}}$ Representam as variáveis de folga associadas às restrições de limite inferior e superior para a variável x_{km} , respectivamente.

As demais derivadas do vetor gradiente ($g_1 - g_{12}$) podem ser obtidas em (GOMES, 2005).

Os elementos da matriz hessiana (H) associados à modelagem das chaves manobráveis no problema de FPO são apresentados a seguir:

$$\begin{aligned}
h_{3,13} = h_{13,3} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \theta_k} = \{ \lambda p_k \cdot [V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sen \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km}] + & \\
\lambda q_k \cdot [-V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sen \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km}] + & \\
\lambda p_m \cdot [V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sen \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km}] + & \quad (III.51) \\
\lambda q_m \cdot [-V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sen \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km}] + & \\
\lambda f_{km} \cdot [V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sen \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km}] \} \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} &
\end{aligned}$$

$$h_{4,13} = h_{13,4} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \lambda p_k} = \left(V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right) \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.52})$$

$$h_{5,13} = h_{13,5} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial V_k} = \left\{ \lambda p_k \cdot \left[2 \cdot V_k \cdot g_{km} - V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda q_k \cdot \left[-2 \cdot V_k \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda p_m \cdot \left[-V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda q_m \cdot \left[V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda f_{km} \cdot \left[2 \cdot V_k \cdot g_{km} - V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] \right\} \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.53})$$

$$h_{6,13} = h_{13,6} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \lambda q_k} = \left[-V_k^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.54})$$

$$h_{7,13} = h_{13,7} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \theta_m} = - \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \theta_k} \quad (\text{III.55})$$

$$h_{8,13} = h_{13,8} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \lambda p_m} = \left(V_m^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right) \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.56})$$

$$h_{9,13} = h_{13,9} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial V_m} = \left\{ \lambda p_k \cdot \left[-V_k \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda q_k \cdot \left[V_k \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda p_m \cdot \left[2 \cdot V_m \cdot g_{km} - V_k \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda q_m \cdot \left[-2 \cdot V_m \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] + \lambda f_{km} \cdot \left[-V_k \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] \right\} \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.57})$$

$$h_{10,13} = h_{13,10} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \lambda q_m} = \left[-V_m^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right] \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.58})$$

$$h_{12,13} = h_{13,12} = \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km} \partial \lambda f_{km}} = \left(V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \sin \theta_{km} \right) \cdot \frac{\partial CH_{km}}{\partial x_{km}} \quad (\text{III.59})$$

$$\begin{aligned}
h_{13,13} &= \frac{\partial^2 L}{\partial x_{km}^2} + MPIH_{x_{km}} = \\
&\left\{ \lambda p_k \cdot \left[V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} \right] + \right. \\
&\lambda q_k \cdot \left[-V_k^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} \right] + \\
&\lambda p_m \cdot \left[V_m^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} \right] + \\
&\lambda q_m \cdot \left[-V_m^2 \cdot (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \cos \theta_{km} + V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} \right] + \\
&\left. \lambda f_{km} \cdot \left[V_k^2 \cdot g_{km} - V_k \cdot V_m \cdot g_{km} \cdot \cos \theta_{km} - V_k \cdot V_m \cdot b_{km} \cdot \text{sen} \theta_{km} \right] \right\} \cdot \frac{\partial CH_{km}^2}{\partial x_{km}^2} +
\end{aligned} \tag{III.60}$$

$$\begin{aligned}
&MPIH_{x_{km}} \\
\frac{\partial CH_{km}^2}{\partial x_{km}^2} &= \frac{2 \cdot \alpha^2 \cdot e^{\alpha \cdot x_{km}} \cdot (1 - e^{2 \cdot \alpha \cdot x_{km}})}{(e^{\alpha \cdot x_{km}} + 1)^4}
\end{aligned} \tag{III.61}$$

$$MPIH_{x_{km}} = \frac{\pi l_{x_{km}}}{sl_{x_{km}}} - \frac{\pi u_{x_{km}}}{su_{x_{km}}} \tag{III.62}$$

Em que:

- $MPIH_{x_{km}}$ Representa a contribuição do método de pontos interiores para a variável x_{km} na matriz hessiana (H);
- $\pi l_{x_{km}}, \pi u_{x_{km}}$ Representam os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de limite inferior e superior para a variável x_{km} , respectivamente.

Os demais elementos da matriz hessiana, Equação (III.45), podem ser obtidos em (GOMES, 2005).

Em um problema geral de otimização de sistemas de distribuição, o vetor de variáveis \bar{z} pode ser dividido nos vetores \bar{z}_1 e \bar{z}_2 . O vetor \bar{z}_1 contém as variáveis primais associadas ao estado do sistema ($\{P_g, Q_g, \theta, V\} \in \bar{z}_1$), as variáveis duais ($\{\lambda_p, \lambda_q, \lambda f\} \in \bar{z}_1$), e as variáveis de folga ($\{f\} \in \bar{z}_1$) utilizadas para acomodar restrições.

O vetor \bar{z}_2 , por sua vez, comporta as variáveis de controle, tais como a variável associada à geração de potência reativa através de bancos de capacitores. Desta forma, a estrutura matricial de solução do problema de FPO via método de pontos interiores pode ser generalizada como:

$$\begin{array}{c}
\overline{Pg} \\
\overline{Qg} \\
\overline{\theta} \\
\overline{\lambda p} \\
\overline{V} \\
\overline{\lambda q} \\
\overline{f} \\
\overline{\lambda f} \\
\overline{z_2}
\end{array}
\begin{array}{c}
\overline{Pg} \\
\overline{Qg} \\
\overline{\theta} \\
\overline{\lambda p} \\
\overline{V} \\
\overline{\lambda q} \\
\overline{f} \\
\overline{\lambda f} \\
\overline{z_2}
\end{array}
\begin{array}{c}
J_{\overline{Pg}\overline{\lambda p}} \\
J_{\overline{Qg}\overline{\lambda q}} \\
W_{\overline{\theta\theta}} \quad J_{\overline{\theta\lambda p}} \quad W_{\overline{\theta V}} \quad J_{\overline{\theta\lambda q}} \quad J_{\overline{\theta\lambda f}} \quad W_{\overline{z_2\theta}} \\
J_{\overline{Pg}\overline{\lambda p}} \quad J_{\overline{\theta\lambda p}} \quad J_{\overline{V\lambda p}} \quad J_{\overline{V\lambda q}} \quad J_{\overline{V\lambda f}} \quad J_{\overline{z_2\lambda p}} \\
W_{\overline{\theta V}} \quad J_{\overline{V\lambda p}} \quad W_{\overline{V V}} \quad J_{\overline{V\lambda q}} \quad J_{\overline{V\lambda f}} \quad W_{\overline{z_2 V}} \\
J_{\overline{Qg}\overline{\lambda q}} \quad J_{\overline{\theta\lambda q}} \quad J_{\overline{V\lambda q}} \quad J_{\overline{z_2\lambda q}} \\
J_{\overline{f\lambda f}} \quad J_{\overline{z_2 f}} \\
J_{\overline{\theta\lambda f}} \quad J_{\overline{V\lambda f}} \quad J_{\overline{f\lambda f}} \quad J_{\overline{z_2\lambda f}} \\
W_{\overline{z_2\theta}} \quad J_{\overline{z_2\lambda p}} \quad W_{\overline{z_2 V}} \quad J_{\overline{z_2\lambda q}} \quad J_{\overline{z_2 f}} \quad J_{\overline{z_2\lambda f}} \quad W_{\overline{z_2 z_2}}
\end{array}
\begin{array}{c}
\Delta_{\overline{Pg}} \\
\Delta_{\overline{Qg}} \\
\Delta_{\overline{\theta}} \\
\Delta_{\overline{\lambda p}} \\
\Delta_{\overline{V}} \\
\Delta_{\overline{\lambda q}} \\
\Delta_{\overline{f}} \\
\Delta_{\overline{\lambda f}} \\
\Delta_{\overline{z_2}}
\end{array}
=
\begin{array}{c}
G_{\overline{Pg}} \\
G_{\overline{Qg}} \\
G_{\overline{\theta}} \\
G_{\overline{\lambda p}} \\
G_{\overline{V}} \\
G_{\overline{\lambda q}} \\
G_{\overline{f}} \\
G_{\overline{\lambda f}} \\
G_{\overline{z_2}}
\end{array}
\quad (III.63)$$

A estrutura matricial mostrada em (III.63) é válida para um determinado nível de carregamento. Esta estrutura será expandida para acomodar as contribuições das variáveis de chaveamento de linhas, juntamente com diferentes níveis de carregamento. A estrutura expandida será apresentada em outra seção deste capítulo.

De acordo com a modelagem do problema de FPO proposto para reconfiguração de sistemas de distribuição, os valores de posição das chaves (CH_{km}) são otimizados no intervalo contínuo [0,1]. No entanto, as chaves podem ter apenas dois valores: 0 (chave aberta) e 1 (chave fechada), o que requer uma estratégia para definição dos estados destes dispositivos. A estratégia proposta nesta tese baseia-se no cálculo do índice de sensibilidade.

III.2.2 Índice de Sensibilidade Proposto para Reconfiguração de SDE

A configuração de uma rede de distribuição que apresenta perda mínima é aquela em que todas as chaves encontram-se fechadas (configuração em malha). Entretanto, esta configuração não é conveniente para SDE tradicionais, tendo em vista os benefícios de uma operação radial. Neste sentido, a estratégia de reconfiguração ótima proposta nesta tese consiste em determinar, a partir da configuração em malha, as chaves cuja abertura resulta em uma operação radial com o mínimo acréscimo de perdas.

Baseado nesta premissa, o índice de sensibilidade proposto para determinação dos estados das chaves corresponde a uma medida do impacto que a abertura de uma determinada linha causa na função objetivo do FPO. Este índice é dado por:

$$SS_{km} = \sum_{u=1}^{NT} SS_{km,u} = \sum_{u=1}^{NT} \left| CH_{km}(x_{km}) \cdot (\lambda p_{k,u} - \lambda p_{m,u}) \cdot \frac{N_{km,u}}{(V_{k,u} - V_{m,u})} \right| \quad (\text{III.64})$$

Em que:

- SS_{km} Representa o índice de sensibilidade para a chave km ;
- $SS_{km,u}$ Representa o índice de sensibilidade para a chave km no nível de carregamento u ;
- $N_{km,u}$ Representa o fluxo de potência aparente na linha km no nível de carregamento u .

Na Equação (III.64), o índice proposto (SS_{km}) é proporcional ao valor de posição CH_{km} . Quanto menor o valor de CH_{km} , maior é a tendência de abertura da linha km .

O fator $(\lambda p_{k,u} - \lambda p_{m,u})$ corresponde à diferença entre os impactos na função objetivo devidos a variações das potências ativas injetadas nas barras k e m , no nível de carregamento u . Em outras palavras, quanto menor $(\lambda p_{k,u} - \lambda p_{m,u})$, menor será a influência nas perdas no nível u devido à abertura da linha km .

O índice de decisão SS_{km} também é função do fluxo de potência aparente $N_{km,u}$, pois a abertura de uma determinada chave resulta em uma redistribuição de fluxos por toda a rede de distribuição. A abertura da linha com menor $N_{km,u}$ causa menos alterações na rede e, em consequência, mínimo afastamento do ponto de operação obtido com a rede em malha.

Adicionalmente, o índice SS_{km} é inversamente proporcional à diferença $(V_{k,u} - V_{m,u})$. Isto retrata a condição de que a linha que apresenta grande valor de queda de tensão em um determinado período de carregamento deve ser evitada para conduzir potência neste período e, portanto, terá preferência para abertura. A diferença $(V_{k,u} - V_{m,u})$ também foi utilizada para compor o índice de sensibilidade para abertura de chave proposto por LIN e CHIN (1998).

Através dos aspectos abordados anteriormente, conclui-se que a chave preferencial para abertura é aquela que apresenta o menor índice de sensibilidade SS_{km} , pois sua abertura resulta no menor acréscimo de perdas em relação à configuração em malha.

Destaca-se que para avaliar o impacto global envolvendo todos os níveis de carregamento devido à abertura da linha km , o índice SS_{km} é dado pelo somatório dos índices $SS_{km,u}$ calculados em cada nível. Desta forma, a decisão de abertura de chaves considera a variação da carga do sistema durante todo o período de operação.

III.2.3 Algoritmo Proposto para Reconfiguração Ótima de SDE (ARSD)

Para que os multiplicadores de Lagrange λp retratem com fidelidade a tendência de abertura de chaves em direção ao ponto de mínimas perdas, as chaves devem ser abertas sequencialmente. O fluxograma da Figura III.3 apresenta os passos necessários para obter a rede radial com perdas mínimas de acordo com o algoritmo de reconfiguração (ARSD) proposto nesta tese.

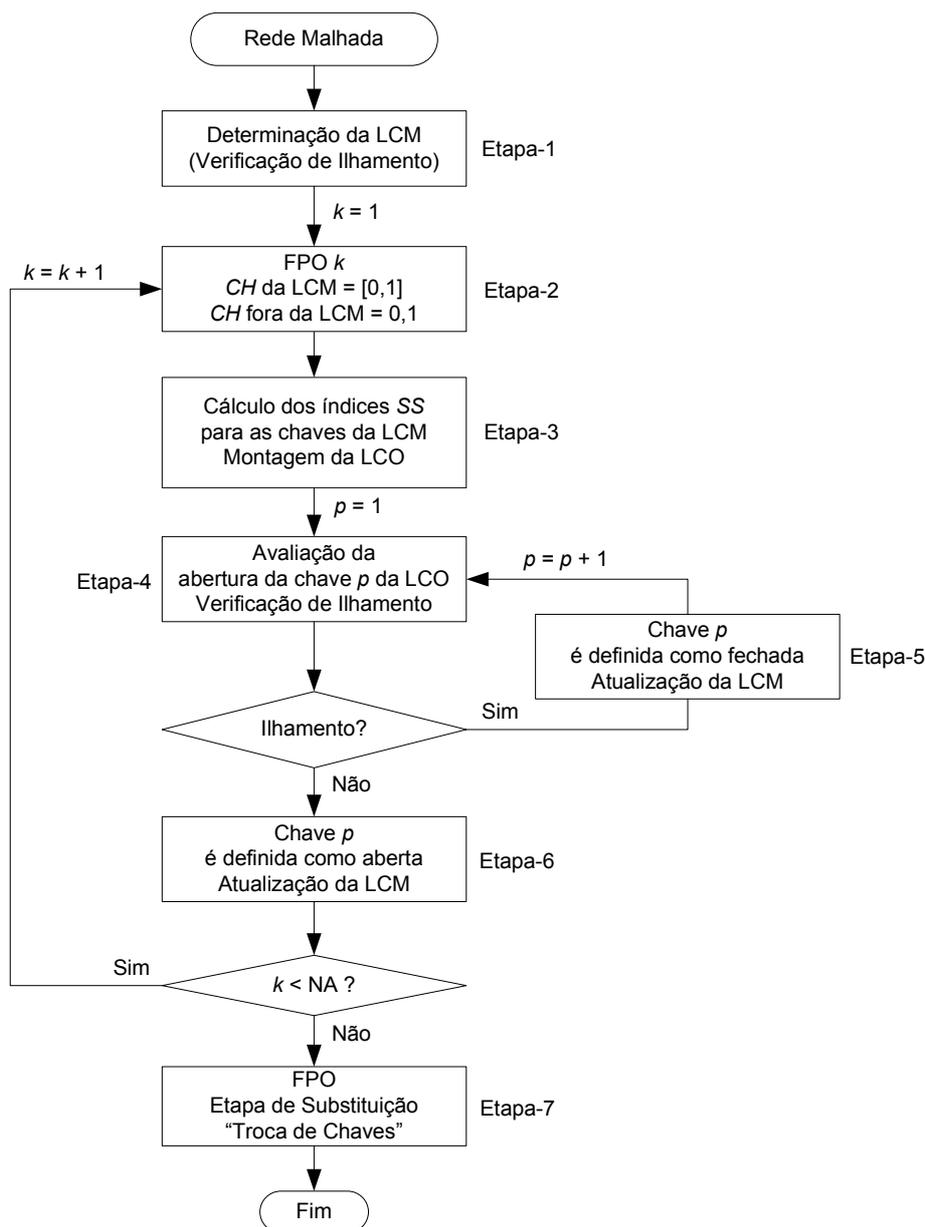


Figura III.3 - Fluxograma do ARSD proposto.

No ARSD proposto, considera-se a rede inicialmente configurada em malha através do fechamento de todas as chaves de interconexão (NA). A partir desta configuração, as chaves são abertas em seqüência até que uma configuração radial seja obtida. Esta abertura seqüencial de chaves baseia-se no método de Busca em Profundidade apresentado por SCHMIDT (2005). As etapas deste algoritmo são descritas com maiores detalhes a seguir.

III.2.3.1 Etapa-1

A Etapa-1 do ARSD tem como objetivo determinar uma lista contendo as chaves manobráveis do sistema, denominada LCM (Lista de Chaves Manobráveis) (GOMES, 2005). Esta lista pode ser previamente obtida dos dados da rede elétrica, ou determinada por um procedimento que identifica a formação de ilhamento devido à abertura de linha.

III.2.3.2 Etapa-2

Na Etapa-2, resolve-se o FPO formulado em (III.35)-(III.42), com o objetivo de determinar os valores das variáveis do problema e os valores das chaves da LCM. Os valores das chaves que não se encontram na LCM são fixados de acordo com os estados das mesmas: abertas ou fechadas. Portanto, após a resolução do FPO, os valores das variáveis x associadas às chaves da LCM encontram-se no intervalo contínuo $[0,1]$.

III.2.3.3 Etapa-3

Nesta etapa, é efetuado o cálculo do índice de sensibilidade SS para as chaves da LCM, conforme Equação (III.64). As variáveis necessárias para este cálculo são obtidas na Etapa-2. As chaves prioritárias para abertura são listadas de acordo com a ordem crescente dos índices SS . Esta lista foi denominada LCO (Lista de Chaves Ótimas). Ou seja, a primeira chave da LCO é a que apresenta o menor índice SS e que, portanto, deve ser aberta.

III.2.3.4 Etapa-4

Esta etapa consiste na avaliação da abertura da chave p da LCO. Esta avaliação verifica no grafo da rede elétrica a possibilidade de ilhamento devido à abertura desta chave. Esta verificação de ilhamento é realizada pelo processo de busca no grafo da rede citado na Etapa-1.

III.2.3.5 Etapa-5

Esta etapa é executada somente se ocorrer ilhamento na rede elétrica devido à abertura da chave p . Neste caso, o estado da chave p é definido como fechado e esta chave é retirada da LCM. Na seqüência, a Etapa-4 é novamente executada para avaliação da abertura da próxima chave ($p = p + 1$) da LCO.

III.2.3.6 Etapa-6

Nesta etapa, a chave p é definida como aberta, tendo em vista que sua abertura não forma ilhamento na rede. Esta chave é, portanto, retirada da LCM uma vez que seu estado está determinado. As chaves que estão em série com a chave p também são retiradas da LCM, pois neste caso a abertura das mesmas geraria ilhamento. Após a Etapa-6, o número de chaves abertas (k) é comparado com o número de chaves de interconexão do sistema original (NA). Se $k < NA$, ainda existem laços na rede. Neste caso, o contador de chaves abertas k é incrementado e o processo é repetido a partir da Etapa-2. Quando o número de chaves abertas k é igual a NA, uma configuração radial é obtida e o algoritmo segue para a Etapa-7.

III.2.3.7 Etapa-7

A Etapa-7 do ARSD consiste na realização de substituições entre cada chave aberta nas etapas anteriores e suas correspondentes chaves “vizinhas”, baseada no método de “troca de ligações” (CIVANLAR *et al.*, 1988, GOMES *et al.*, 2005a, SCHMIDT, 2005).

De acordo com SCHMIDT (2005), a principal limitação do método de Busca em Profundidade é a possibilidade de descarte equivocado do ramo que contém a solução ótima. Este problema é ilustrado na Figura III.4:

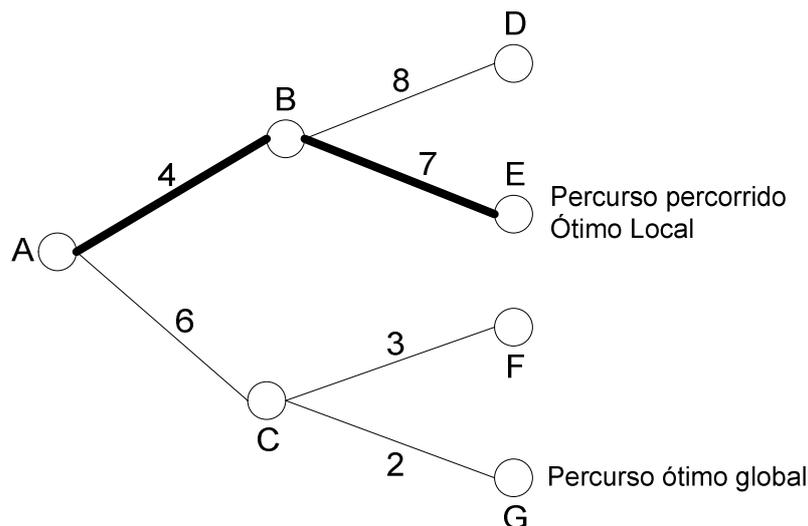


Figura III.4 - Busca em profundidade (SCHMIDT, 2005).

Na Figura III.4, cada nó representa um ponto de operação do sistema, e o número associado a cada ramo indica o aumento do custo total causado pela abertura da chave correspondente, ou seja, o impacto na função objetivo do FPO (III.35)-(III.42).

No primeiro passo da Busca em Profundidade, a partir do nó A, este método decide abrir a chave associada ao número 4, que produz um aumento de 4 unidades no custo total, menor que o aumento de 6 unidades causado pela abertura da outra chave. Esta operação conduz o sistema ao ponto B. No passo seguinte, a partir do estado corrente de operação (B), as opções de abertura (8 e 7) causam maiores aumentos no custo que as 2 opções que partem do ponto C (3 e 2). Neste caso, a escolha do ramo 6 no primeiro passo, que conduz ao ponto C, resultaria num menor aumento do custo total no segundo passo, o que demonstra a limitação da Busca em Profundidade.

Para melhor elucidar estes procedimentos, serão consideradas as seqüências de operações a seguir:

- Seqüência-1 (A-B-D): aumento do custo = 4 (AB) + 8 (BD) = 12
- Seqüência-2 (A-B-E): aumento do custo = 4 (AB) + 7 (BE) = 11
- Seqüência-3 (A-C-F): aumento do custo = 6 (AC) + 3 (CF) = 9
- Seqüência-4 (A-C-G): aumento do custo = 6 (AC) + 2 (CG) = 8

Verifica-se, portanto, que as alternativas que incluem o ramo AC apresentam aumentos do custo total inferiores aos aumentos causados pelas alternativas que incluem o ramo AB. Entretanto, o método de Busca em Profundidade escolhe o ramo AB, culminando no ponto de mínimo local E, sendo G o ponto de mínimo global.

Para minimizar esta limitação, a Etapa-7 consiste em uma avaliação da possibilidade de melhoria da configuração radial obtida através da técnica de “troca de ligações”. Esta avaliação baseia-se em um processo combinado de fechamento da chave aberta e abertura de uma chave adjacente, a partir da configuração radial. Se a conectividade do sistema é preservada após este processo, uma nova configuração radial é gerada. Caso contrário, uma nova “troca de ligações” é avaliada.

Após a geração de uma nova configuração radial e conexa através de uma determinada “troca de ligações”, calcula-se o custo total para esta configuração via FPO. Se este custo é inferior àquele calculado para a configuração anterior, esta é substituída pela nova configuração. Este processo é realizado para todas as chaves abertas e suas correspondentes chaves adjacentes. Nesta etapa, os estados de todas as chaves são definidos, ou seja, as variáveis x associadas a estes dispositivos de chaveamento são fixadas de acordo com os respectivos estados.

III.3 Tutorial ARSD

O sistema teste de 16 barras (CIVANLAR *et al.*, 1988) será usado para apresentar de forma detalhada a solução passo a passo de cada etapa do algoritmo proposto para reconfiguração (ARSD). Este sistema é composto de 3 alimentadores de 23 kV e 16 linhas. A Figura III.5 apresenta o diagrama deste sistema, na qual as linhas contínuas representam as chaves normalmente fechadas (NF) e as linhas tracejadas representam as chaves normalmente abertas (NA).

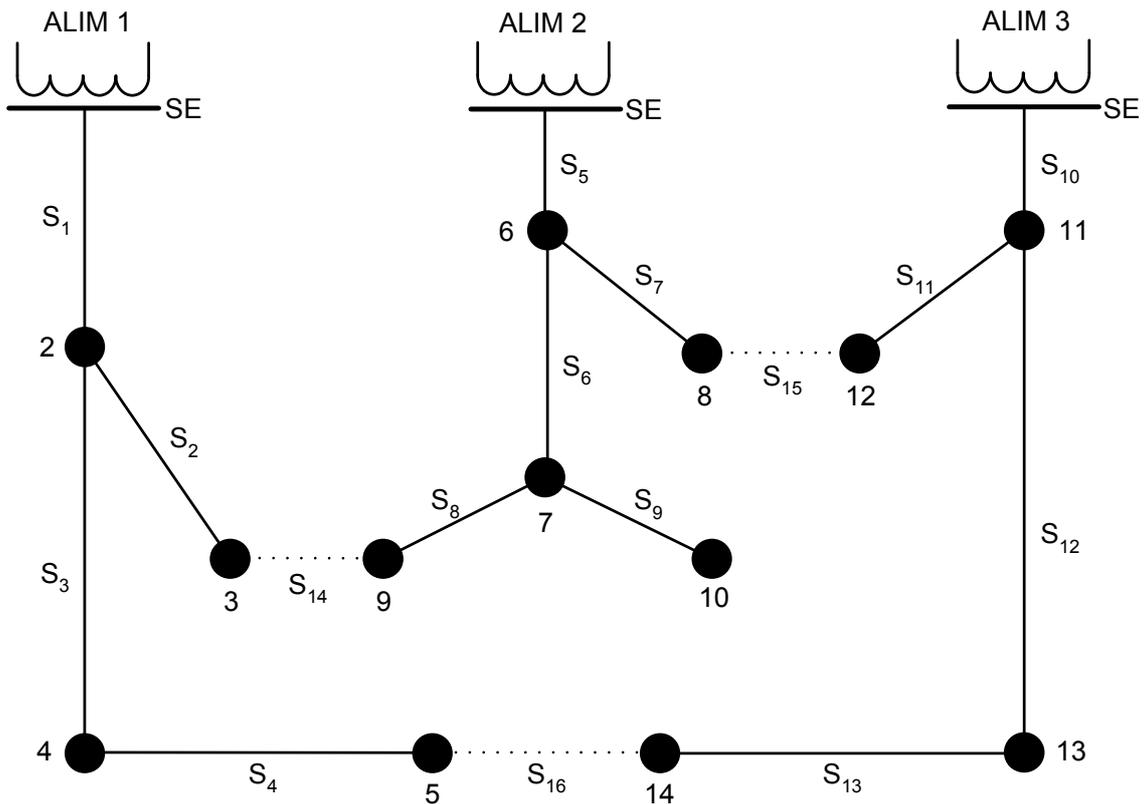


Figura III.5 - Sistema de 16 barras (CIVANLAR *et al.*, 1988) – topologia inicial.

Nesta configuração, a perda total de potência ativa é de 511,44 kW. A tensão da subestação (barras SE) é igual a 1,00 p.u.. O custo associado à perda de energia é dado pela tarifa de 0,06 US\$/kWh (BARAN e WU, 1989b).

Etapa-1

O objetivo da Etapa-1 do ARSD é a determinação da Lista de Chaves Manobráveis (LCM) da rede elétrica. Como os dados deste sistema de 16 barras não incluem esta lista, a princípio todas as 16 chaves devem ser avaliadas. Nesta avaliação, o processo de varredura no grafo da rede identifica que a chave S_9 não pode ser aberta, pois neste caso a barra 10 seria isolada, como se pode observar na Figura III.5. Portanto, o número total de chaves manobráveis é 15 e a LCM é apresentada a seguir:

$$LCM = \{S_1, S_2, S_3, S_4, S_5, S_6, S_7, S_8, S_{10}, S_{11}, S_{12}, S_{13}, S_{14}, S_{15}, S_{16}\}.$$

Etapa-2

Consiste na resolução do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) formulado em (III.35)(III.42), para obtenção das seguintes variáveis:

- Valores de posição das chaves da LCM (CH_{km});
- Multiplicadores de Lagrange λp_k ;
- Módulos das tensões nodais (V_k);
- Fluxos de potência aparente N_{km} .

Na notação das variáveis λp_k , V_k e N_{km} , o sub-índice u relativo ao nível de carregamento foi omitido, pois neste caso tutorial um único nível é considerado. Destaca-se que no primeiro passo do algoritmo proposto ($k = 1$), a rede é considerada configurada em malha. A Tabela III.1 apresenta os valores obtidos neste passo para as variáveis V_k e λp_k , enquanto que a Tabela III.2 apresenta os fluxos N_{km} .

Tabela III.1 - Tensões e multiplicadores de Lagrange, FPO-1, sistema 16 barras.

Barra	V_k (p.u.)	λp_k	Barra	V_k (p.u.)	λp_k
1	1,000	0,0	8	0,987	11,95
2	0,989	9,24	9	0,983	16,07
3	0,984	14,70	10	0,978	23,27
4	0,986	12,61	11	0,990	8,58
5	0,985	13,08	12	0,988	11,23
6	0,986	12,72	13	0,987	11,61
7	0,980	19,13	14	0,986	12,74

Tabela III.2 - Fluxos nas linhas, FPO-1, sistema 16 barras.

Linha	N_{km} (MVA)	Linha	N_{km} (MVA)
S ₁	11,05	S ₁₀	7,61
S ₂	5,89	S ₁₁	2,51
S ₃	2,80	S ₁₂	3,91
S ₄	1,26	S ₁₃	2,95
S ₅	11,18	S ₁₄	2,85
S ₆	7,33	S ₁₅	1,98
S ₇	0,63	S ₁₆	0,80
S ₈	2,29		

Etapa-3

Esta etapa efetua o cálculo dos índices de sensibilidade SS , conforme Equação (III.64), para todas as chaves da LCM, a partir da resolução do FPO. Os índices calculados no primeiro passo do algoritmo são apresentados na Tabela III.3.

Tabela III.3 - Índices SS , FPO-1, sistema 16 barras.

Chave	SS	Chave	SS
S_1	95,054	S_{10}	66,629
S_2	62,298	S_{11}	26,531
S_3	25,979	S_{12}	34,212
S_4	8,357	S_{13}	36,427
S_5	98,568	S_{14}	34,496
S_6	83,399	S_{15}	12,646
S_7	4,911	S_{16}	2,944
S_8	23,238		

Após o cálculo dos índices de sensibilidade SS , é montada a Lista de Chaves Ótimas (LCO) para abertura, contendo as chaves dispostas na ordem crescente dos respectivos índices SS . A Tabela III.4 apresenta a LCO-1, definida no primeiro passo.

Tabela III.4 - LCO-1, sistema 16 barras.

Chaves	$S_{16} - S_7 - S_4 - S_{15} - S_8 - S_3 - S_{11} - S_{12} - S_{14} - S_{13} - S_2 - S_{10} - S_6 - S_1 - S_5$
--------	--

Observa-se que a chave S_{16} está associada ao menor índice SS . Logo, esta é a primeira chave da LCO-1 avaliada para abertura.

Etapa-4

Nesta etapa, verifica-se que a abertura da chave S_{16} não forma ilhamento na rede elétrica da Figura III.5. Portanto, a Etapa-6 é executada na seqüência.

Etapa-6

Tendo em vista que a abertura da chave S_{16} não forma ilhamento, esta chave é definida como aberta e retirada da LCM. Como mostrado na Figura III.5, a chave S_{16} está em série com as chaves S_3 , S_4 , S_{12} e S_{13} . Portanto, estas chaves também são retiradas da LCM, a qual é atualizada para produzir a LCM-1 mostrada a seguir:

$$\text{LCM-1} = \{S_1, S_2, S_5, S_6, S_7, S_8, S_{10}, S_{11}, S_{14}, S_{15}\}.$$

No fim do primeiro passo ($k = 1$), uma única chave foi aberta (S_{16}). O número de chaves abertas é, portanto, inferior ao número de chaves de interconexão ($NA = 3$). Logo, o contador de chaves abertas k é incrementado e um novo passo do algoritmo é executado a partir da Etapa-2, com o objetivo de determinar a segunda chave para abertura, considerando a nova lista LCM-1.

No segundo passo ($k = 2$), o FPO considera a rede com a chave S_{16} aberta. A Tabela III.5 apresenta os índices de sensibilidade SS calculados para as chaves da LCM-1 após a segunda resolução do FPO.

Tabela III.5 - Índices SS , FPO-2, sistema 16 barras.

Chave	SS	Chave	SS
S_1	97,450	S_8	22,344
S_2	62,012	S_{10}	63,780
S_5	98,248	S_{11}	27,118
S_6	83,507	S_{14}	33,965
S_7	6,099	S_{15}	13,762

Neste segundo passo, a chave S_7 apresenta o menor índice SS , como mostra a LCO-2 na Tabela III.6.

Tabela III.6 - LCO-2, sistema 16 barras.

Chaves	$S_7 - S_{15} - S_8 - S_{11} - S_{14} - S_2 - S_{10} - S_6 - S_1 - S_5$
--------	---

Novamente, a abertura da primeira chave da lista (S_7) não causa ilhamento no sistema. Portanto, esta chave é definida como aberta e retirada da LCM-1. Por estar em série com S_7 , as chaves S_{11} e S_{15} também são retiradas da LCM-1, que é atualizada para a LCM-2.

$$\text{LCM-2} = \{S_1, S_2, S_5, S_6, S_8, S_{10}, S_{14}\}.$$

Após o segundo passo, duas chaves estão abertas (S_7 e S_{16}). Este número ainda é inferior ao número de chaves de interconexão ($NA = 3$). Logo, o contador de chaves abertas k é novamente incrementado ($k = 3$) e o algoritmo segue para um novo passo. A

Tabela III.7 apresenta os índices de sensibilidade SS calculados para as chaves da LCM-2 neste terceiro passo.

Tabela III.7 - Índices SS , FPO-3, sistema 16 barras.

Chave	SS	Chave	SS
S_1	98,578	S_8	23,506
S_2	62,696	S_{10}	58,503
S_5	102,743	S_{14}	34,591
S_6	83,499		

A Tabela III.8 apresenta a LCO-3, definida no terceiro passo.

Tabela III.8 - LCO-3, sistema 16 barras.

Chaves	$S_8 - S_{14} - S_{10} - S_2 - S_6 - S_1 - S_5$
--------	---

Neste passo, a abertura da chave associada ao menor índice SS (S_8) não forma ilhamento na rede elétrica, e então S_8 é definida como aberta.

Após o terceiro passo, três chaves estão abertas (S_7 , S_8 e S_{16}). Este número é igual ao número de chaves de interconexão na topologia inicial do sistema (Figura III.5) e, portanto, uma nova configuração radial é obtida. Observa-se que as chaves abertas correspondem às chaves indicadas no primeiro passo, conforme LCO-1. Isto porque as chaves S_4 e S_{15} são definidas como fechadas devido à abertura das chaves S_{16} e S_7 , respectivamente. Logo, descartando-se S_4 e S_{15} , as três primeiras chaves da LCO-1 são $S_{16} - S_7 - S_8$, nesta ordem. Ou seja, neste caso, o primeiro passo seria suficiente para determinar a configuração radial ótima. No entanto, este aspecto não se verifica para todos os casos.

Etapa-7

Esta etapa realiza as “trocas de ligações” na configuração radial determinada nas etapas anteriores. Cada chave aberta tem seu estado trocado com o estado de uma “chave vizinha”. Neste sistema, as “trocas de ligações” efetuadas são descritas na Tabela III.9.

Tabela III.9 - “Troca de ligações”, sistema 16 barras.

Chaves Aberta	Troca de Ligações
S ₇	Fechamento de S ₇ e abertura de S ₅ Fechamento de S ₇ e abertura de S ₁₅
S ₈	Fechamento de S ₈ e abertura de S ₆ Fechamento de S ₈ e abertura de S ₁₄
S ₁₆	Fechamento de S ₁₆ e abertura de S ₄ Fechamento de S ₁₆ e abertura de S ₁₃

Observa-se da Figura III.5 que a chave S₆ também é “vizinha” de S₇. No entanto, a “troca” da chave S₇ com S₆, considerando-se a chave S₈ aberta, resulta em isolamento das barras 7 e 10. Por este motivo, esta operação não foi incluída na Tabela III.9.

O espaço de busca para a “troca de ligações” (seis operações) corresponde a menos da metade do número de chaves manobráveis do sistema (15). Esta redução da dimensão do espaço de busca deve-se à informação contida no índice *SS*, que indica: (i) a chave ótima para abertura ou; (ii) uma “chave vizinha” da chave ótima.

Neste caso exemplo, a configuração radial obtida antes da execução da Etapa-7 é mantida após esta etapa. Esta situação particular não se verifica para outros sistemas

A Tabela III.10 apresenta a configuração inicial e a configuração determinada pelo algoritmo proposto (ARSD) para o sistema de 16 barras, bem como as perdas de potência ativa correspondentes. Verifica-se uma redução de 8,86% devido à aplicação do ARSD.

Tabela III.10 - Solução ARSD, sistema 16 barras.

Topologia	Perdas (kW)	Redução (%)	Chaves Abertas
Inicial	511,44	-	S ₁₄ , S ₁₅ , S ₁₆
Proposta (ARSD)	466,13	8,86	S ₁₆ , S ₇ , S ₈

A solução deste sistema de 16 barras, obtida pelo ARSD é a mesma obtida por outros métodos encontrados na literatura (CIVANLAR *et al.*, 1988, CHIOU *et al.*, 2005, GOMES *et al.*, 2006, LIN e CHIN, 1998, MANTOVANI *et al.*, 2000, RAJU e BIJWE, 2008).

A partir da estrutura do ARSD, verifica-se que este algoritmo é eficiente para a solução do problema de reconfiguração, tendo em vista o número relativamente pequeno de resoluções de FPO necessárias.

Mais especificamente, o ARSD requer um número de resoluções igual ao número de chaves de interconexão do sistema para a obtenção da primeira solução

radial, seguido de um pequeno número de execuções na etapa de “troca de ligações”. Destaca-se que este número total de resoluções é relativamente pequeno, se comparado com a maioria dos métodos existentes na literatura.

Para exemplificar, a Tabela III.11 apresenta os números de resoluções de Fluxo de Potência Convencional (FPC) e de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), necessárias para a solução deste sistema tutorial de 14 barras através do ARSD e de outros métodos da literatura.

Tabela III.11 – Número de simulações, sistema de 16 barras.

Método	Número de Execuções
ARSD Proposto	9 FPO
(RAJU e BIJWE, 2008)	7 FPC
(GOMES <i>et al.</i> , 2005a)	37 FPC
(GOMES <i>et al.</i> , 2006)	18 FPC + 3 FPO
(MANTOVANI <i>et al.</i> , 2000)	255 FPC

Observa-se que o método de RAJU e BIJWE (2008) também se mostra eficiente para a reconfiguração de SDE, e requer um número de resoluções de FPC menor que o ARSD. No entanto, alguns aspectos podem ser destacados:

- As resoluções de FPO necessárias na etapa de “troca de ligações” do ARSD podem ser substituídas por resoluções de FPC, pois o objetivo desta etapa é apenas o cálculo das perdas nas novas configurações radiais geradas. Esta substituição permite diminuir os tempos de processamento e aumentar a eficiência computacional do método proposto;
- A diferença de número de resoluções entre o ARSD e o método de RAJU e BIJWE (2008) é pequena. Por outro lado, se comparado com os demais métodos, o número de resoluções do ARSD é bem menor;
- A aplicação do ARSD conduz a resultados de melhor qualidade para alguns sistemas, comparados com os resultados do método de (RAJU e BIJWE, 2008). Em outros casos, observa-se o contrário. Entretanto, os resultados de ambos os métodos apresentam boa qualidade, como será mostrado no capítulo de estudo de casos do presente trabalho. Este aspecto faz com que o ARSD seja considerado como uma alternativa viável para o problema de reconfiguração;

- O ARSD considera outros aspectos não contemplados pelo algoritmo de RAJU e BIJWE (2008), tais como a variação horária da carga e a representação de diferentes níveis de carregamento.

III.4 Aspectos da Modelagem dos Níveis de Carregamento

O problema de reconfiguração formulado em (III.35)-(III.42) permite a consideração de diferentes níveis de carregamento do sistema. Nesta análise, o SDE apresenta um estado operativo para cada nível de carregamento. Consequentemente, o ajuste dos controles pode variar de um nível para o outro. Portanto, a modelagem do problema para mais de um nível de carga requer a representação do estado e dos controles do sistema através de um conjunto variáveis para cada condição operativa.

Para três níveis de carregamento (carga leve, média e pesada), por exemplo, é necessário estabelecer os seguintes vetores de variáveis de otimização: \overline{Z}_L (carga leve), \overline{Z}_M (carga média) e \overline{Z}_P (carga pesada). Cada um destes conjuntos deve ser acomodado na matriz de solução do FPO (matriz hessiana) e no vetor gradiente, como mostrado na Equação (III.65).

$$\begin{bmatrix} H_{x,x}^- & H_{x,\overline{Z}_L}^- & H_{x,\overline{Z}_M}^- & H_{x,\overline{Z}_P}^- \\ H_{x,\overline{Z}_L}^- & H_{\overline{Z}_L,\overline{Z}_L}^- & & \\ H_{x,\overline{Z}_M}^- & & H_{\overline{Z}_M,\overline{Z}_M}^- & \\ H_{x,\overline{Z}_P}^- & & & H_{\overline{Z}_P,\overline{Z}_P}^- \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta_x^- \\ \Delta_{\overline{Z}_L}^- \\ \Delta_{\overline{Z}_M}^- \\ \Delta_{\overline{Z}_P}^- \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_x^- \\ G_{\overline{Z}_L}^- \\ G_{\overline{Z}_M}^- \\ G_{\overline{Z}_P}^- \end{bmatrix} \quad (III.65)$$

Em que:

$H_{x,x}^-$ Representa a sub-matriz hessiana diagonal para as variáveis associadas às chaves (x);

$H_{\overline{Z}_u,\overline{Z}_u}^-$ Representam as sub-matrizes hessiana para cada nível de carregamento, cuja estrutura é dada em (III.63);

H_{x,\overline{Z}_u}^- Representam as sub-matrizes hessiana para acoplamento entre os diferentes níveis de carregamento e as variáveis associadas às chaves (x);

Δ_x^- Representa o vetor independente para as variáveis associadas às chaves;

$\Delta_{\overline{Z}_u}^-$ Representam os vetores independentes para os diferentes níveis de carregamento;

G_x^- Representa o vetor gradiente para as variáveis associadas às chaves;

$G_{\overline{Z}_u}^-$ Representam os vetores gradiente para os diferentes níveis de carregamento.

Nesta modelagem, os níveis de carregamento u estão acoplados às variáveis associadas às chaves (x) através das sub-matrizes H_{x, \bar{Z}_u} . Para todos os níveis, uma mesma chave está associada a uma única variável x . Portanto, estes níveis estão acoplados entre si através do vetor \bar{x} , ou seja, uma mesma configuração ótima é obtida para todo o período de operação.

No entanto, a metodologia proposta também permite determinar uma reconfiguração ótima diferente para cada nível de carregamento, através da modelagem de uma variável de chaveamento para cada período (x_u). Neste caso, a formulação do problema de FPO (III.35)-(III.42) é modificada para incluir na função objetivo (III.35) os custos associados às manobras de chaves de seccionamento (NF) e de interconexão (NA). A função objetivo do problema passa a ser formulada como:

$$\begin{aligned} \text{Min } FOB = & \sum_{u=1}^{NT} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} \left[CH_{km,u}(x_{km,u}) \cdot (ce_u \cdot T_u \cdot L_{km,u}) \right] \right] \right] + \\ & \frac{1}{2} \cdot c_{ch} \cdot \sum_{u=1}^{NT-1} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} \left(CH_{km,u+1}(x_{km,u+1}) - CH_{km,u}(x_{km,u}) \right)^2 \right] \right] \end{aligned} \quad (\text{III.66})$$

Em que:

- c_{ch} Representa o custo de chaveamento associado às chaves manobráveis acopladas às linhas de distribuição;
- $CH_{km,u}$ Representa o valor de posição da chave da linha k - m no período u de carregamento.

Para acomodar esta modelagem, as estruturas da matriz hessiana e do vetor gradiente de solução para os três períodos considerados (carga leve, média e pesada) também são alteradas, conforme mostrado a seguir:

$$\begin{bmatrix} H_{x_L, x_L}^- & & & H_{x_L, \bar{Z}_L}^- & & \\ & H_{x_M, x_M}^- & & & H_{x_M, \bar{Z}_M}^- & \\ & & H_{x_P, x_P}^- & & & H_{x_P, \bar{Z}_P}^- \\ H_{x_L, \bar{Z}_L}^- & & & H_{\bar{Z}_L, \bar{Z}_L}^- & & \\ & H_{x_M, \bar{Z}_M}^- & & & H_{\bar{Z}_M, \bar{Z}_M}^- & \\ & & H_{x_P, \bar{Z}_P}^- & & & H_{\bar{Z}_P, \bar{Z}_P}^- \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta_{x_L}^- \\ \Delta_{x_M}^- \\ \Delta_{x_P}^- \\ \Delta_{\bar{Z}_L}^- \\ \Delta_{\bar{Z}_M}^- \\ \Delta_{\bar{Z}_P}^- \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} G_{x_L}^- \\ G_{x_M}^- \\ G_{x_P}^- \\ G_{\bar{Z}_L}^- \\ G_{\bar{Z}_M}^- \\ G_{\bar{Z}_P}^- \end{bmatrix} \quad (\text{III.67})$$

Em que:

- H_{x_u, x_u}^- Representa a sub-matriz hessiana diagonal para as variáveis associadas às chaves no período u (x_u);
- H_{x_u, Z_u}^- Representam as sub-matrizes hessiana para acoplamento entre os diferentes níveis de carregamento e as respectivas variáveis de chaveamento (x_u);
- $\Delta_{x_u}^-$ Representa o vetor independente para as variáveis associadas às chaves no nível u ;
- $G_{x_u}^-$ Representa o vetor gradiente para as variáveis associadas às chaves no nível u .

Da Equação (III.67), observa-se que os níveis de carregamento u estão desacoplados entre si na matriz hessiana, ou seja, uma configuração diferente pode ser obtida para cada período. Porém, o custo de chaveamento (c_{ch}) entre períodos subsequentes (u e $u+1$) estabelece outra forma de acoplamento entre estes níveis.

Nesta modelagem, o índice de sensibilidade proposto (SS) para uma determinada chave (km) deve ser calculado para cada nível de carregamento, pois diferentes decisões de abertura de chaves podem ser realizadas durante o horizonte de estudo considerado. Em outras palavras, para cada chave km são calculados NT índices, sendo NT o número de períodos, como mostra a Equação (III.68).

$$SS_{km,u} = CH_{km}(x_{km}) \cdot (\lambda p_{k,u} - \lambda p_{m,u}) \cdot \frac{N_{km,u}}{(V_{k,u} - V_{m,u})} \quad (III.68)$$

O problema de reconfiguração que considera a possibilidade de diferentes topologias para cada período de operação consiste em um problema de otimização multi-objetivo associado à minimização do custo de perdas e de chaveamento. Além disto, este problema tem natureza combinatória mais elevada se comparado com a determinação de uma única topologia para todos os níveis, uma vez que cada período apresenta diversas alternativas de reconfiguração.

Destaca-se que tanto no problema de determinação de uma reconfiguração única para todos os níveis de carregamento, como no problema de reconfiguração por período, as estruturas da matriz hessiana e do gradiente de solução podem ser expandidas para um número maior de patamares de carga.

III.5 Melhoria na Metodologia de Alocação Ótima de Capacitores

A metodologia utilizada para alocação ótima de capacitores é baseada no método proposto por SILVA JUNIOR *et al.* (2008a), descrito no Apêndice A, aliado a um passo adicional proposto na presente tese. Para tanto, desenvolveu-se um algoritmo, denominado Algoritmo Heurístico Construtivo Modificado (AHCM), que é apresentado na Figura III.6.

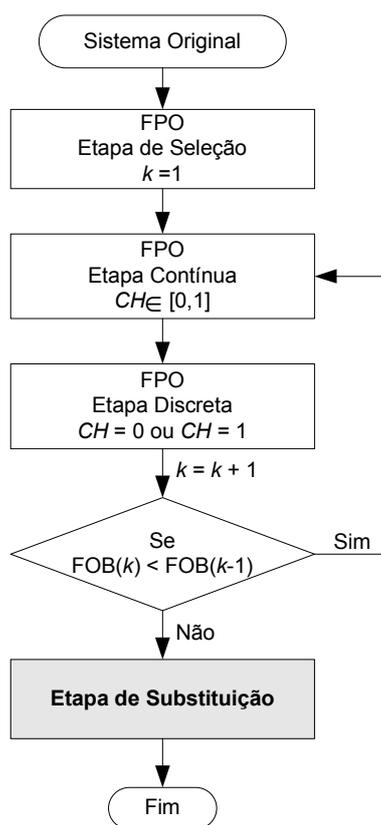


Figura III.6 - Algoritmo Heurístico Modificado (AHCM).

O passo adicional proposto no AHCM consiste na Etapa de Substituição ou refinamento da solução, análoga à Etapa-7 do algoritmo de reconfiguração proposto (ARSD). Esta etapa tem como objetivo minimizar a limitação do método de Busca em Profundidade ilustrado na Figura III.4. No caso da alocação de capacitores, esta etapa visa avaliar a possibilidade de substituição dos capacitores alocados, de acordo com o índice de sensibilidade ($SC_{i,k}$) utilizado para o fechamento das chaves acopladas a estes equipamentos. Este índice é formulado no Apêndice A (Equação (A.8)).

De acordo com a metodologia de alocação utilizada, a chave i que apresenta o maior índice $SC_{i,k}$ é fechada. Para a aplicação da Etapa de Substituição proposta nesta tese, é necessário armazenar a chave "vizinha" de i , associada ao segundo maior índice SC , no vetor $CV(i)$. A Figura III.7 apresenta a Etapa de Substituição do AHCM. Nesta figura, para $i = 1$, a variável $FOBA$ contém o valor da função objetivo associada ao custo de perdas e investimento obtido antes da execução desta etapa. À medida que a etapa de substituição é executada ($i > 1$), a variável $FOBA$ é atualizada como mostrado na Figura III.7.

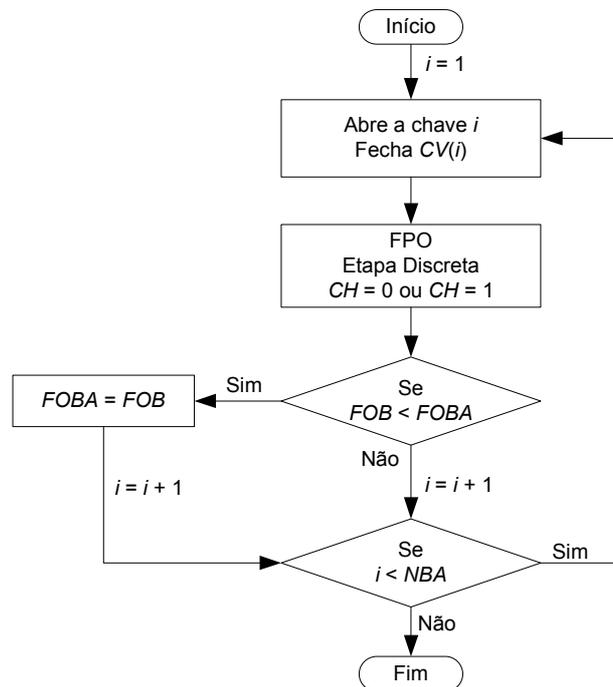


Figura III.7 - Etapa de Substituição do AHCM.

De acordo com esta figura, a etapa de substituição inicia-se com a abertura da primeira chave fechada ($i = 1$) nas etapas anteriores do AHCM, acoplada ao banco i de capacitores alocado. Esta abertura é combinada com o fechamento da chave armazenada no vetor $CV(i)$.

Com a substituição da chave i pela chave $CV(i)$, as perdas no sistema são calculadas após nova execução da etapa discreta, via FPO (A.1)-(A.6). Se esta operação conduzir a uma redução do custo total de perdas e investimento (FOB), em relação ao custo total obtido anteriormente ($FOBA$), mantém-se a substituição. Por outro lado, se a substituição não resultar em redução do custo total, esta operação é desfeita, ou seja, a chave i é fechada novamente, enquanto que $CV(i)$ é aberta.

Após a avaliação da possibilidade de substituição da chave i , conforme descrito anteriormente, verifica-se se o número de chaves analisadas (i) é igual ao número de bancos alocados (NBA). Se i for menor que NBA , inicia-se a análise da próxima chave fechada ($i = i + 1$). Caso contrário, o algoritmo é finalizado.

III.6 Tutorial do AHCM

Para testar o Algoritmo Heurístico Construtivo Modificado (AHCM), com foco nos benefícios da inclusão do passo adicional proposto nesta tese (Etapa de Substituição da Figura III.7), utilizou-se o sistema de 69 barras de BARAN e WU (1989b).

Este sistema de 12,66 kV atende a uma carga total de 3.802,2 kW e 2.694,6 kVAR, sendo composto de 69 linhas como mostra o diagrama da Figura III.8. As linhas pontilhadas desta figura correspondem às chaves de interconexão do sistema.

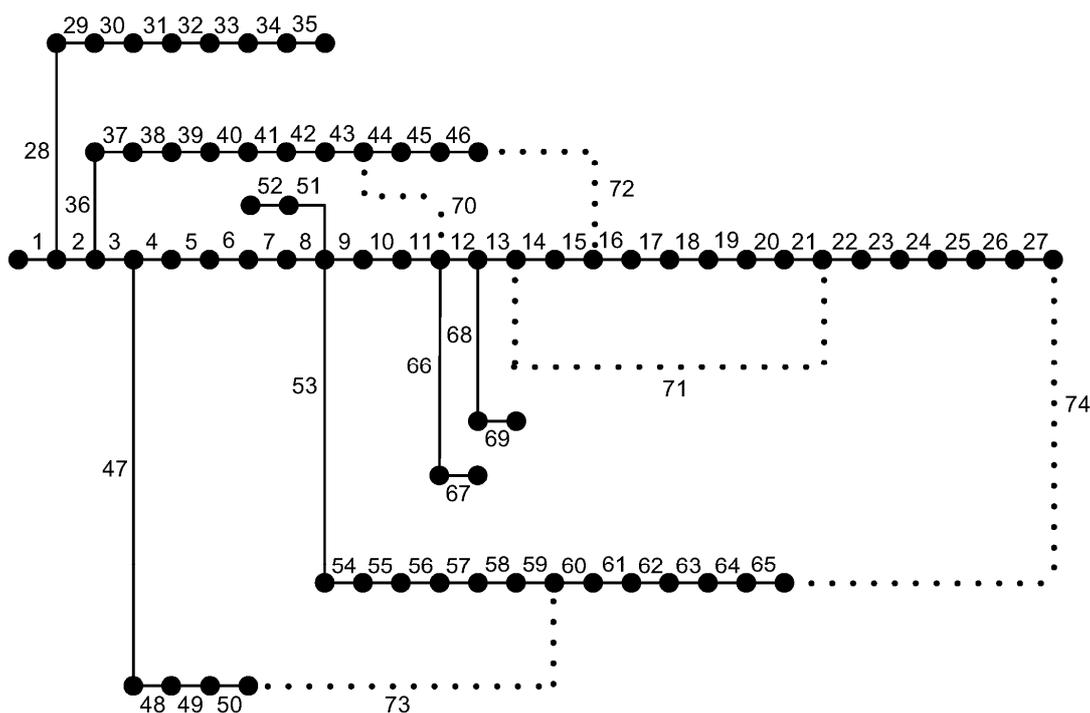


Figura III.8 - Sistema de 69 barras (BARAN e WU, 1989b).

A validação do AHCM com o passo adicional proposto será conduzida através das mesmas condições estabelecidas em (HUANG *et al.*, 1996), para fins de comparação dos resultados.

HUANG *et al.* (1996) realizaram o planejamento deste sistema de 69 barras envolvendo apenas alocação de capacitores para um horizonte de dez anos, admitindo-se o crescimento anual da carga do sistema com taxa de 9,55% para os três primeiros anos. Após o terceiro ano, a carga se iguala à capacidade máxima do alimentador no período de pico (5.000,0 kW), sendo mantida constante até o final do horizonte de planejamento.

O custo de investimento em capacitores é de 56.300,00 US\$ por banco de 300 kVAr, ou seja, 187,70 US\$/kVAr, e inclui o custo de aquisição, instalação e o custo do equipamento de proteção associado ao banco. O número máximo de bancos por barra é 4, e cada banco tem uma capacidade de 300 kVAr. A Tabela III.12 apresenta os níveis e os períodos de carregamento considerados neste caso exemplo, juntamente com os respectivos custos associados à perda de energia.

Tabela III.12 - Dados de carregamento do sistema de 69 barras.

Nível	N1	N2	N3
Fator Multiplicativo da Carga (p.u.)	1,0	0,8	0,5
Duração Anual (horas)	1.000	6.760	1.000
Custo de Perda de Energia (US\$/kWh)	0,70	1,78	2,95

A Tabela III.13 apresenta os resultados da operação deste sistema para quatro condições: (i) caso base, ou seja, sem qualquer investimento em suporte de potência reativa; (ii) caso otimizado pelo método de HUANG *et al.* (1996); (iii) caso otimizado via AHC (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a); (iv) caso otimizado via AHCM, incluindo a Etapa de Substituição proposta nesta tese.

Tabela III.13 - Soluções para a alocação de capacitores, sistema de 69 barras.

Condições	Caso Base	(HUANG <i>et al.</i> , 1996)	AHC	AHCM
Alocação de Capacitores	--	21(1), 61(2), 64(1)	11(1) , 59(1), 61(3)	21(1) , 59(1), 61(2), 64(1)
Perda Total (MWh)	19.929,9	13.461,3	13.173,1	12.988,5
Custo Perdas (US\$ x 1.000)	32.415,36	21.931,46	21.468,67	21.168,20
Custo Capacitores (US\$ x 1.000)	--	225,20	281,50	281,50
Custo Total (US\$ x 1.000)	32.415,36	22.156,66	21.750,17	21.449,70

Da segunda linha da Tabela III.13, quinta coluna, verifica-se a instalação de 1 banco de capacitores nas barras 21, 59 e 64, além de 2 bancos na barra 61, através do AHCM proposto. Da terceira linha da tabela, observa-se que estas alocações resultaram em redução significativa da perda total de energia em relação ao caso base.

Também se pode observar que a solução proposta pelo AHCM apresenta um custo total de operação e investimento inferior ao custo obtido em (HUANG *et al.*, 1996), devido à eficácia dos multiplicadores de Lagrange (λq) que compõem o índice de sensibilidade para o chaveamento de capacitores, Equação (A.8).

Adicionalmente, o AHCM encontra uma solução de mais baixo custo comparada com a solução do AHC (SILVA JUNIOR *et al.*, 2008a), demonstrando a melhoria obtida através da inclusão da etapa de substituição apresentada na Figura III.7. Portanto, a inclusão deste passo adicional para a alocação de bancos de capacitores é viável, sendo que a melhoria citada também foi verificada em outros sistemas.

A Tabela III.14 apresenta as barras candidatas à alocação de bancos de capacitores através do AHCM. Estas barras são definidas por um índice de sensibilidade baseado nos multiplicadores de Lagrange, cujo cálculo encontra-se no Apêndice A.

Tabela III.14 - Barras candidatas à alocação de capacitores, sistema de 69 barras.

Barras	11, 12, 17, 18, 21, 59, 61, 62, 64, 65
--------	--

A Tabela III.15 apresenta os bancos de capacitores selecionados para alocação através do AHC de SILVA JUNIOR *et al.* (2008a), juntamente com os respectivos bancos situados na “vizinhança”. Esta tabela também define os bancos selecionados pelo AHCM após a execução da Etapa de Substituição proposta nesta tese.

Tabela III.15 - Soluções para a alocação de capacitores, sistema de 69 barras.

Banco AHC	“Vizinhança”	Banco AHCM
11	21 , 65, 61, 64, 64	21
59	65, 61, 64, 64, 64	59
61	64, 59, 62, 11, 12	61
61	64, 59, 11, 21, 62	61
61	64 , 12, 59 21, 62	64

Observa-se que a “vizinhança” mostrada nesta tabela é composta de cinco bancos de capacitores. Destaca-se que para cada banco do AHC, somente o primeiro banco “vizinho” foi avaliado para substituição. De acordo com a coluna 3, verifica-se que o AHCM determina a substituição do banco de capacitores alocado na barra 11 via AHC, pela alocação de um banco na barra 21. Adicionalmente, um dos bancos alocados na barra 61 é substituído pelo banco alocado na barra 64. Estas substituições resultam na redução da perda total de energia obtida pelo AHCM em relação ao AHC, conforme Tabela III.13.

A Figura III.9 ilustra as perdas de energia para cada nível de carga, Tabela III.12, durante o horizonte de 10 anos de planejamento, obtidas para o sistema original (caso base) e para o sistema otimizado via AHCM.

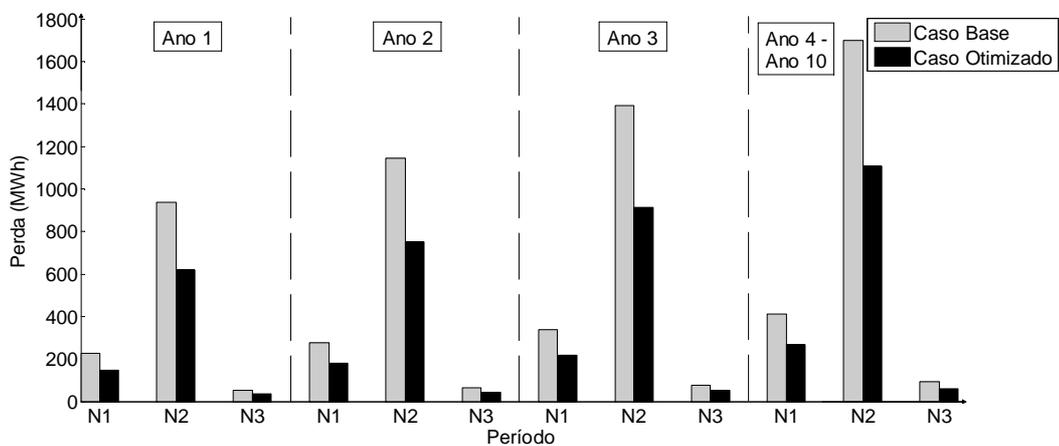


Figura III.9 - Perdas de energia por período, sistema de 69 barras.

Destaca-se que a representação do crescimento da carga do sistema durante o período de planejamento é uma contribuição adicional do AHCM em relação ao AHC, e permite incluir este importante aspecto no estudo de planejamento de SDE.

III.7 Proposta Para Reconfiguração e Alocação Ótima de Capacitores

Nesta tese, a associação de reconfiguração com alocação de capacitores é avaliada através de três métodos, sendo dois baseados na execução seqüencial dos algoritmos ARSD e AHCM, e um baseado na solução iterativa destes algoritmos. A Figura III.10 apresenta os dois métodos seqüenciais de solução.

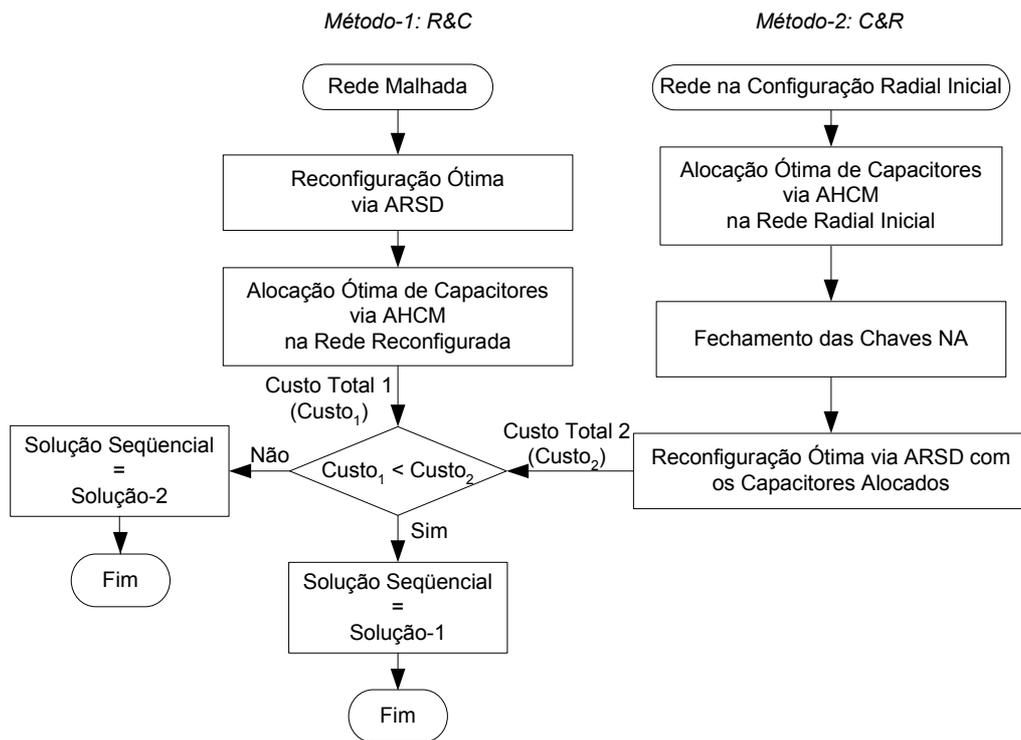


Figura III.10 - Métodos seqüenciais propostos para o planejamento de SDE.

De acordo com o *Método-1 (R&C)*, efetua-se primeiramente a reconfiguração ótima do SDE via ARSD. Na seqüência, soluciona-se o problema de alocação de capacitores para a rede reconfigurada, utilizando-se o AHCM. A execução deste método gera a Solução-1, cujo custo total é $Custo_1$. Este custo inclui: (i) custo de operação associado à perda total de energia durante o período considerado; (ii) custo de investimento em capacitores.

No *Método-2 (C&R)*, primeiramente é resolvido o problema de alocação de capacitores via AHCM considerando a topologia radial original da rede de distribuição. A partir daí, o ARSD é aplicado para realizar a reconfiguração ótima da rede. A execução deste método gera a Solução-2, cujo custo total é $Custo_2$. Após a execução dos métodos *R&C* e *C&R*, a solução que apresentar o menor custo total de operação e investimento será adotada como solução seqüencial final.

O método iterativo de solução, por sua vez, é apresentado na Figura III.11.

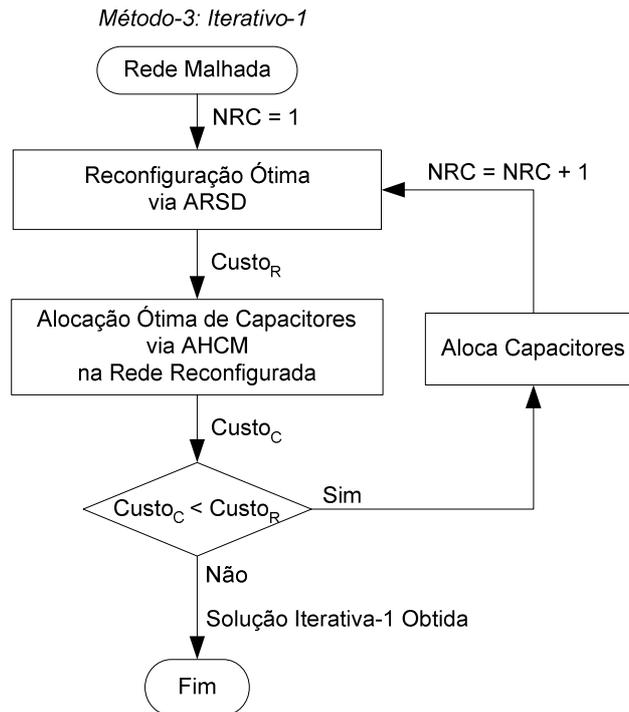


Figura III.11 - Método iterativo proposto para o planejamento de SDE.

Na primeira execução do *Método-3*, efetua-se a solução do problema de reconfiguração via ARSD, cuja solução apresenta um determinado custo de operação ($Custo_R$), seguida da alocação de capacitores via AHCM. Após a solução do AHCM, o custo total ($Custo_C$) inclui o investimento em bancos de capacitores e os custos operacionais. Se $Custo_C$ é menor que $Custo_R$, novas alocações de capacitores são efetuadas e o algoritmo segue para outra execução do processo reconfiguração – alocação ($NRC = NRC + 1$). Caso contrário, conclui-se que novos investimentos em bancos de capacitores não são atrativos economicamente, tendo em vista a topologia reconfigurada da rede e o período de planejamento adotado. Neste caso, a solução iterativa é obtida.

Após a execução dos três métodos propostos, a solução sequencial é comparada com a solução iterativa. Aquela que apresentar o menor custo total de operação e investimento será adotada como solução final do problema de planejamento, envolvendo a otimização composta do SDE através de reconfiguração e alocação de capacitores.

III.8 Conclusões

Este capítulo apresentou a metodologia proposta para reconfiguração e alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE), com o objetivo de minimizar o custo total de operação e investimento.

O custo de operação corresponde ao custo associado às perdas de energia durante o período de planejamento, enquanto que o custo de investimento corresponde ao montante de capital para a alocação de capacitores no sistema. O aspecto inovador desta metodologia consiste na proposição de um novo índice de sensibilidade para a reconfiguração, baseado em Fluxo de Potência Ótimo (FPO). O algoritmo proposto para reconfiguração (ARSD) é baseado no método de Busca em Profundidade, e inclui uma etapa adicional para minimizar a limitação inerente a este método.

A modelagem proposta permite considerar diferentes níveis de carregamento com custos de perda de energia diferenciados, obtidos através da segmentação da curva de carga do sistema em patamares, resultando em uma análise acoplada de operação.

Como contribuição para a solução do problema de alocação ótima de capacitores em SDE, esta tese propõe um passo adicional em um algoritmo heurístico construtivo da literatura. Resultados obtidos para um caso exemplo demonstraram a viabilidade do passo adicional proposto. Outra contribuição para a solução deste problema é a representação do aumento da demanda do sistema ao longo do horizonte de planejamento.

A associação de reconfiguração com alocação de capacitores é avaliada através de dois métodos sequenciais e um método iterativo. Destaca-se que estes métodos são conhecidos da literatura, porém nesta tese estão associados aos algoritmos desenvolvidos para a solução dos dois problemas de otimização considerados.

Capítulo IV

Estudo de Casos

IV.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta para reconfiguração e alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE). Para tanto, sistemas conhecidos na literatura serão utilizados, incluindo dois sistemas de médio porte do Brasil. O método de reconfiguração de RAJU e BIJWE (2008) foi implementado para comparação dos resultados, os quais também são comparados com os resultados de outros métodos apresentados na literatura.

A análise realizada no **Caso-1** envolve um único nível de carregamento. Para os **Casos-2 a 4**, também são propostas análises envolvendo diferentes patamares de carga, visando à determinação de uma mesma topologia para todos os patamares em cada caso. Nos **Casos-5 e 6**, também se realiza a reconfiguração individualizada por período, que permite a determinação de topologias diferentes entre os níveis de carregamento.

Os **Casos-7 e 8** são propostos para avaliar o impacto que a representação de limites físicos e/ou operacionais no problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) causa na solução dos problemas de reconfiguração e planejamento da operação de SDE.

Em todos os casos, as tensões das barras das subestações são consideradas iguais a 1,00 p.u.. Além disto, as restrições de limite superior de tensão são inativas, considerando-se que o limite máximo admitido para as barras de carga e de passagem é igual à tensão controlada das subestações. Ou seja, em todos os casos verificou-se que nenhuma barra apresentou tensão igual ou superior à tensão de 1,00 p.u.. Portanto, para cada caso será definido apenas o limite mínimo de tensão.

Os testes foram realizados utilizando-se um microcomputador Intel(R) Core (TM)2 Duo, 1,83 GHz, 1,83 GHz, 3,00 GB de memória RAM; e o software MATLAB. Aspectos computacionais serão abordados no final deste capítulo.

IV.2 Caso-1: Sistema de 119 Barras

Este estudo de caso tem por finalidade avaliar o desempenho do algoritmo proposto para reconfiguração ótima de sistemas de distribuição (ARSD), visando minimização de perdas de potência ativa. Para tanto, será utilizado um sistema de 119 barras, cujos dados podem ser encontrados em (ZHANG *et al.*, 2007).

Este estudo considera um único patamar de carga nominal para cada barra deste sistema, que é composto de 1 subestação e 133 linhas, das quais 15 estão acopladas a chaves de interconexão (NA). A carga total é de 22.709,7 kW e 17.041,1 kVAr, e o nível de tensão é de 11 kV. O diagrama da Figura IV.1 mostra as 15 chaves de interconexão: $S_{119} - S_{133}$, representadas pelas linhas pontilhadas.

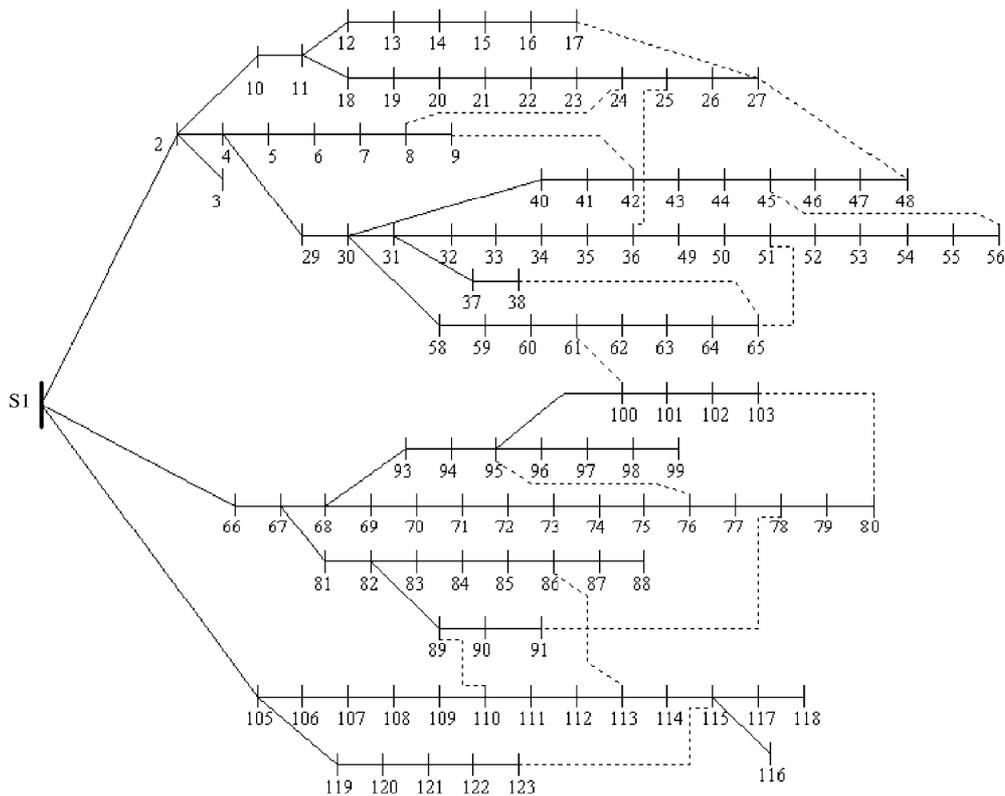


Figura IV.1 - Sistema de 119 barras (ZHANG *et al.*, 2007) – topologia inicial.

Na configuração inicial, as perdas de potência ativa totalizam 1.296,57 kW e a tensão mínima em módulo é igual a 0,87 p.u. na barra 77. A fim de possibilitar a convergência do Fluxo de Potência Ótimo para esta configuração inicial, o limite mínimo de tensão considerado pelo ARSD neste caso é igual a 0,85 p.u..

A Tabela IV.1 apresenta o resultado do ARSD e o resultado apresentado em (RAJU e BIJWE, 2008) para este sistema.

Tabela IV.1 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 119 barras.

Configuração	Inicial	(RAJU e BIJWE, 2008)	Proposta (ARSD)
Chaves Abertas	S ₁₁₉ , S ₁₂₀ , S ₁₂₁ , S ₁₂₂ , S ₁₂₃ , S ₁₂₄ , S ₁₂₅ , S ₁₂₆ , S ₁₂₇ , S ₁₂₈ , S ₁₂₉ , S ₁₃₀ , S ₁₃₁ , S ₁₃₂ , S ₁₃₃	S ₂₄ , S ₂₇ , S ₃₅ , S ₄₀ , S ₄₃ , S ₅₂ , S ₅₉ , S ₇₂ , S ₇₅ , S ₉₆ , S ₉₉ , S ₁₁₀ , S ₁₂₃ , S ₁₃₀ , S ₁₃₁	S ₂₄ , S ₂₆ , S ₃₅ , S ₄₀ , S ₄₃ , S ₅₁ , S ₆₁ , S ₇₂ , S ₇₅ , S ₉₆ , S ₉₈ , S ₁₁₀ , S ₁₂₂ , S ₁₃₀ , S ₁₃₁
Tensão Mínima (p.u.)	0,87 (77)	0,93 (111)	0,93 (111)
Perdas (kW)	1.296,57	870,35	857,67

Observa-se que neste caso, a configuração obtida através do ARSD está associada a uma perda ativa inferior à perda obtida por RAJU e BIJWE (2008), enquanto que o valor mínimo de tensão (0,93 p.u. na barra 111) é igual na solução dos dois métodos.

Destaca-se que a tensão mínima encontrada na solução do ARSD (0,93 p.u.) é maior que o limite inferior de 0,85 p.u. considerado neste caso.

Assim como o algoritmo de RAJU e BIJWE (2008), o ARSD utiliza um índice baseado na sensibilidade das perdas em função da abertura de chaves. O algoritmo de RAJU e BIJWE (2008) obtém esta sensibilidade através da matriz jacobiana, enquanto que no ARSD proposto a sensibilidade é obtida através dos multiplicadores de Lagrange λ_p .

Neste estudo de caso, o ARSD determina uma solução de melhor qualidade devido ao grande potencial de aplicação dos multiplicadores de Lagrange para extrair a sensibilidade do sistema. Além disto, o índice utilizado no ARSD (índice *SS*) contém informações adicionais da rede relativas ao fluxo de potência aparente (N_{km}) e às quedas de tensão nas linhas de distribuição ($V_k - V_m$), conforme Equação (III.64), o que auxilia na busca de topologias com perdas mínimas.

IV.3 Caso-2: Sistema de 33 Barras

Os objetivos deste estudo de caso são:

(i) Avaliar o desempenho do ARSD através de um estudo comparativo envolvendo os resultados de outros métodos da literatura (*Análise-1*).

(ii) Avaliação do desempenho dos métodos de planejamento da operação propostos (Figura III.10 e Figura III.11), envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores em sistemas de distribuição, considerando-se a variação horária da carga ao longo do dia. Ou seja, esta análise considera 24 níveis de carga (*Análise-2*).

Neste caso, utilizou-se o sistema de 33 barras de BARAN e WU (1989a), 12,66 kV, carga total de 3.715,0 kW e 2.300,0 kVAr, composto de 37 linhas, incluindo 5 chaves de interconexão (NA). A Figura IV.2 mostra a topologia inicial deste sistema, em que as chaves NA são S_{33} , S_{34} , S_{35} , S_{36} e S_{37} . A chave S_1 não é manobrável, pois sua abertura desconecta o sistema da subestação (SE). Os dados do sistema de 33 barras foram obtidos em (BARAN e WU, 1989a). O limite mínimo de tensão nodal é 0,85 p.u..

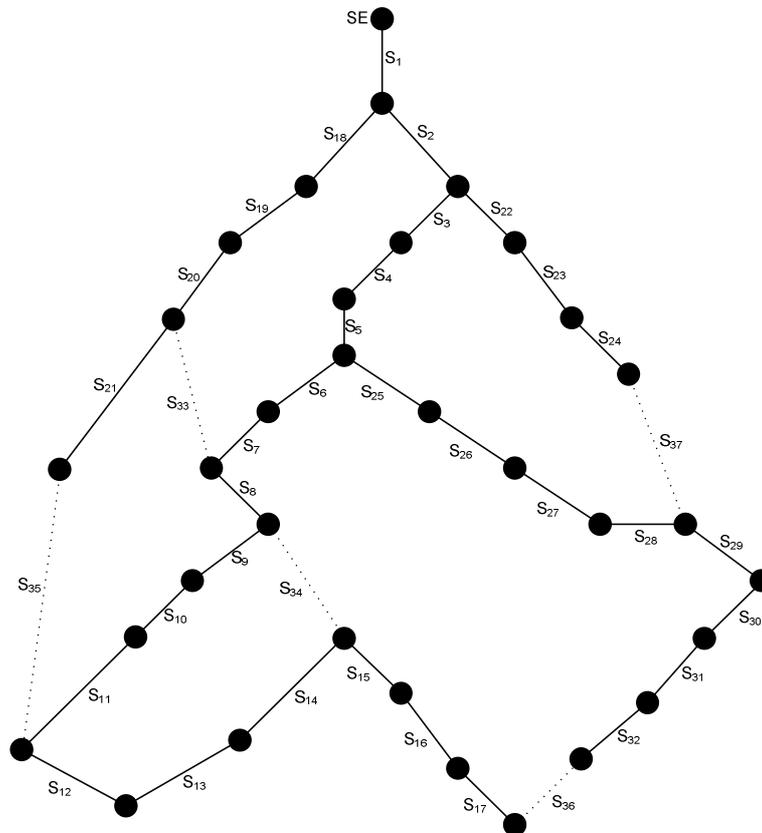


Figura IV.2 - Sistema de 33 barras (BARAN e WU, 1989a) – topologia inicial.

Análise-1

Esta análise consiste na aplicação do ARSD para minimização de perdas de potência ativa considerando-se um único nível de carregamento (1,0 p.u.). A Tabela IV.2 apresenta as perdas na topologia inicial e na configuração determinada pelo ARSD.

Tabela IV.2 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 33 barras.

Configuração	Inicial	(GOMES <i>et al.</i> , 2006)	Proposta (ARSD) (RAJU e BIJWE, 2008)
Chaves Abertas	S ₃₃ , S ₃₄ , S ₃₅ , S ₃₆ , S ₃₇	S ₇ , S ₁₀ , S ₁₄ , S ₃₂ , S ₃₇	S ₇ , S ₉ , S ₁₄ , S ₃₂ , S ₃₇
Tensão Mínima (p.u.)	0,91 (17)	0,94 (31)	0,94 (31)
Perdas (kW)	202,68	140,28	139,55

Neste caso, observa-se que a solução do ARSD apresenta perda ativa inferior à perda obtida em (GOMES *et al.*, 2006). Isto demonstra a eficiência dos multiplicadores de Lagrange para a composição do índice de sensibilidade proposto, tendo em vista que o algoritmo de GOMES *et al.* (2006) não se baseia em sensibilidade, mas no valor de posição das chaves manobráveis. Para este caso, a solução do ARSD é a mesma apresentada em (RAJU e BIJWE, 2008).

GOMES (2005) apresentou uma análise considerando o sistema de 33 barras da Figura IV.2 modificado através da alteração das cargas da barra 9 (60,0 kW e 20,0 kVAr) e da barra 13 (120,0 kW e 80,0 kVAr) para 420,0 kW e 200,0 kVAr em ambas as barras. A Tabela IV.3 apresenta as soluções obtidas pelo ARSD e pelos métodos de GOMES (2005) e RAJU e BIJWE (2008) para o sistema de 33 barras modificado.

Tabela IV.3 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 33 barras modificado.

Configuração	Inicial	(GOMES, 2005, RAJU e BIJWE, 2008)	Proposta (ARSD)
Chaves Abertas	S ₃₃ , S ₃₄ , S ₃₅ , S ₃₆ , S ₃₇	S ₇ , S ₁₀ , S ₁₄ , S ₂₈ , S ₃₆	S ₇ , S ₁₀ , S ₁₄ , S ₁₆ , S ₂₈
Tensão Mínima (p.u.)	0,87 (17)	0,93 (17)	0,93 (16)
Perdas (kW)	339,66	207,94	208,20

Observa-se que para o sistema de 33 barras modificado, as soluções obtidas pelos métodos de GOMES (2005) e RAJU e BIJWE (2008) são melhores que a solução do ARSD proposto nesta tese. Conclui-se, portanto, que não se pode garantir que o ARSD apresente sempre os melhores resultados em comparação com outros métodos. Por outro lado, o ARSD pode ser considerado como uma alternativa viável, pois é capaz de oferecer soluções de boa qualidade, tendo em vista que métodos baseados em técnicas heurísticas não garantem a solução ótima global para todos os casos (KALANTAR *et al.*, 2006).

Análise-2

Esta análise consiste na aplicação dos métodos de planejamento da operação propostos para a otimização composta do sistema envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores. Para representar a variação horária da demanda, foram utilizadas curvas diárias de carga obtidas de um sistema real, cujos dados podem ser encontrados em (YANG e GUO, 2008).

A *Análise-2* é realizada para as mesmas condições estabelecidas por YANG e GUO (2008), ou seja, considera o custo das perdas de energia igual a 0,50 US\$/kWh e um período de planejamento de seis meses. Nestas condições, o sistema em sua topologia inicial, sem suporte de potência reativa através de bancos de capacitores, apresenta uma perda total de energia de 936,01 MWh durante o horizonte de planejamento (caso base). O custo associado a este total de perdas é de 468.006,20 US\$.

Em um primeiro estudo, o custo de investimento em bancos de capacitores é de 4,60 US\$/kVAr instalado, sendo considerada a possibilidade de instalação de no máximo três bancos de 1.110 kVAr por barra candidata. A Tabela IV.4 apresenta os resultados obtidos nestas condições.

Tabela IV.4 - Planejamento com bancos de 1.110 kVAr, sistema de 33 barras.

Método	<i>C&R</i>	<i>R&C</i>	<i>Iterativo (2)</i>
Chaves Abertas	S ₇ , S ₉ , S ₁₄ , S₃₆ , S ₃₇	S ₇ , S ₉ , S ₁₄ , S₃₂ , S ₃₇	S ₇ , S ₉ , S ₁₄ , S₃₆ , S ₃₇
Alocação de Capacitores	23 (1), 29 (1)	29 (1)	29 (1)
Perda Total (MWh)	477,9	475,6	471,8
Custo Perdas (US\$)	238.932,12	237.816,52	235.887,12
Custo Capacitores (US\$)	10.212,00	5.106,00	5.106,00
Custo Total (US\$)	249.144,12	242.922,52	240.993,12

A terceira linha da Tabela IV.4 indica a instalação de 1 banco de 1.110 kVAr nas barras 23 e 29 pelo método *C&R* e a instalação de 1 banco na barra 29 pelos métodos *R&C* e *Iterativo*. A solução do método *Iterativo* foi obtida com duas iterações, ou seja, $NRC = 2$ (Figura III.11). Esta solução é a que apresenta o menor custo total de operação e investimento, devido ao maior nível de interação entre os problemas de reconfiguração e alocação de capacitores.

Os resultados obtidos pelos métodos *R&C* e *Iterativo* também são obtidos em (YANG e GUO, 2008). É importante destacar que esta referência considera uma variável contínua para representar o montante de potência reativa alocada através de bancos de capacitores. Como os valores do banco determinado nesta referência, e do custo de investimento associado a cada banco alocado, são os mesmos considerados na análise anterior, os resultados da Tabela IV.4 foram obtidos nas mesmas condições da referência citada.

Para avaliar o impacto da variação dos tamanhos predefinidos para os bancos de capacitores, outro estudo foi realizado considerando bancos de 450 kVAr. De acordo com a referência (YANG e GUO, 2008), o custo de investimento em bancos fixos de capacitores com esta dimensão é de 9,00 US\$/kVAr. A Tabela IV.5 apresenta as soluções encontradas nestas novas condições.

Tabela IV.5 - Planejamento com bancos de 450 kVAr, sistema de 33 barras.

Método	<i>C&R</i>	<i>R&C, Iterativo (2)</i>
Chaves Abertas	S₉, S₁₄, S₂₈, S₃₃, S₃₆	S₇, S₉, S₁₄, S₃₂, S₃₇
Alocação de Capacitores	6(1), 23(1), 29(2)	7(1), 23(1), 29(2)
Perda Total (MWh)	462,0	434,9
Custo Perdas (US\$)	230.983,00	217.459,91
Custo Capacitores (US\$)	16.200,00	16.200,00
Custo Total (US\$)	247.183,00	233.659,91

Neste caso, os métodos *R&C* e *Iterativo* apresentam a mesma solução, a qual está associada a um menor custo total de operação e investimento comparada com a solução do método *C&R*. Destaca-se que este custo é inferior ao obtido por YANG e GUO (2008), demonstrando as vantagens de se considerar tamanhos predefinidos para os bancos de capacitores, conforme metodologia proposta.

A redução percentual da perda total alcançada na solução dos métodos *R&C* e *Iterativo*, em relação ao caso base (rede inicial da Figura IV.2 sem alocação de capacitores), é de 53,5%. A redução do custo total de operação e investimento durante o horizonte de planejamento é significativa, sendo igual a 50,1%.

A Figura IV.3 apresenta as perdas de energia no sistema por período para o caso base e para o caso otimizado via método *R&C* ou *Iterativo* considerando-se bancos de 450 kVAr. Em ambos os casos, a perda máxima de energia ocorre no horário das 22 horas. Observa-se que as perdas associadas à melhor solução obtida para o problema de planejamento da operação neste caso (método *R&C* ou *Iterativo*) são menores que as perdas do caso base em todos os horários.

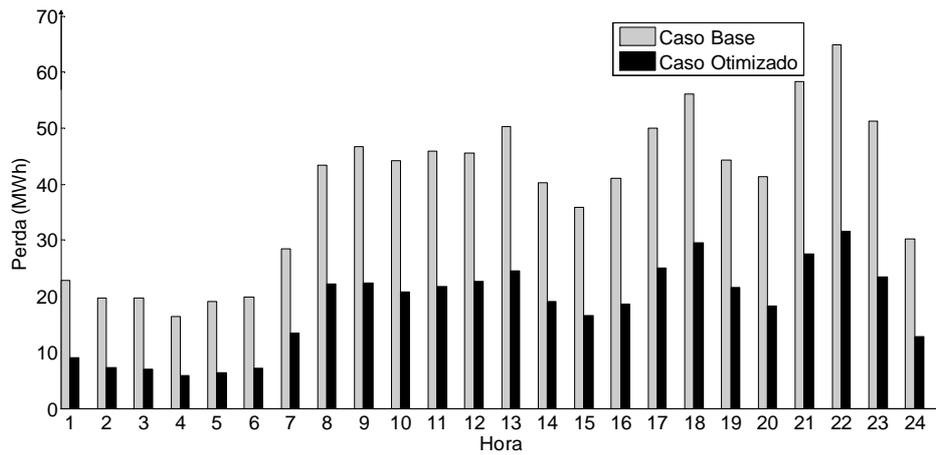


Figura IV.3 - Perdas de energia por período, sistema de 33 barras.

A Figura IV.4 apresenta as tensões mínimas em módulo, verificadas no sistema ao longo do dia para o caso base e para o caso otimizado via método *R&C* ou *Iterativo*.

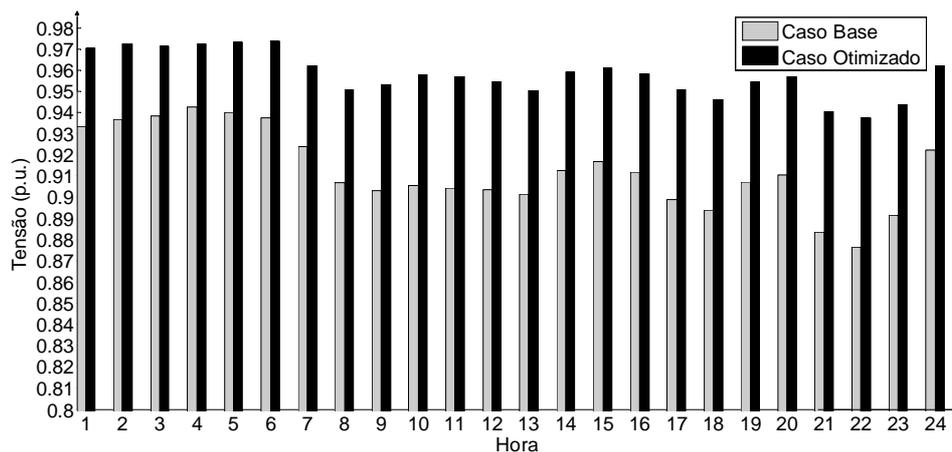


Figura IV.4 - Tensões mínimas no sistema.

Observa-se que a reconfiguração juntamente com a alocação de capacitores conduziu a uma elevação significativa dos níveis de tensão do sistema nas 24 horas de operação. Tanto no caso base como no caso otimizado, o horário que apresenta a menor tensão em módulo também está associado à maior perda de energia (22 horas). No caso base, esta tensão é igual a 0,88 p.u., sendo verificada na barra 17, enquanto que no caso otimizado é igual a 0,94 p.u. e ocorre na barra 32.

IV.4 Caso-3: Sistema de 476 Barras

Este estudo de caso tem como objetivo validar a metodologia proposta nesta tese para reconfiguração e planejamento da operação de SDE em um sistema real de médio porte. Para tanto, testou-se um sistema equivalente brasileiro de 476 barras (GOMES *et al.*, 2006).

Este sistema contém dois alimentadores aéreos urbanos de 13,8 kV, sendo: (i) Alimentador-1: possui 257 barras, carga ativa de 7.723,0 kW e carga reativa de 3.015,0 kVAR; (ii) Alimentador-2: possui 218 barras, carga ativa de 1.287,0 kW e carga reativa de 485,0 kVAR. O sistema tem quatro chaves de interconexão (NA): S_{10643} , S_{5380} , S_{1167} e S_{10647} . Estes dispositivos de chaveamento juntamente com as chaves de seccionamento (NF) totalizam 22 linhas manobráveis. A Figura IV.5 apresenta um diagrama simplificado deste sistema.

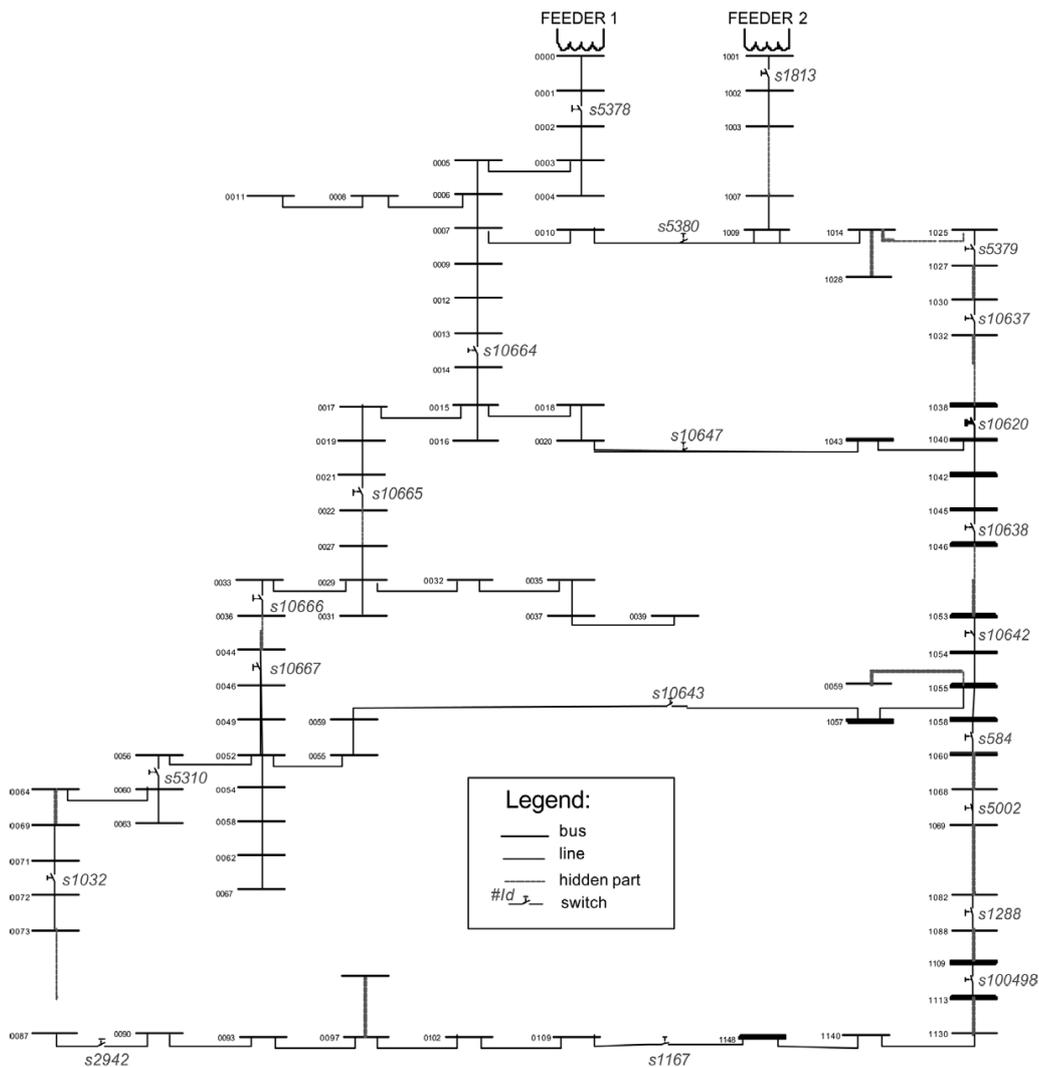


Figura IV.5 - Chaves manobráveis do sistema de 476 barras (GOMES *et al.*, 2006).

Análise-1

Considera um único nível de carga (1,0 p.u.) e minimização da perda de potência ativa nas linhas de distribuição. O limite mínimo de tensão considerado é 0,94 p.u.. A Tabela IV.6 apresenta a solução do ARSD e dos métodos de GOMES *et al.* (2006) e RAJU e BIJWE (2008) para este sistema.

Tabela IV.6 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 476 barras.

Configuração	Inicial	(RAJU e BIJWE, 2008)	Proposta (ARSD) (GOMES <i>et al.</i> , 2006)
Chaves Abertas	S ₁₀₆₄₃ , S ₅₃₈₀ , S ₁₁₆₇ , S ₁₀₆₄₇	S ₁₀₆₆₇ , S ₅₃₈₀ , S ₁₁₆₇ , S ₁₀₆₄₇	S ₂₉₄₂ , S ₁₀₆₄₃ , S ₅₃₈₀ , S ₁₀₆₄₇
Tensão Mínima (p.u.)	0,95 (213)	0,94 (213)	0,96 (213)
Perdas (kW)	202,73	196,78	161,02

Da Tabela IV.6, observa-se que o ARSD proposto determina a mesma solução apresentada em (GOMES *et al.*, 2006), e que esta solução está associada a uma perda ativa inferior à perda obtida pelo algoritmo de RAJU e BIJWE (2008), comprovando a eficácia do ARSD para a reconfiguração de sistemas reais de médio porte.

Análise-2

Esta análise é conduzida nas mesmas condições estabelecidas em (GOMES *et al.*, 2006), ou seja, considera um horizonte de planejamento de 1 ano e os três níveis de carga (leve, média e pesada) da Tabela IV.7.

Tabela IV.7 - Níveis de carregamento, sistema real de 476 barras.

Nível	N1	N2	N3
Fator Multiplicativo da Carga (p.u.)	0,50	1,00	2,45
Duração Anual (horas)	1.000	6.760	1.000
Custo de Perda de Energia (US\$/kWh)	0,06	0,06	0,11

O nível N3 corresponde ao período de carga pesada e, portanto, o custo associado às perdas de energia é maior neste período, conforme tarifação horo-sazonal azul.

O limite inferior de tensão nesta análise é 0,85 p.u.. Este valor é diferente do limite de 0,94 p.u. estabelecido para a *Análise-1*, pois o sistema em estudo é mal condicionado para o limite de 0,94 p.u. no nível de carga pesada (N3).

A Tabela IV.8 apresenta as perdas deste sistema real obtidas para o caso base (topologia inicial sem investimento em capacitores), em cada nível de carga considerado, juntamente com os respectivos custos operacionais associados às perdas de energia.

Tabela IV.8 - Perdas no caso base, sistema real de 476 barras.

Nível de Carga	Perda Inicial (MWh)	Custo Inicial (US\$)
N1	48,5	2.912,49
N2	1.370,5	82.227,64
N3	1.417,0	153.039,29
Total	2.836,0	238.179,43

A Tabela IV.9 apresenta os resultados do planejamento da operação para este sistema, envolvendo reconfiguração e alocação ótima de capacitores através dos métodos de otimização composta propostos nesta tese (*C&R*, *R&C* e *Iterativo*). Assim como em (GOMES *et al.*, 2006), considera-se a possibilidade de instalação de no máximo 3 bancos de 200 kVAr por barra e o custo associado com o investimento em capacitores é de 4,00 US\$/kVAr.

Tabela IV.9 - Planejamento, sistema real de 476 barras.

Método	<i>C&R</i>	<i>R&C, Iterativo (2)</i>
Chaves Abertas	S ₂₉₄₂ , S ₁₀₆₄₃ , S ₅₃₈₀ , S ₁₀₆₄₇	S ₂₉₄₂ , S ₁₀₆₄₃ , S ₅₃₈₀ , S ₁₀₆₄₇
Alocação de Capacitores	16(1), 17(1), 20(1), 31(1), 59(3), 70(3), 160(3)	59(1), 66(2), 70(1), 91(1)
Perda Total (MWh)	1.919,5	2.096,4
Custo de Perdas (US\$)	159.626,19	175.028,52
Custo Capacitores (US\$)	10.400,00	4.000,00
Custo Total (US\$)	170.026,19	179.028,52

É interessante notar que neste sistema, ao contrário do caso anterior, o custo total obtido via método *C&R* é menor que o custo obtido através do método *R&C*, conforme Tabela IV.9. Além disto, o método *Iterativo* não resultou na melhor solução encontrada, apesar do maior nível de acoplamento entre os problemas de reconfiguração e alocação de capacitores. Ou seja, não se pode garantir que determinado método de associação irá conduzir ao melhor resultado em todos os casos. Esta questão será abordada com mais detalhes em outra seção deste capítulo.

A Tabela IV.10 apresenta as perdas para cada nível de carga, acompanhadas dos respectivos custos operacionais, para a melhor solução do problema de planejamento, obtida neste caso via método sequencial *C&R*.

Tabela IV.10 - Perdas na solução ótima, sistema real de 476 barras.

Nível de Carga	Perda Final (MWh)	Custo Perdas (US\$)
N1	34,6	2.075,20
N2	958,7	57.522,37
N3	926,2	100.028,61
Total	1.919,5	159.626,19

Comparando-se os resultados da tabela anterior com os resultados da Tabela IV.8, observa-se que o planejamento da operação deste sistema via método *C&R* resulta em redução de perdas em todos os níveis de carregamento considerados nesta análise.

A Figura IV.6 apresenta as perdas de energia para o caso base e para o sistema otimizado via método *C&R*, em cada nível de carga da Tabela IV.7. Como se pode observar, os períodos associados às maiores perdas de energia correspondem aos níveis de carga pesada (N3), e de carga média (N2), cuja duração é maior.

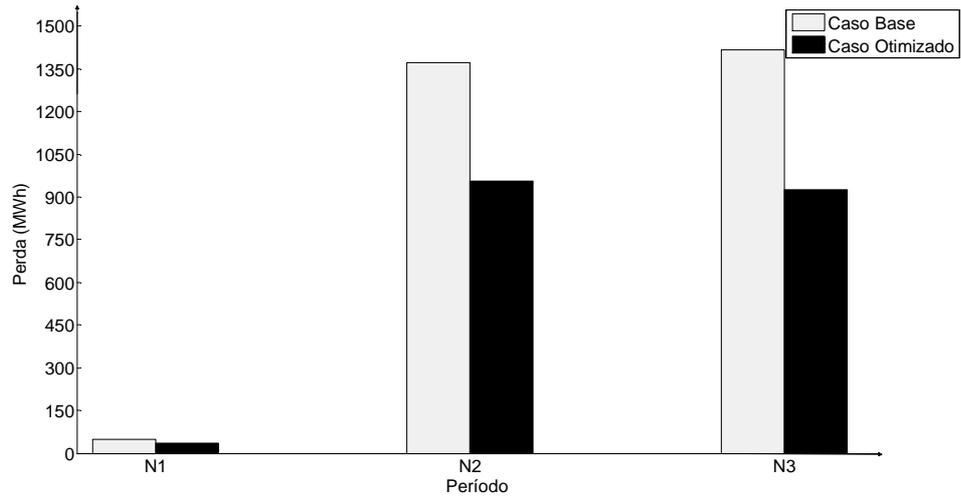


Figura IV.6 - Perdas por período, sistema de 476 barras.

IV.5 Caso-4: Sistema de 849 Barras

Este estudo de caso tem por finalidade avaliar a robustez do algoritmo de reconfiguração proposto (ARSD) e dos métodos de planejamento da operação envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores propostos nesta tese. Para tanto, será utilizado outro sistema real do Brasil, de maior porte que o anterior.

Este sistema (GOMES, 2005) apresenta seis alimentadores de 13,8 kV, contendo 854 linhas de distribuição. Deste total de linhas, 183 estão acopladas a chaves manobráveis. A carga total do sistema é de 53.072,1 kW e 25.874,3 kVAr.

Análise-1

Esta análise considera um único nível de carga (1,0 p.u.) e visa à minimização de perdas de potência ativa. O limite inferior de tensão considerado é 0,95 p.u.. Na topologia inicial, este sistema opera com perda igual a 890,5 kW. A Tabela IV.11 apresenta as perdas finais obtidas através do ARSD e dos algoritmos de GOMES (2005) e RAJU e BIJWE (2008).

Tabela IV.11 - Perda de potência ativa, sistema real de 849 barras.

Algoritmo	Perda Final (kW)	Alterações
ARSD (RAJU e BIJWE, 2008)	841,65	6
(GOMES, 2005)	845,44	4

Observa-se que a perda final obtida via ARSD é igual à perda obtida através do algoritmo de RAJU e BIJWE (2008), e inferior à perda apresentada em (GOMES, 2005). Este resultado demonstra o bom desempenho do ARSD para a solução do problema de reconfiguração de sistemas reais de distribuição. A coluna 3 da Tabela IV.11 apresenta o número de alterações topológicas da rede em cada solução.

Análise-2

Consiste no planejamento da operação deste sistema através de reconfiguração e alocação de capacitores, considerando-se as condições do **Caso-3** (Tabela IV.7), ou seja, três níveis de carregamento (N1, N2 e N3) com as respectivas durações e custos de perda de energia. Assim como no caso anterior, o custo de investimento em bancos de

capacitores é de 4,00 US\$/kVAr, sendo considerada a possibilidade de alocação de no máximo 3 bancos de 200 kVAr por barra candidata.

O sistema de 849 barras é mal condicionado para o limite inferior de tensão nodal igual a 0,95 p.u., no nível de carga pesada (N3) considerado nesta análise. Portanto, o limite mínimo de tensão é alterado para 0,90 p.u. nestas condições. A Tabela IV.12 apresenta as perdas em cada nível de carga para o caso base, juntamente com os respectivos custos.

Tabela IV.12 - Perdas no caso base, sistema real de 849 barras.

Configuração	Inicial	Custo Inicial (US\$)
Perda - N1 (MWh)	216,2	12.973,63
Perda - N2 (MWh)	6.019,1	361.147,86
Perda - N3 (MWh)	5.873,2	634.300,34
Perda Total (MWh)	12.108,5	1.008.421,83

A Tabela IV.13 apresenta os resultados obtidos a partir dos três métodos de otimização composta propostos nesta tese.

Tabela IV.13 - Planejamento, sistema de 849 barras.

Configuração	<i>C&R</i>	<i>R&C, Iterativo (2)</i>
Perda - N1 (MWh)	174,4	166,7
Perda - N2 (MWh)	4.813,5	4.594,5
Perda - N3 (MWh)	4568,5	4.332,2
Perda Total (MWh)	9.556,4	9.093,4
Alterações	6	6
Custo Perdas (US\$)	792.667,33	753.553,88
Custo Capacitores (US\$)	60.800,0	60.000,00
Custo Total (US\$)	853.467,33	813.553,88

Neste caso, o número de alterações na rede permaneceu o mesmo após a otimização composta do sistema pelos três métodos propostos. Além disto, uma mesma configuração ótima foi obtida nestes métodos. Da Tabela IV.13, observa-se que a solução do método *Iterativo* é a mesma obtida pelo método *R&C*, e que neste caso estes métodos são mais eficientes para a redução do custo total de operação e investimento do que o método *C&R*.

IV.6 Caso-5: Sistema de 94 Barras

Este estudo tem como objetivo realizar uma avaliação abrangente da metodologia proposta nesta tese para reconfiguração e alocação de capacitores em SDE. Desta forma, a maioria dos aspectos e contribuições desta metodologia foi canalizada neste estudo, que tem como propósito:

(i) Avaliar os resultados do ARSD confrontados com os resultados de outros métodos da literatura (*Análise-1*);

(ii) Avaliar o ARSD e a metodologia proposta envolvendo reconfiguração e alocação ótima de capacitores de forma composta, considerando-se patamares diferentes de carga entre dois grupos de alimentadores da rede (*Análise-2*).

(iii) Avaliar a metodologia de reconfiguração individualizada por período de operação via ARSD, sendo cada período associado a um nível de carregamento (*Análise-3*), visando o planejamento diário da operação deste sistema.

Para tanto, o sistema de distribuição de 94 barras da Taiwan Power Corporation (TPC) (CHIOU *et al.*, 2005) será utilizado. A Figura IV.7 mostra o diagrama deste sistema, que tem carga total de 28.350,0 kW e 20.700,0 kVAr, consistindo de 11 alimentadores de 11,4 kV, duas subestações e 96 linhas. As linhas tracejadas correspondem às 13 chaves de interconexão (NA): S₈₄ - S₉₆. O número total de chaves manobráveis é 89. O limite inferior de tensão nodal considerado é 0,90 p.u..

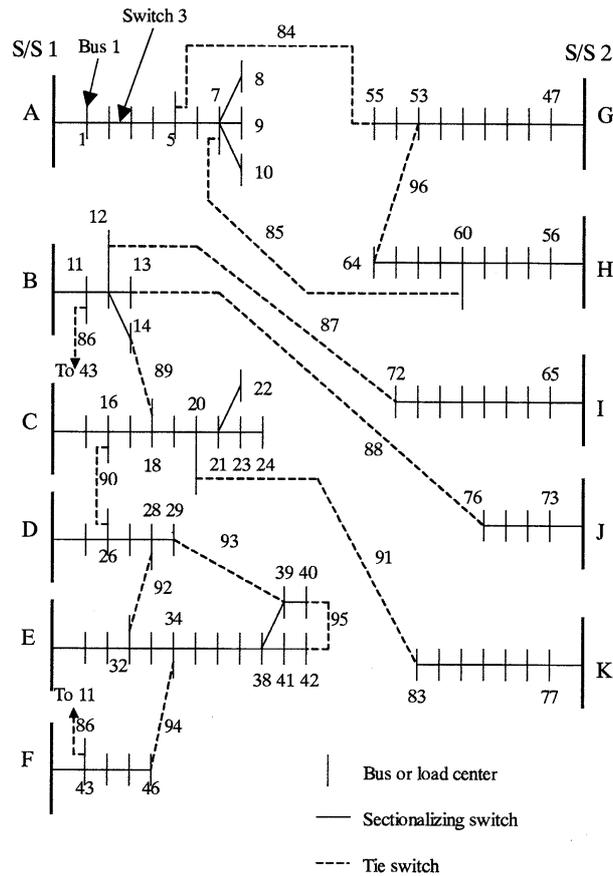


Figura IV.7 - Sistema de 94 barras (TPC) (CHIOU *et al.*, 2005) – topologia inicial.

Análise-1

Esta análise visa à minimização da perda de potência ativa, considerando-se um único patamar de carga (1,0 p.u.). O sistema de 94 barras da Figura IV.7 também foi estudado em (CHIOU *et al.*, 2005, RAJU e BIJWE, 2008, GOMES, 2005). No entanto, em (GOMES, 2005), os dados deste sistema foram alterados através de um acréscimo de carga nas barras 1 e 11. Os valores acrescidos nestas barras foram de 1.200,0 kW e 800,0 kVAr. Portanto, para comparar os resultados do ARSD com os resultados das referências citadas, serão apresentadas a seguir as soluções obtidas para o sistema de 94 barras original e para o sistema modificado tal como em (GOMES, 2005).

Sistema 94 Barras Original

A Tabela IV.14 apresenta as perdas na configuração inicial da Figura IV.7 e os resultados alcançados através do ARSD e dos métodos propostos por CHIOU *et al.*

(2005) e RAJU e BIJWE (2008), considerando-se o sistema original cujos dados podem ser encontrados em (CHIOU *et al.*, 2005).

Tabela IV.14 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras.

Configuração	Inicial	Proposta (ARSD) (CHIOU <i>et al.</i> , 2005, RAJU e BIJWE, 2008)
Chaves Abertas	S ₈₄ , S ₈₅ , S ₈₆ , S ₈₇ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₁ , S ₉₂ , S ₉₃ , S ₉₄ , S ₉₅ , S ₉₆	S ₇ , S ₁₃ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₂ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂
Tensão Mínima (p.u.)	0,93 (9)	0,95 (71)
Perdas (kW)	531,99	469,88

Sistema 94 Barras Modificado

A Tabela IV.15 apresenta as soluções obtidas para o sistema modificado de acordo com GOMES (2005).

Tabela IV.15 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras modificado.

Configuração	Inicial	(GOMES, 2005)	(RAJU e BIJWE, 2008)	Proposta (ARSD)
Chaves Abertas	S ₈₄ , S ₈₅ , S ₈₆ , S ₈₇ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₁ , S ₉₂ , S ₉₃ , S ₉₄ , S ₉₅ , S ₉₆	S ₇ , S ₁₃ , S ₃₃ , S ₃₈ , S ₄₂ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₄ , S ₈₆ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₁₃ , S ₃₄ , S ₃₈ , S ₄₂ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₄ , S ₈₆ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₁₃ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₄ , S ₈₆ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂
Tensão Mínima (p.u.)	0,92 (9)	0,95 (9)	0,95 (9)	0,95 (9)
Perdas (kW)	564,19	492,52	492,13	491,16

Análise-2

Esta análise é baseada em duas curvas típicas de carga obtidas de um sistema real de distribuição brasileiro (ANEEL, 2008a). Para o Grupo-1 de alimentadores (alimentadores A-F saindo da subestação S/S1), é utilizada a curva de carga mostrada na

Figura IV.8. A curva de carga da Figura IV.9 é utilizada para o Grupo-2 de alimentadores (alimentadores G-K a partir de S/S2).

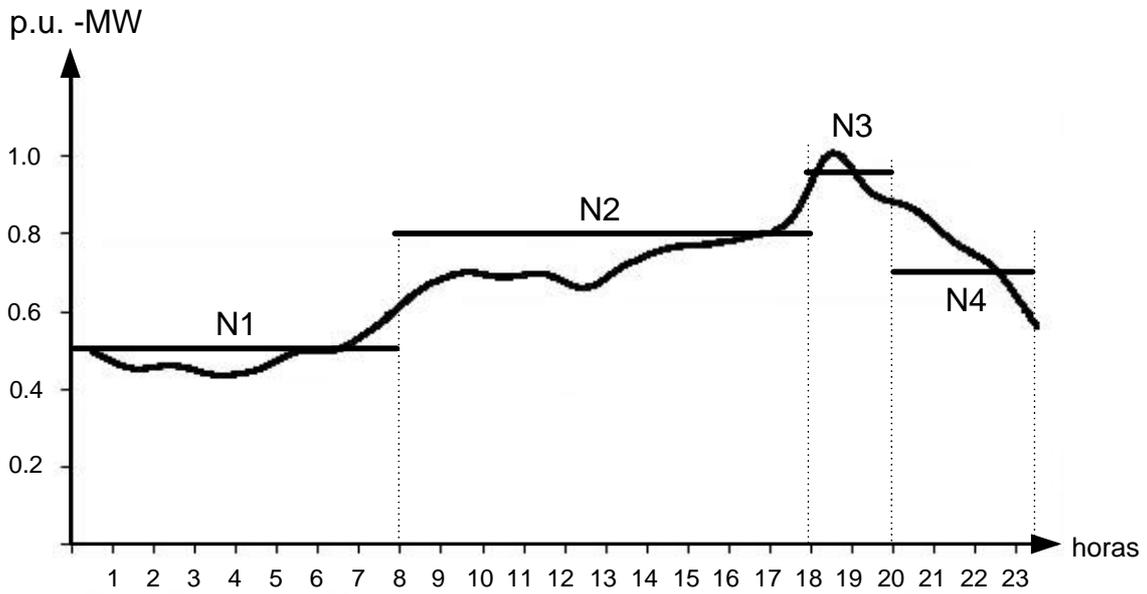


Figura IV.8 - Curva típica de carga do Grupo-1.

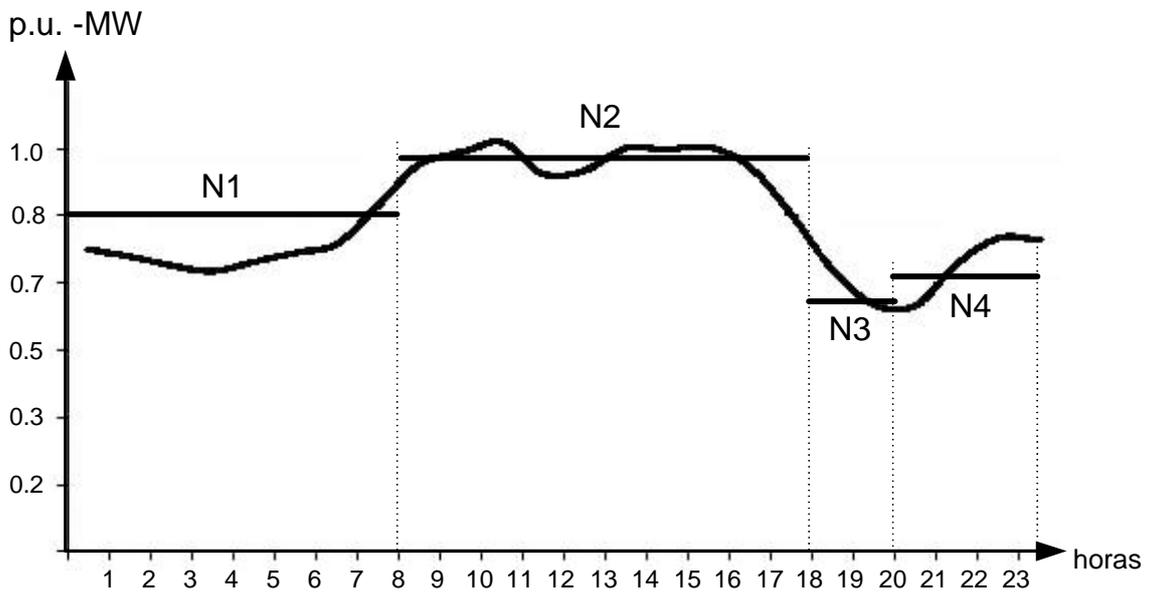


Figura IV.9 - Curva típica de carga do Grupo-2.

Estas curvas foram segmentadas em quatro patamares de carga (N1-N4), os quais são descritos na Tabela IV.16.

Tabela IV.16 - Segmentação das curvas de carga, sistema de 94 barras.

Nível	N1	N2	N3	N4
Fator Multiplicativo da Carga (p.u.) Grupo-1	0,5	0,8	0,95	0,7
Fator Multiplicativo da Carga (p.u.) Grupo-2	0,8	0,95	0,6	0,7
Duração (horas)	2920	3650	730	1460
Custo de Perda de Energia (US\$/kWh)	0,06	0,06	0,11	0,06

Na Tabela IV.16, a duração em horas está associada ao período anual de operação do sistema, correspondente ao período diário de cada nível de carga conforme Figura IV.8 e Figura IV.9. Neste caso, o nível N3 corresponde ao horário de ponta. Portanto, assim como estabelecido para o **Caso-3**, o custo associado às perdas de energia é diferenciado no nível N3, conforme tarifação horo-sazonal azul.

De acordo com estas condições de análise, a Tabela IV.17 apresenta o custo associado às perdas de energia neste sistema para: (i) a topologia inicial; (ii) a topologia encontrada em (CHIOU *et al.*, 2005, RAJU e BIJWE, 2008); (iii) a topologia obtida através do ARSD proposto nesta tese. O período de operação considerado é de 1 ano.

Tabela IV.17 - Soluções para a reconfiguração, sistema de 94 barras.

Configuração	Inicial	(CHIOU <i>et al.</i> , 2005, RAJU e BIJWE, 2008)	Proposta (ARSD)
Chaves Abertas	S ₈₄ , S ₈₅ , S ₈₆ , S ₈₇ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₁ , S ₉₂ , S ₉₃ , S ₉₄ , S ₉₅ , S ₉₆	S ₇ , S ₁₃ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₂ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂
Perdas Grupo-1 (MWh)	1.364,7	983,0	1.060,1
Perdas Grupo-2 (MWh)	1.320,2	1.441,5	1.352,4
Perdas Totais (MWh)	2.684,9	2.424,5	2.412,6
Custo Total (US\$)	173.640,09	155.773,75	155.260,14

Verifica-se, portanto, que a reconfiguração deste sistema de distribuição considerando-se os quatro níveis de carga (N1-N4) implica em uma redução de perdas no Grupo-1, e um aumento de perdas no Grupo-2. Isto ocorre porque a reconfiguração

conduz a uma transferência de carga do Grupo-1 para o Grupo-2. Entretanto, a perda total nos dois alimentadores é reduzida, bem como o custo total associado.

Destaca-se que a configuração ótima obtida para os quatro períodos de carregamento considerados é diferente da configuração obtida por CHIOU *et al.* (2005) e RAJU e BIJWE (2008), que consideram somente um nível de carga. A partir destes resultados, verifica-se que a representação das curvas de carga causa impacto na reconfiguração do sistema e deve ser considerada para uma otimização mais eficiente.

Observa-se que nesta análise, a diferença de custo total entre os métodos da literatura e o ARSD é pequena, embora a topologia do sistema seja diferente nas respectivas soluções, conforme Tabela IV.17. Este aspecto é verificado em outros casos, em que o número de alterações na rede é grande, e o ganho respectivo de custo é aparentemente pouco significativo. No entanto, outros fatores de caráter técnico, social, ambiental, ou de natureza diversa, podem auxiliar na decisão pela adoção de determinado método.

A Tabela IV.18 apresenta as soluções dos métodos de planejamento envolvendo reconfiguração e alocação ótima de capacitores para este sistema, considerando as condições de análise da Tabela IV.16. Tal como nos **Casos-3** e **4** anteriores, o custo associado com o investimento em capacitores é de 4,00 US\$/kVAr, cada banco de capacitores tem 200 kVAr e o número máximo de bancos por barra é 3.

Tabela IV.18 - Solução do problema de planejamento, sistema de 94 barras.

Método	<i>C&R</i>	<i>R&C, Iterativo (2)</i>
Chaves Abertas	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₂ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂
Alocação de Capacitores	6(3), 19(2), 28(1), 31(3), 51(1), 71(3), 79(3)	6(2), 19(3), 71(3), 79(2)
Perdas Grupo-1 (MWh)	969,2	981,2
Perdas Grupo-2 (MWh)	1.190,2	1.244,5
Perdas Totais (MWh)	2.159,4	2.225,7
Custo Perdas (US\$)	139.052,53	143.291,68
Custo Capacitores (US\$)	12.800,00	8.000,00
Custo Total (US\$)	151.852,53	151.291,68

Observa-se que as soluções obtidas pelos métodos de otimização composta, envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores, apresentam menores custos totais de operação e investimento do que a solução do ARSD envolvendo apenas reconfiguração (Tabela IV.17). Ou seja, o horizonte de planejamento da operação considerado neste caso (1 ano) é suficiente para recuperar o capital de investimento nos bancos de capacitores. Para este sistema, os métodos *R&C* e *Iterativo* conduzem à mesma solução, cujo custo total é inferior ao custo determinado pela solução do método *C&R*.

Análise-3

Esta análise tem como objetivo avaliar a reconfiguração individualizada para cada patamar de carga da Tabela IV.16. Ou seja, nesta análise, os períodos de operação podem apresentar topologias diferentes entre si. O custo de chaveamento adotado é de 0,05 US\$ por manobra.

A Tabela IV.19 apresenta os resultados da reconfiguração individualizada via ARSD para o sistema de 94 barras, nas condições descritas anteriormente, juntamente com os resultados da reconfiguração acoplada para todos os níveis, realizada na *Análise-2*.

Tabela IV.19 - Solução acoplada e individualizada, sistema de 94 barras.

Método	ARSD (<i>Análise-2</i>)	ARSD (<i>Análise-3</i>)
Perdas Totais (MWh)	2.412,6	2.403,6
Custo de Perdas (US\$)	155.260,14	154.367,31
Número de Chaveamentos	0	4.680
Custo Chaveamento (US\$)	0	234
Custo Total Operação (US\$)	155.260,14	154.601,31

Os custos e números de operações de chaveamento apresentados na Tabela IV.19 são correspondentes ao período anual de operação. Portanto, o número diário de operações de chaveamento entre os períodos considerados nesta análise é igual a 13.

Observa-se que a perda total de energia é menor após a reconfiguração individualizada (*Análise-3*), em comparação com a topologia única para todos os períodos determinada pela *Análise-2*.

Isto ocorre porque na *Análise-3*, cada nível de carregamento é otimizado visando à redução de perdas no período correspondente, com pequena dependência dos demais. Nesta análise, a dependência entre os níveis de carga é dada apenas pelo custo de chaveamento, ao passo que na *Análise-2*, os períodos são totalmente acoplados.

Como resultado do maior grau de liberdade entre os períodos, proporcionado pela *Análise-3*, tem-se uma redução mais efetiva das perdas, como se pode observar na Tabela IV.19. A Tabela IV.20 apresenta as topologias determinadas para cada um dos períodos considerados nesta análise.

Tabela IV.20 - Reconfiguração individualizada, sistema de 94 barras.

Nível	N1	N2	N3	N4
Chaves Abertas	S ₇ , S ₃₃ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₄ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₂ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₈₄ , S ₆₂ , S ₇₂ , S ₉₁ , S ₈₆ , S ₁₃ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₈₄ , S ₆₂ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₁₃ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂

As 13 operações de chaveamento diárias determinadas na *Análise-3* são distribuídas entre os períodos, sendo três manobras do nível N1 para o nível N2, quatro manobras de N2 para N3, 1 manobra de N3 para N4, e cinco manobras de N4 para N1. Esta distribuição pode ser verificada na Tabela IV.20, sendo ilustrada na Figura IV.10, que apresenta o planejamento diário da operação, determinado pelo ARSD para o sistema em estudo.

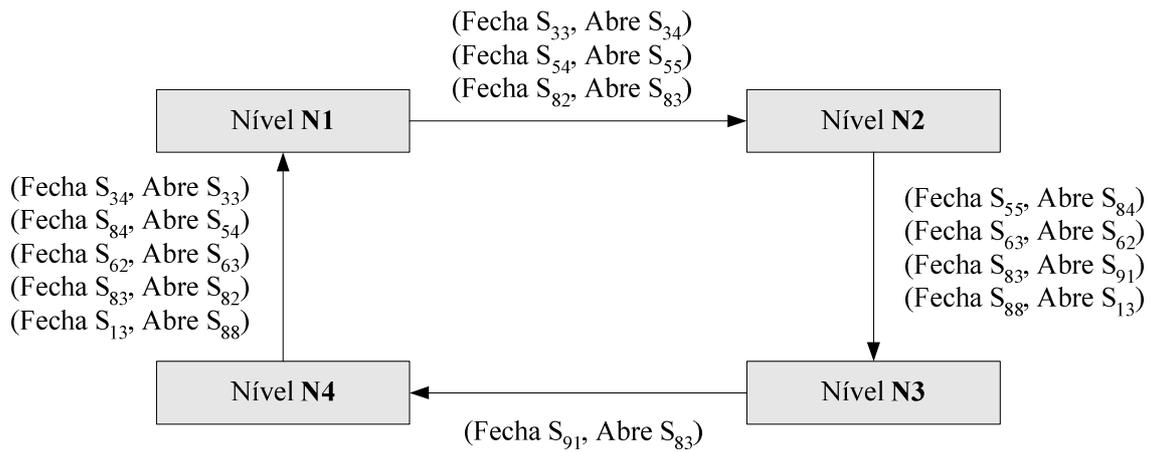


Figura IV.10 - Planejamento diário da operação, sistema de 94 barras.

Para este sistema, o custo total de operação, incluindo os custos associados às perdas e às operações de manobra, é menor que o custo total obtido pela reconfiguração acoplada (Tabela IV.19). Portanto, neste caso, a reconfiguração individualizada é viável sob o aspecto da redução de perdas.

IV.7 Caso-6: Sistema de 135 Barras

Este caso será utilizado para uma aplicação adicional da reconfiguração individualizada por período de operação via ARSD. Neste estudo, será analisado o impacto que a representação dos custos de chaveamento das linhas manobráveis causa no problema de reconfiguração.

Para tanto, utiliza-se outro sistema real de distribuição (MANTOVANI *et al.*, 2000) de 13,8 kV, com carga total de 18.313,8 kW e 7.932,5 kVAr. Este sistema consiste de duas SE e 156 linhas, incluindo 21 chaves de interconexão (NA). No diagrama da Figura IV.11, estas chaves, $S_{136} - S_{156}$, são representadas pelas linhas pontilhadas.

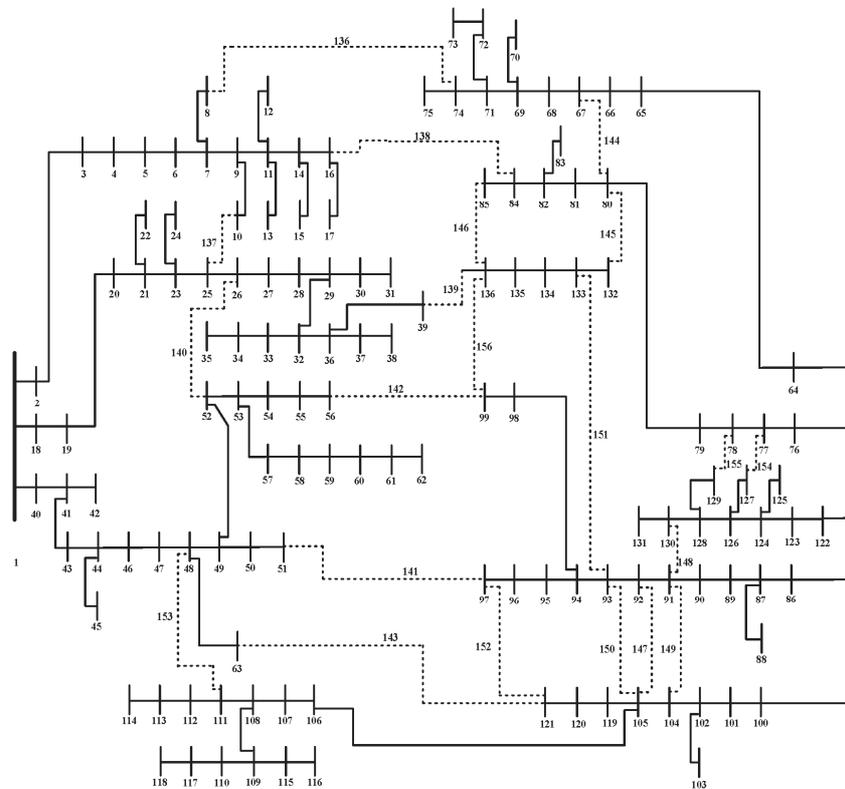


Figura IV.11 - Sistema de 135 barras (MANTOVANI *et al.*, 2000) – topologia inicial.

Neste caso, os níveis de carregamento considerados são dados pelas curvas de carga apresentadas em (AMASIFEN, 2003), as quais representam segmentações das curvas de carga do sistema em três patamares, para três tipos de consumidores: residencial (Figura IV.12), comercial (Figura IV.13) e industrial (Figura IV.14). Cada barra do sistema está associada a um destes tipos de consumidor e, portanto, está sujeita

a três níveis de carga ao longo do dia. O custo da perda de energia é de 1,00 US\$/kWh nos três níveis. O limite mínimo de tensão adotado é 0,90 p.u..

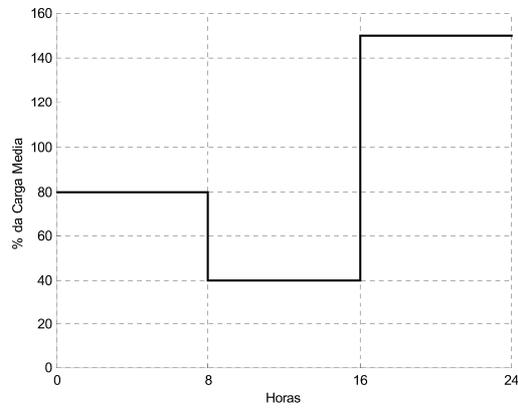


Figura IV.12 - Curva típica de carga para consumidor residencial (Tipo-1).

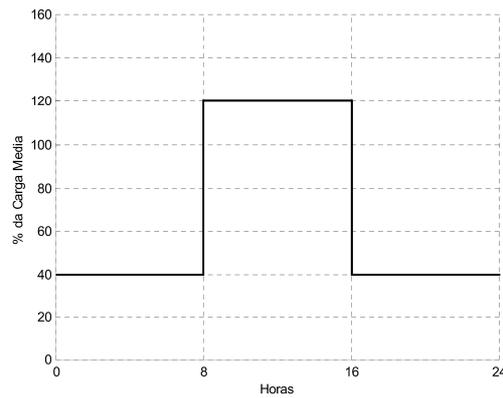


Figura IV.13 - Curva típica de carga para consumidor comercial (Tipo-2).

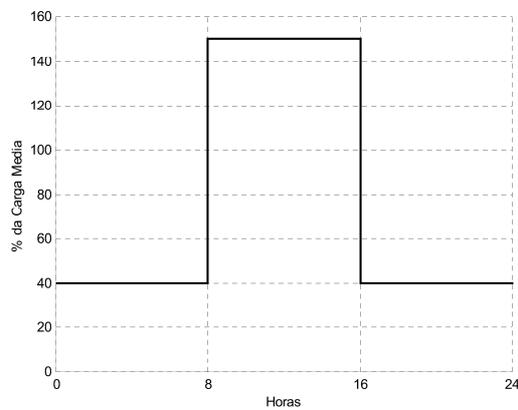


Figura IV.14 - Curva típica de carga para consumidor industrial (Tipo-3).

Para avaliação da reconfiguração individualizada por período e do impacto dos custos de chaveamento de linhas, as seguintes análises serão realizadas:

(i) *Análise-1*: Consiste na determinação de uma única topologia ótima para a redução da perda total de energia nos três níveis de carregamento considerados;

(ii) *Análise-2*: consiste na reconfiguração individualizada para cada nível de carga considerado na *Análise-1*. Na *Análise-2*, os custos de chaveamento de linhas não serão incorporados à função objetivo do FPO;

(iii) *Análise-3*: similar à *Análise-2*, diferenciando-se desta devido à inclusão dos custos de chaveamento na modelagem do FPO.

A Tabela IV.21 apresenta as condições operativas obtidas nas *Análises-1, 2 e 3*. A perda total de energia (MWh) é calculada para um período de 24 horas de operação. O custo de chaveamento adotado é de 18,00 US\$ por manobra (CHEN e CHO, 1993).

Tabela IV.21 - Condições operativas, sistema de 135 barras.

Configuração	Inicial	<i>Análise-1</i>	<i>Análise-2</i>	<i>Análise-3</i>
Perda Total (MWh)	5,60	4,77	4,54	4,56
Custo de Perdas (US\$)	5.601,48	4.773,29	4.541,17	4.562,46
Número de Chaveamentos	0	0	25	12
Custo Chaveamento (US\$)	0	0	450,00	216,00
Custo Total Operação (US\$)	5.601,48	4.773,29	4.991,17	4.778,46

Tal como verificado no caso anterior, a perda total de energia determinada pela reconfiguração individualizada (*Análise-2* da Tabela IV.21), é inferior à perda associada à solução acoplada do problema de reconfiguração (*Análise-1*).

Entretanto, nesta *Análise-2*, como o custo de chaveamento não é incorporado na função objetivo do FPO, verifica-se um grande número de chaveamentos entre períodos ao longo do dia, elevando o custo total de operação.

Com a inclusão do custo de chaveamento na modelagem do problema de reconfiguração (*Análise-3*), o número de manobras de abertura/fechamento de linhas durante o dia é reduzido pela metade, diminuindo o custo total de operação.

Neste sistema, a reconfiguração individualizada por período com a representação dos custos de chaveamento (*Análise-3*) reduz a perda total de energia em relação à reconfiguração acoplada (*Análise-1*). Por outro lado, considerando-se o custo total de operação, a solução acoplada da *Análise-1* é mais eficiente.

Verifica-se, portanto, que neste caso a *Análise-3* conduz a uma solução sub-ótima. Isto ocorre porque a individualização por período aumenta a natureza combinatória do problema de reconfiguração e, conseqüentemente, o número de soluções candidatas.

IV.8 Caso-7: Violação de Fluxo

Este estudo de caso tem como objetivo avaliar o impacto causado no problema de reconfiguração quando os limites de fluxo de potência ativa das linhas de distribuição são violados. Para tanto, serão utilizados o sistema de 33 barras (BARAN e WU, 1989a) e o sistema de 94 barras (CHIOU *et al.*, 2005).

Sistema de 33 Barras

Para este sistema, a análise será conduzida visando à minimização de perdas de potência ativa. As capacidades dos trechos da rede não foram encontradas na literatura. Portanto, os limites de fluxo foram estabelecidos com base nos valores de fluxo de potência ativa obtidos na solução do ARSD, determinada na *Análise-1* do **Caso-2**, considerando-se a carga original do sistema.

O limite de cada trecho foi inicialmente definido como 230% do respectivo valor de fluxo de potência, calculado após a solução do ARSD. Este percentual foi escolhido tendo em vista que o ARSD parte da rede configurada em malha, e que nesta configuração o sistema fica mal condicionado para limites inferiores em algumas linhas. Para o limite de 230% em todos os trechos, não ocorrem violações no sistema. Nesta condição de limites, a Tabela IV.22 apresenta os valores de fluxo em três linhas. O Apêndice B apresenta os fluxos em todos os trechos deste sistema.

Tabela IV.22 - Fluxos de potência ativa, sistema de 33 barras.

Linha	Fluxo (kW)
S ₁₅	271,1
S ₁₈	1.333,1
S ₂₁	438,9

Para avaliar o impacto que a violação da capacidade de alguns trechos causa na reconfiguração, outra condição de limites foi estabelecida para as linhas S₁₅, S₁₈ e S₂₁, de modo que nesta nova condição a solução correspondente à Tabela IV.22 não seja factível, devido a violações nestes trechos.

A Tabela IV.23 apresenta a solução do problema de reconfiguração via ARSD, considerando-se as duas condições descritas anteriormente, ou seja:

- Condição (i) - a capacidade de cada trecho é definida como 230% do respectivo valor de fluxo de potência;
- Condição (ii) - idem Condição (i), exceto para as linhas S₁₅, S₁₈ e S₂₁, cujas capacidades são definidas em 210,0 kW, 1.300,0 kW e 420,0 kW, respectivamente.

Tabela IV.23 - Soluções do ARSD nas Condições (i) e (ii), sistema de 33 barras.

Configuração	Solução (i)	Solução (ii)
Chaves Abertas	S ₇ , S ₉ , S ₁₄ , S ₃₂ , S ₃₇	S ₇ , S ₁₀ , S ₁₄ , S ₁₇ , S ₃₇
Tensão Mínima (p.u.)	0,94 (31)	0,93 (17)
Perdas (kW)	139,55	147,77

Observa-se que, neste caso, a Solução (ii) apresenta perdas superiores às perdas da Solução (i). No entanto, a operação do sistema na topologia determinada na Condição (i) apresenta violações de fluxo nos trechos S₁₅, S₁₈ e S₂₁, considerando-se os limites estabelecidos em (ii). Logo, para estes limites, a Solução (i) (Tabela IV.22) é inviável, e a Solução (ii) deve ser adotada, sob pena de aumento das perdas.

Estes resultados mostram que a violação de fluxos em linhas de distribuição causa impacto no problema de reconfiguração e que, portanto, as capacidades reais dos trechos do sistema devem ser consideradas para a determinação de soluções factíveis.

A Tabela IV.24 apresenta os fluxos nas linhas S₁₅, S₁₈ e S₂₁ obtidos na Solução (ii). Observa-se que estes fluxos encontram-se dentro dos limites estabelecidos pela capacidade de cada trecho. Os limites definidos para os demais trechos nesta condição também são atendidos.

Tabela IV.24 - Fluxos de potência ativa na Condição (ii), sistema de 33 barras.

Linha	Fluxo (kW)	Capacidade (kW)
S ₁₅	120,1	210,0
S ₁₈	1.171,4	1.300,0
S ₂₁	377,9	420,0

Sistema de 94 Barras

A análise a seguir considera os mesmos níveis de carga e condições estabelecidas na *Análise-2* do **Caso-5** para o sistema de 94 barras (Tabela IV.16). As capacidades de transferência de potência das linhas deste sistema também não foram encontradas na literatura. Portanto, os limites de carregamento dos trechos são estabelecidos com base nos valores de fluxo de potência ativa, calculados a partir da solução do ARSD.

Como a análise a seguir envolve diferentes patamares de carga, os trechos da rede apresentam valores diferentes de fluxo entre os níveis de carregamento considerados (N1, N2, N3 e N4). Neste caso, o limite de cada trecho é definido como o produto do maior valor de fluxo entre os quatro níveis pelo fator 6. Este fator corresponde ao valor mínimo para o qual o sistema é bem condicionado na configuração em malha.

Os valores dos fluxos calculados após a solução do ARSD para todas as linhas deste sistema são fornecidos no Apêndice B. A Tabela IV.25 apresenta os fluxos nas linhas S₁₅, S₄₇ e S₇₇.

Tabela IV.25 - Fluxos de potência ativa, sistema de 94 barras.

Linha	Fluxo (kW) N1	Fluxo (kW) N2	Fluxo (kW) N3	Fluxo (kW) N4
S ₁₅	2.115,2	3.267,4	3.670,4	2.799,2
S ₄₇	2.518,9	3.000,6	1.881,6	2.199,6
S ₇₇	2.593,7	3.088,1	1.938,7	2.265,6

Com o propósito de avaliar o impacto causado pela violação da capacidade de fluxo nas linhas S₁₅, S₄₇ e S₇₇, duas condições de limites são propostas para análise, de forma análoga ao sistema de 33 barras, ou seja:

- Condição (i) - a capacidade de cada trecho é definida pelo respectivo valor de fluxo de potência ativa multiplicado pelo fator 6;
- Condição (ii) - idem Condição (i), exceto para as linhas S₁₅, S₄₇ e S₇₇, cujas capacidades são definidas em 3.600,0 kW, 2.900,0 kW e 3.000,0 kW, respectivamente.

A Tabela IV.26 apresenta as soluções obtidas pelo ARSD nas Condições (i) e (ii) definidas anteriormente.

Tabela IV.26 - Soluções do ARSD nas Condições (i) e (ii), sistema de 94 barras.

Configuração	ARSD Condição (i)	ARSD Condição (ii)
Chaves Abertas	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₁₅ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₄ , S ₆₂ , S ₇₂ , S ₈₂ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₂
Perdas Totais (MWh)	2.412,6	2.697,8
Custo Total (US\$)	155.260,14	174.362,88

Assim como no caso anterior, a Condição (ii) apresenta uma solução de pior qualidade no que se refere às perdas, mas que atende as restrições de limite de fluxo estabelecidas nesta condição. Por outro lado, se os limites da Condição (ii) são considerados, a operação do sistema na configuração determinada na Condição (i) apresenta violações de fluxo na linha S₁₅, para o nível N3, e nas linhas S₄₇ e S₇₇ para o nível N2, conforme Tabela IV.25.

A Tabela IV.27 apresenta os fluxos nas linhas S₁₅, S₄₇ e S₇₇ obtidos na Solução (ii). Observa-se que estes fluxos encontram-se dentro dos limites estabelecidos nesta condição. O mesmo ocorre para os demais trechos do sistema.

Tabela IV.27 - Fluxos de potência ativa na Condição (ii), sistema de 94 barras.

Linha	Fluxo (kW) N1	Fluxo (kW) N2	Fluxo (kW) N3	Fluxo (kW) N4
S ₁₅	0,0	0,0	0,0	0,0
S ₄₇	2.271,7	2.705,2	1.697,6	1.984,1
S ₇₇	2.511,8	2.990,3	1.877,6	2.194,2

Destaca-se que os fluxos na linha S₁₅ são iguais à zero em todos os níveis de carregamento, pois esta linha é aberta na Solução (ii).

IV.9 Caso-8: Limites de Tensão

O objetivo deste caso é avaliar a influência dos limites de tensão considerados no planejamento da operação de sistemas de distribuição, envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores através dos métodos de otimização composta propostos nesta tese.

Para tanto, será utilizado o sistema de 94 barras (CHIOU *et al.*, 2005), analisado no **Caso-5**, em que o limite mínimo de tensão nodal considerado foi 0,90 p.u. tanto para a reconfiguração como para a alocação de capacitores. A fim de avaliar a influência da variação deste parâmetro, na análise a seguir será estabelecido um limite de 0,95 p.u. para a alocação de capacitores via AHCM.

O limite considerado pelo ARSD para a reconfiguração permanece igual a 0,90 p.u., pois este sistema mostra-se mal condicionado para o limite de 0,95 p.u. quando configurado em malha, e o ARSD parte desta configuração. Esta análise é válida, pois a consideração de limites mais severos para a alocação de capacitores conduz a um investimento mais eficiente em suporte de potência reativa na rede previamente reconfigurada, visando à operação com os níveis de tensão desejados e, conseqüentemente, com menores perdas.

A Tabela IV.28 apresenta os resultados do problema de planejamento da operação do sistema de 94 barras nas condições descritas anteriormente. Como o limite inferior de tensão foi redefinido apenas para a alocação de capacitores, são apresentadas nesta tabela apenas as soluções obtidas pelos métodos *R&C* e *Iterativo*, em que a alocação é realizada após a reconfiguração.

Tabela IV.28 - Planejamento com redefinição de limites, sistema de 94 barras.

Método	<i>R&C</i>	<i>Iterativo (3)</i>
Chaves Abertas	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂	S ₇ , S ₃₄ , S ₃₉ , S ₄₂ , S ₅₅ , S ₆₃ , S ₇₂ , S ₈₃ , S ₈₆ , S ₈₈ , S ₈₉ , S ₉₀ , S ₉₂
Alocação de Capacitores	6(3), 19(2), 51(1), 71(3), 79(2)	6(3), 19(3), 51(1), 71(3), 79(3)
Perdas Totais (MWh)	2.205,7	2.176,6
Custo Perdas (US\$)	142.056,15	140.188,42
Custo Capacitores (US\$)	8.800,00	10.400,00
Custo Total (US\$)	150.856,15	150.588,42

Como esperado, as soluções obtidas nesta análise para os métodos *R&C* e *Iterativo* estão associadas a custos totais inferiores às respectivas soluções obtidas na *Análise-2* do **Caso-5**, para o mesmo sistema. Isto demonstra as vantagens da consideração de limites mais severos de tensão no planejamento da operação de SDE. Observa-se da Tabela IV.28 que a melhor solução para o presente estudo de caso foi obtida através do método *Iterativo*.

No entanto, em alguns sistemas de médio e grande porte, com elevados níveis de carregamento, a inclusão de restrições de tensão mais severas pode comprometer o bom condicionamento do sistema, e impedir a convergência do Fluxo de Potência Ótimo (FPO).

IV.10 Comparação Entre os Métodos Seqüenciais Propostos

A partir dos estudos de casos apresentados neste capítulo, verificou-se que o planejamento da operação via método seqüencial *R&C* mostrou-se mais eficiente do que o planejamento via método *C&R*, para a maioria dos sistemas testados. Ou seja, para a maioria destes casos, deve-se primeiro determinar a topologia em que o sistema irá operar através da reconfiguração, para depois avaliar os investimentos em bancos de capacitores.

Observou-se que a topologia inicial da maioria dos sistemas utilizados é muito diferente da topologia final obtida após o processo de reconfiguração. Nestes casos, a topologia inicial apresenta perdas muito elevadas em comparação com a topologia final, e, portanto, a alocação de capacitores sem reconfiguração prévia (método *C&R*) requer grande suporte de potência de reativa, que pode não ser o mais adequado para a topologia final, elevando os custos de operação e investimento.

No entanto, este aspecto não foi observado em todos os sistemas, o que não permite generalizar a predominância de um método seqüencial sobre o outro. Para o sistema de 476 barras (**Caso-3**), o método *C&R* mostrou-se mais eficiente que o método *R&C*.

Destaca-se que a topologia inicial considerada para este sistema real é muito próxima da topologia final determinada pelo ARSD, com a troca de estado de apenas 1 chave de interconexão. Deste modo, a alocação prévia dos bancos de capacitores foi eficiente para a redução de perdas na configuração final de operação do sistema.

Destaca-se que em todos os sistemas utilizados nesta tese, foi possível estabelecer uma relação entre o melhor método seqüencial e a melhor alternativa de otimização entre reconfiguração e alocação de capacitores de forma isolada. Para melhor explicar este aspecto, as figuras a seguir apresentam a redução percentual da perda total de energia obtida somente com a reconfiguração e somente com a alocação de capacitores nestes sistemas.

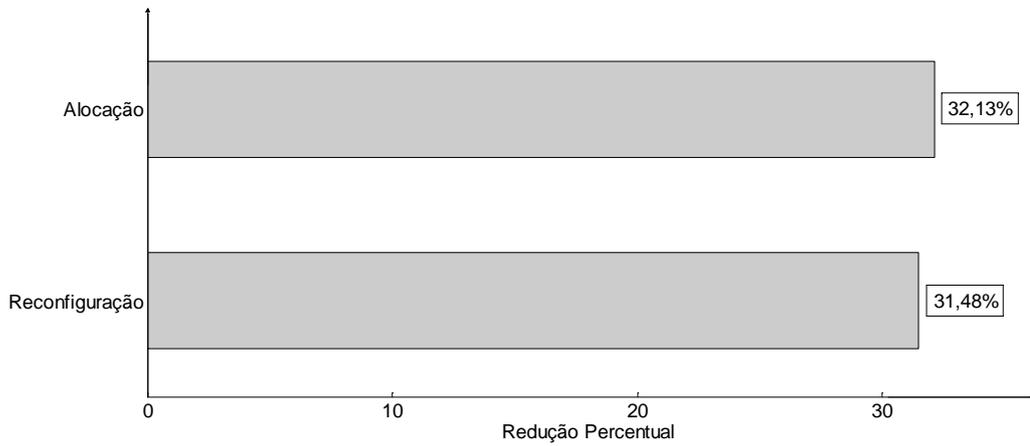


Figura IV.15 - Redução das perdas, sistema de 33 barras.

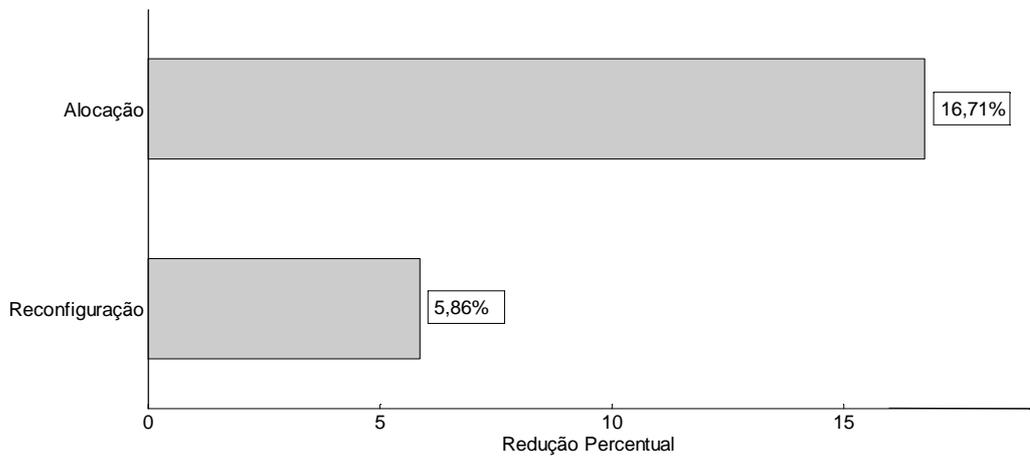


Figura IV.16 - Redução das perdas, sistema de 849 barras.

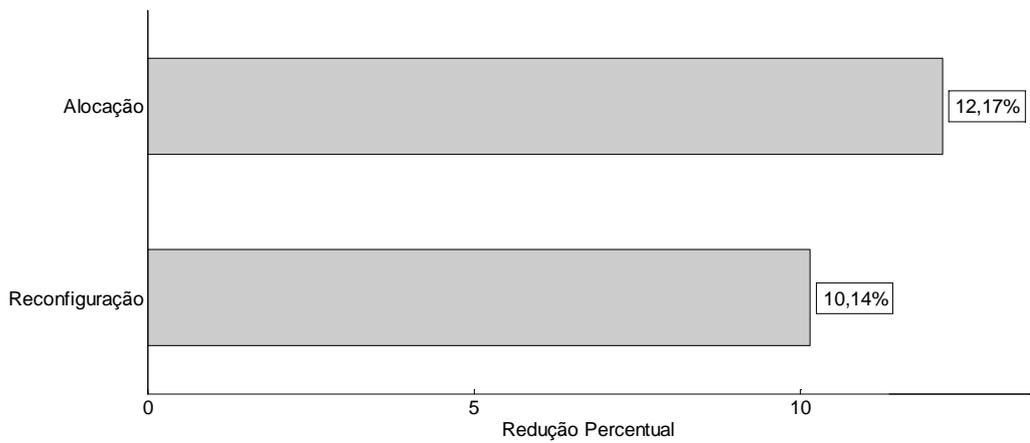


Figura IV.17 - Redução das perdas, sistema de 94 barras.

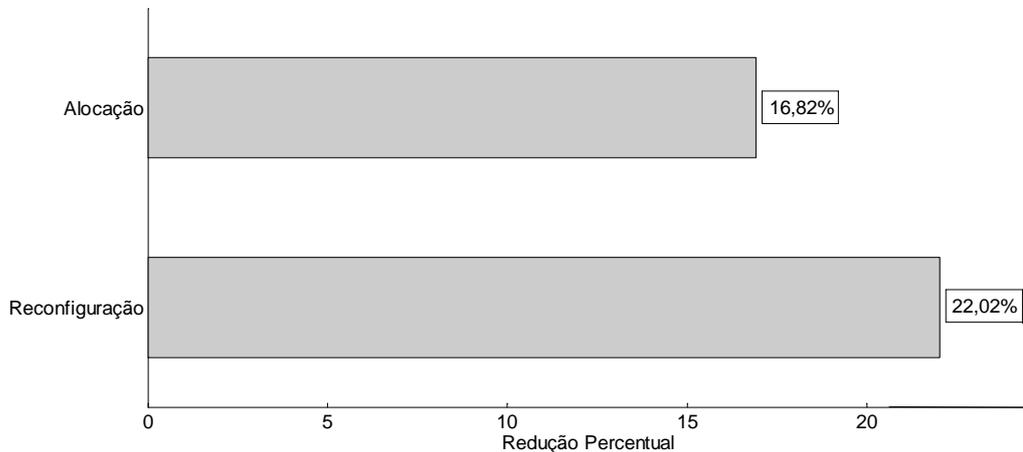


Figura IV.18 - Redução das perdas, sistema de 476 barras.

Das figuras anteriores, observa-se que para os sistemas de 33 barras (**Caso-2**), 849 barras (**Caso-4**) e 94 barras (**Caso-5**), a alocação de capacitores é mais eficiente para a redução de perdas do que a reconfiguração, se cada uma destas alternativas for considerada de forma isolada. Nestes casos, o método seqüencial *R&C* é mais eficiente do que o método *C&R*.

No entanto, a Figura IV.18 mostra que o contrário ocorre com o sistema de 476 barras (**Caso-3**), em que reconfiguração é a opção mais atrativa se comparada com a alocação de forma individualizada. Neste caso, o método seqüencial *C&R* é o mais eficiente.

Estes aspectos permitiram associar, para os sistemas testados nesta tese, o melhor método seqüencial à opção mais atrativa individualmente. Mais especificamente, verificou-se que para estes sistemas, o processo de otimização composta deve iniciar-se pela pior opção individual.

IV.11 Seleção de Barras Candidatas à Alocação de Capacitores

O Algoritmo Heurístico Construtivo Modificado (AHCM), desenvolvido para a alocação de capacitores, inclui uma etapa de seleção de barras candidatas à alocação. Esta seleção é baseada em índice de sensibilidade calculado a partir dos multiplicadores de Lagrange, conforme mostrado no Apêndice A desta tese.

A definição do percentual de barras do sistema candidatas à alocação de bancos de capacitores é importante para a aplicação do AHCM. Verifica-se que um número elevado de barras candidatas deve ser evitado, pois conduz a grandes esforços computacionais. Além disto, um espaço de busca elevado pode incluir barras não prioritárias para investimento. Como consequência, tem-se um número maior de soluções sub-ótimas de baixa qualidade possíveis, o que pode comprometer a eficácia do AHCM.

Por outro lado, um número muito reduzido de barras candidatas à instalação de capacitores pode restringir o espaço de busca, fazendo com que soluções de boa qualidade não sejam avaliadas.

No presente trabalho, verificou-se que um bom dimensionamento do espaço de soluções varia de um sistema para o outro. A Tabela IV.29 apresenta o número de barras candidatas à alocação de capacitores para cada sistema utilizado, juntamente com o percentual aproximado referente ao número total de barras do sistema.

Tabela IV.29 - Percentual de barras candidatas à alocação de capacitores.

Sistema	Número de Barras Candidatas	Percentual Aproximado
33 Barras	10	30%
69 Barras	10	15%
94 Barras	13	14%
476 Barras	48	10%
849 Barras	42	5%

Observa-se que o percentual de barras candidatas diminui à medida que aumenta a dimensão do sistema. Destaca-se que para cada sistema, testou-se a aplicação do AHCM considerando-se espaços de busca de tamanhos diferentes. No entanto, os números apresentados na Tabela IV.29 conduziram a resultados de boa qualidade aliados com tempos de processamento aceitáveis.

IV.12 Aspectos Computacionais

Será descrito a seguir alguns aspectos relacionados à metodologia proposta na presente tese, com o objetivo de avaliar o aumento dos esforços computacionais à medida que os problemas de reconfiguração e alocação de capacitores são combinados para o planejamento de SDE. Além disto, serão avaliados os aumentos dos tempos de processamento à medida que uma representação mais realista do sistema é realizada, através do acréscimo de níveis de carregamento na análise.

A Tabela IV.30 apresenta os tempos computacionais médios para a solução do problema de reconfiguração via ARSD e para a solução do problema de planejamento através dos métodos de otimização composta envolvendo reconfiguração e alocação de capacitores.

Tabela IV.30 - Tempos computacionais médios (segundos).

Sistema	ARSD	<i>C&R</i>	<i>R&C</i>	<i>Iterativo</i>
16 Barras	1	--	--	--
33 Barras Caso-2: Análise-1	4	--	--	--
33 Barras Caso-2: Análise-2	127	264	253	397
33 Barras Caso-7	17	--	--	--
94 Barras Caso-5: Análise-1	22	--	--	--
94 Barras Caso-5: Análise-2	86	174	144	234
94 Barras Caso-5: Análise-3	146	--	--	--
94 Barras Caso-7	128	--	--	--
94 Barras Caso-8	86	--	160	354
119 Barras	41	--	--	--
476 Barras Caso-3: Análise-1	51	--	--	--
476 Barras Caso-3: Análise-2	187	795	1.099	1.392
849 Barras Caso-4: Análise-1	181	--	--	--
849 Barras Caso-4: Análise-2	696	8.273	8.845	9.687

A segunda coluna da Tabela IV.30 apresenta os tempos necessários apenas para a reconfiguração via ARSD dos sistemas utilizados. As colunas 3, 4 e 5 apresentam os tempos obtidos pelos métodos de otimização composta *C&R*, *R&C* e *Iterativo*, respectivamente, para os casos em que estes métodos foram aplicados.

Em todos os sistemas da Tabela IV.30, a *Análise-1* consiste na reconfiguração via ARSD visando minimização de perdas de potência ativa, considerando um único patamar de carga nominal (1,0 p.u.). Os tempos apresentados para os sistemas de 16 e 119 barras também foram obtidos nestas mesmas condições. As *Análises-2* desta tabela, por sua vez, consideram diferentes níveis de carregamento e visam à minimização da perda total de energia.

Destaca-se que a representação de diversos níveis de carga eleva a dimensão da matriz hessiana de solução, conforme Equação (III.65). Para o sistema de 33 barras, **Caso-2**, por exemplo, a representação da variação horária da carga requer a modelagem de 24 níveis de carregamento, resultando em uma matriz de ordem igual a 3.253. Esta dimensão elevada da matriz aumenta os esforços computacionais. Por este motivo, o tempo médio de processamento necessário na *Análise-2* é muito maior que o tempo médio necessário na *Análise-1*. Este aspecto foi verificado em todos os sistemas, como se pode notar na Tabela IV.30.

Outro aspecto importante é a relação custo-benefício do método *Iterativo*. Verificou-se através dos estudos de casos, que este método resultou no menor custo total de operação e investimento para a maioria dos sistemas. No entanto, os tempos de processamento envolvidos são maiores, pois este método inclui execuções sucessivas dos algoritmos de reconfiguração (ARSD) e alocação de capacitores (AHCM).

Os tempos médios elevados obtidos para o **Caso-4** ocorrem em virtude da dimensão elevada do sistema estudado neste caso (849 barras).

Observa-se ainda que a representação de limites físicos e/ou operacionais no problema de reconfiguração eleva os tempos computacionais, pois inclui restrições severas ao problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO). Este aspecto pode ser observado nos sistemas de 33 e 94 barras.

Para o sistema de 33 barras, verifica-se que o tempo necessário no **Caso-7**, que envolve a representação de limites de carregamento das linhas, é maior que o tempo necessário no **Caso-2: Análise-1**, que não considera estes limites. Pelo mesmo motivo, o tempo obtido no **Caso-7** para o sistema de 94 barras é maior que o tempo necessário para a reconfiguração deste sistema no **Caso-5, Análise-2**.

A consideração de limites mais severos de tensão também implica em dificuldade de convergência do FPO, podendo até fazer com que o sistema fique mal condicionado. Como consequência, maiores são os esforços computacionais, como verificado no **Caso-8**, em que os tempos obtidos pelos métodos *R&C* e *Iterativo* são maiores que os respectivos tempos obtidos no **Caso-5: Análise-2**, para o sistema de 94 barras.

Para o sistema de 135 barras, diferentemente dos casos anteriores, a *Análise-1* também visa à minimização das perdas de energia considerando-se patamares diferentes de carga. Portanto, para facilitar a descrição dos aspectos computacionais, os tempos de processamento para a reconfiguração deste sistema encontram-se separados dos demais sistemas na Tabela IV.31.

Tabela IV.31 - Tempos médios computacionais, sistema 135 barras (segundos).

Sistema	<i>Análise-1</i>	<i>Análise-2</i>	<i>Análise-3</i>
135 Barras Caso-6	201	340	348

Da Tabela IV.31, é importante notar que as *Análises-2* e *3*, que envolvem reconfiguração individualizada por período, requerem tempos superiores aos tempos necessários na *Análise-1*, que considera a reconfiguração acoplada. Isto ocorre porque na reconfiguração individualizada, o número de variáveis do problema é maior, pois para cada patamar de carga, cada chave manobrável é modelada por uma variável de otimização independente dos demais patamares. Por outro lado, a determinação de uma mesma topologia para todos os níveis (*Análise-1*) requer a inclusão de uma única variável para representar determinada chave manobrável em todos os períodos.

O aumento do esforço computacional causado pela reconfiguração individualizada também foi observado no sistema de 94 barras, pois o tempo obtido na *Análise-3* do **Caso-5** foi maior que o tempo necessário na *Análise-2* deste mesmo caso, para a reconfiguração via ARSD.

Dos aspectos descritos anteriormente, verifica-se que existe uma relação de custo-benefício associada a uma representação mais realista do sistema através da metodologia proposta. Ou seja, a inclusão de mais detalhes na análise dos SDE, tais como o acréscimo de níveis de carga, a modelagem das opções de chaveamento ao longo do dia, e a busca de soluções mais eficientes para o problema de planejamento da

operação através do método *Iterativo*, é limitada pelo aumento dos tempos computacionais. Esta limitação pode ser reduzida através da utilização do ambiente computacional C++ associada a regras de ordenação e fatoração, o que permitirá a análise de casos reais de grande porte.

IV.13 Conclusões

Este capítulo apresentou os resultados obtidos através da aplicação da metodologia proposta para reconfiguração e alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE). Para tanto, foram utilizados sistemas conhecidos na literatura, incluindo dois sistemas equivalentes de médio porte.

Foi verificada a vantagem de se combinar reconfiguração com alocação de capacitores para o planejamento de SDE. Em todas as análises envolvendo estas duas opções de otimização, verificou-se uma redução do custo total de operação e investimento, em relação à aplicação isolada destas opções.

De acordo com os resultados obtidos, observou-se que a melhor estratégia de associação entre reconfiguração e alocação de capacitores varia entre sistemas, e que não se pode garantir que um método de combinação seja o melhor em todos os casos. Para os sistemas utilizados, a melhor alternativa de associação seqüencial apresentou relação com a opção individual mais eficiente para a redução de perdas. Em outras palavras, para estes sistemas, o planejamento da operação deve iniciar-se com a pior opção individual. Caso contrário, a opção menos atrativa pode não ser efetiva após uma grande melhoria.

Destaca-se que o método *R&C* mostrou-se mais eficiente do que o método *C&R* para a maioria dos casos, e que o método *Iterativo* foi o mais eficiente para esta mesma maioria, devido ao maior nível de acoplamento entre as soluções obtidas via reconfiguração e alocação de capacitores.

Verificou-se também que a reconfiguração individualizada é viável para alguns casos, e pode conduzir a custos totais de operação mais elevados em outros. Além disto, a modelagem dos limites físicos e/ou operacionais do sistema causa impacto no problema de reconfiguração, e deve ser considerada para uma representação mais realista.

Capítulo V

Conclusões

V.1 Considerações Finais

Esta tese apresentou uma metodologia para reconfiguração e alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE) radiais, com o objetivo de minimização de perdas de energia, com investimento mínimo em suporte de potência reativa. A metodologia proposta considera aspectos importantes para a otimização dos SDE, sob a ótica do planejamento, como a representação da variação temporal da demanda ao longo do dia e do horizonte sob análise.

Para tanto, foi desenvolvida uma ferramenta de reconfiguração que considera a rede inicialmente configurada em malha, e a partir desta topologia, executa um processo passo a passo de abertura de chaves até que uma configuração radial seja obtida. Portanto, as restrições de radialidade e conectividade foram adequadamente tratadas pelo algoritmo de reconfiguração proposto.

A metodologia proposta é inovadora, pois utiliza um novo índice de sensibilidade baseado nos multiplicadores de Lagrange. Além disto, o índice contém informações sobre os fluxos de potência e sobre as quedas de tensão nas linhas de distribuição, fatores relevantes para a reconfiguração de acordo com a literatura especializada.

Para a alocação de capacitores desenvolveu-se um passo a mais no algoritmo de SILVA JUNIOR *et al.* (2008a). Este passo apresenta como diferencial o desenvolvimento de uma etapa de substituição, cujo objetivo é a avaliação de trocas entre os bancos alocados e os bancos desligados situados na “vizinhança”. Estes bancos “vizinhos” são definidos através do próprio índice de sensibilidade utilizado para a alocação de capacitores. Os resultados mostraram que a modificação proposta conduziu a uma alocação mais eficiente.

A combinação de reconfiguração com alocação de capacitores foi realizada através do desenvolvimento de uma ferramenta acoplada de otimização. Os estudos de

casos mostraram que a combinação destas duas alternativas para planejamento de SDE é mais eficiente do que a reconfiguração ou a alocação de capacitores como única opção.

Quanto à melhor estratégia de associação entre estes problemas, dada pelos métodos seqüenciais avaliados, observou-se que na maioria dos casos é mais eficiente alocar capacitores na rede previamente reconfigurada. No entanto, é importante ressaltar que esta característica não é válida para a totalidade dos casos e que, portanto, não se pode garantir que uma estratégia sempre prevaleça sobre a outra.

Também foi verificado que a representação das curvas de carga deve ser considerada para a reconfiguração e a alocação de capacitores, a fim de proporcionar um planejamento mais eficiente da operação dos sistemas de distribuição.

A representação dos custos de chaveamento na modelagem, e a reconfiguração da rede por período de operação, aumentam a natureza combinatória do problema e os esforços computacionais. No entanto, esta alternativa pode ser viável para alguns sistemas, conforme estudos apresentados. Verificou-se que a reconfiguração individualizada tende a reduzir o custo associado às perdas de energia, mas pode elevar o custo total de operação devido ao número de manobras entre períodos, que pode ser considerável em SDE reais.

A representação dos limites físicos e/ou operacionais dos sistemas de distribuição aumenta a complexidade do problema de reconfiguração, causando impacto nas soluções obtidas. Este aspecto foi constatado através de estudos de casos envolvendo restrições de capacidade de trechos, e de limites operacionais de tensão nodal. Destaca-se que estes limites devem ser considerados para uma representação mais realista do SDE, sob pena de obtenção de soluções menos atrativas no que se refere às perdas de energia.

Um importante aspecto observado nos sistemas analisados é que em alguns casos, a solução encontrada pela metodologia proposta apresentou um custo total de operação e investimento muito próximo dos custos obtidos por outros métodos da literatura. No entanto, as diferenças entre as configurações topológicas da rede, e de alocação de bancos de capacitores entre estes métodos foram bastante significativas. Isto indica que outros fatores, que não sejam de natureza exclusivamente financeira, devem determinar a utilização de um ou outro método, e aponta para a importância da proposição de novas metodologias como alternativas viáveis a serem consideradas, tais como a metodologia proposta no presente trabalho.

Tendo em vista os resultados alcançados, conclui-se que a metodologia para reconfiguração e alocação de capacitores proposta nesta tese mostrou-se como uma poderosa ferramenta para o planejamento dos sistemas elétricos de distribuição radiais, resultando em economia de investimentos e em redução dos custos operacionais. Adicionalmente, as análises realizadas permitiram um maior entendimento do problema de redução de perdas e do comportamento de diferentes alternativas de otimização diante das características inerentes a cada sistema.

V.2 Propostas de Desenvolvimentos Futuros

Seguindo a linha de pesquisa desenvolvida nesta tese e tendo em vista os resultados obtidos, alguns tópicos tornam-se promissores para propostas de trabalhos futuros:

- Representação de capacitores chaveados. A metodologia proposta nesta tese envolve a localização e a determinação do número de bancos fixos de capacitores a serem instalados no sistema de distribuição. Uma continuidade deste trabalho seria o desenvolvimento de uma metodologia para a alocação e o ajuste de bancos chaveados, utilizando a informação contida nos multiplicadores de Lagrange;
- Exploração dos multiplicadores de Lagrange para a solução do problema de restabelecimento de sistemas de distribuição;
- Consideração das incertezas das cargas;
- Utilização a metodologia proposta no planejamento da expansão de redes de distribuição;
- Implementação do programa em C++ utilizando técnicas específicas de ordenação e fatoração a fim de reduzir o tempo computacional e permitir o estudo de sistemas reais de grande porte.

Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição. *Nota técnica n° 0035/2007 SRD/ANEEL*. Brasília, 2007. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 16 mai. 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). *Nota técnica n° 0076/2008 SRD/ANEEL*. Brasília, 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 25 ago. 2008.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). *Nota técnica n° 92/2008 SRE/ANEEL*. Brasília, 2008. Disponível em: www.aneel.gov.br. Acesso em: 13 jun. 2009.
- ALVES, H. N., SOUZA, B. A., BRAZ, H. D. M., KAGAN, N., 2004, “Optimal capacitor allocation in electrical distribution systems based on typical load profiles”. In: *Proceedings of the Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (IEEE/PES)*, pp. 441-447, Nov.
- AMASIFEN, J. C. C., 2003, *Algoritmo Evolutivo Dedicado à Solução do Problema de Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais*. Tese de M.Sc., UNESP, São Paulo, SP, Brasil.
- ARAUJO, A. C. M., 2007, *Perdas e Inadimplência na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- ASAKURA, T., YURA, T., HAYASHI, N., et al., 2000, “Long-term distribution network expansion planning considering multiple construction plans”. In: *Proceedings of the International Conference on Power System Technology (Powercon)*, v. 2, pp. 1101-1106, Perth, Australia, Dec.
- AUGUGLIARO, A., DUSONCHET, L., IPOLLITO, M. G., et al., 2003, “Minimum Losses Reconfiguration of MV Distribution Networks through Local Control of Tie-Switches”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3 (Jul), pp. 762-771.
- BARAN, M. E., WU, F. F., 1989a, “Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 4, n. 2 (Apr), pp. 1401-1407.

- BARAN, M. E., WU, F. F., 1989b, "Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems", *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 4, n. 1 (Jan), pp. 725-734.
- BROWN, R. E., 2003, "Network reconfiguration for improving reliability in distribution systems". In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v. 4, pp. 2419-2424, Toronto, Canada, Jul.
- CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. *Mercado de energia elétrica: relatório analítico: Ciclo 2001*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2001.
- CHANG, C.-F., 2008, "Reconfiguration and Capacitor Placement for Loss Reduction of Distribution Systems by Ant Colony Search Algorithm", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 4 (Nov), pp. 1747-1755.
- CHEN, S., CHO, M. Y., 1993, "Energy Loss Reduction by Critical Switches", *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 8, n. 3 (Jul), pp. 1246-1253.
- CHERKAOUI, R., BART, A., GERMOND, A. J., 1993, "Optimal configuration of electrical distribution networks". In: *11th Power Systems Computation Conference – PSCC*, v.1, pp. 147-154, Avignon, France, Aug-Sep.
- CHIANG, H.-D., JEAN-JUMEAU, R., 1990, "Optimal Network Reconfigurations in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and A Solution Methodology", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 4 (Nov), pp. 1902-1909.
- CHIN, H.-C., HUANG, K.-Y., 2000, "A simple distribution reconfiguration algorithm for loss minimization". In: *Proceedings of the IEEE Conference on Power System Technology (PowerCon)*, v. 2, pp. 607-611, Perth, Australia, Dec.
- CHIOU, J. P., CHUNG, C. F., SU, C. T., 2005, "Variable Scaling Hybrid Differential Evolution for Solving Network Reconfiguration of Distribution Systems", *IEEE Trans. Power Systems*, v. 20, n. 2 (May), pp. 668-674.
- CHOI, J.-H., KIM J.-C., 2000, "Network reconfiguration at the power distribution system with dispersed generations for loss reduction". In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, v. 4, pp. 2363-2367, Singapore, Jan.
- CHIS, M., SALAMA, M. M. A., JAYARAM, S., 1997, "Capacitor Placement in Distribution Systems Using Heuristic Search Strategies". In: *Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 144, pp. 225-230.
- CIVANLAR, S., GRAINGER, J. J., YIN, H., et al., 1988, "Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction", *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 3, n. 3 (Jul), pp. 1217-1223.

- DAS, D., 2006, “A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 21 (Jan), no. 1, pp. 202-209.
- DELFANTI, M., GRANELLI, G. P., MARANNINO, P., MONTAGNA, M., 2000, “Optimal Capacitor Placement Using Deterministic and Genetic Algorithms”, *IEEE Trans. on Power Systems*, v. 15 (Aug), no. 3.
- DUMBRAVA, V., MICLESCU, T., BAZACLIU, G., 1996, “Establishing the Un – Meshed Operation Diagrams for the Complex Electric Distribution Networks Using Heuristic Methods”, *Energetica, B*, 5, pp. 226-234.
- DUMBRAVA, V., COMANESCU, G., COCULESCU, S., 2001, “Reconfiguration of the operation diagrams of urban electricity distribution networks by minimizing the energy losses”. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Part 1: Contributions, CIRED, (IEE Conf. Publ. No. 482)*, v. 5, pp. 1-5, Amsterdam, Jun.
- DURAN, H., 1968, “Optimum Number, Location and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders. A Dynamic Programming Approach”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems (PAS)*, v. 87, n. 9 (Sep), pp. 1769-1774.
- EL-KHATTAM, W., HEGAZY, Y. G., SALAMA, M. M. A., 2005, “An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2 (May), pp. 1158-1165.
- FAJARDO, O. F., VARGAS, A., 2008, “Reconfiguration of MV Distribution Networks With Multicost and Multipoint Alternative Supply, Part II: Reconfiguration Plan”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 3 (Aug), pp. 1401-1407.
- GOMES, F. V., 2005, *Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Utilizando Técnicas de Otimização Contínua e Heurística para Minimização de Custos*. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- GOMES, F. V., CARNEIRO JUNIOR, S., PEREIRA, J. L. R., *et al.*, 2005a, “A New Heuristic Reconfiguration Algorithm for Large Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 3 (Aug), pp. 1373-1378.
- GOMES, F. V., CARNEIRO JUNIOR, S., PEREIRA, J. L. R., *et al.*, 2005b, “A new distribution system reconfiguration approach using optimal power flow technique and sensitivity analysis for loss reduction”. In: *Proceedings of the IEEE Power*

- Engineering Society General Meeting*, v. 1, pp. 897-901, San Francisco, CA, USA, Jun.
- GOMES, F. V., CARNEIRO JUNIOR, S., PEREIRA, J. L. R., *et al.*, 2006, “A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimal Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction”, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 21, n. 4 (Nov), pp. 1616-1623.
- GÓMEZ, J. F., KHODR, H. M., OLIVEIRA, P. M., *et al.*, 2004, “Ant Colony System Algorithm for the Planning of Primary Distribution Circuits”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 2 (May), pp. 996-1004.
- GONEN, T., 1986, *Electric Power Distribution system Engineering*. 1 ed., McGraw Hill.
- GOSWAMI, S. K., BASU, S. K., 1992, “A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 7, n. 3 (Jul), pp. 1484-1491.
- GOSWAMI, S. K., 1997, “Distribution System Planning Using Branch Exchange Technique”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 2 (May), pp. 718-723.
- GOSWAMI, S. K., GHOSE, T., BASU, S. K., 1999, “An Approximate Method for Capacitor Placement in Distribution System Using Heuristics and Greedy Search Technique”, *Electrical Power Systems Research*, v. 51, n. 3, pp. 143-151.
- GRAINGER, J. J., LEE, S. H., 1981a, “Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distribution”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 100, n. 1 (Jan), pp. 345-352.
- GRAINGER, J. J., LEE, S. H., 1981b, “Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 100, n. 3 (Mar), pp. 1105-1118.
- GRAINGER, J. J., LEE, S. H., 1982, “Capacity Release by Shunt Capacitor Placement on Distribution Feeders: A new Voltage-Dependent Model”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. 101, n. 5 (May), pp. 1236-1244.
- GRANVILLE, S., 1994, “Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 9, n. 1 (Feb), pp. 136-146.
- HAYKIN, S., 2002, “*Neural Networks: A Comprehensive Foundation*”, 2 ed. Ontario, Prentice Hall.

- HILLIER, F. S., LIEBERMAN, G. J., 1997, *Introduction to Operations Research*. New York, McGraw-Hill.
- HSIAO, Y. T., 2004, “Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1 (Feb), pp. 594-599.
- HUANG, Y. C., YANG, H. T., HUANG, C. L., 1996, “Solving the Capacitor Placement Problem in a Radial Distribution System Using Tabu Search Approach”, *IEEE Trans. Power Systems*, v. 11, n. 4 (Nov), pp. 1868-1873.
- JIANG, D., BALDICK, R., 1996, “Optimal Electric Distribution System Switch Reconfiguration and Capacitor Control”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 2 (May), pp. 890-897.
- JONNAVITHULA, S., BILLINTON, R., 1996, “Minimum Cost Analysis of Feeder Routing in Distribution System Planning”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 11, n. 4 (Oct), pp. 1935-1940.
- KAGAN, N., 1999, *Configuração de Redes de Distribuição Através de Algoritmos Genéticos e Tomada de Decisão Fuzzy*. Tese de Livre-Docência, Escola Politécnica da Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.
- KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., 1999, “Fuzzy decision model for the reconfiguration of distribution networks using genetic algorithms”. In: *Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference – PSCC*, Trondheim, Norway, Jun.
- KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J., 2005, *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Brasil, Edgard Blücher.
- KALANTAR, M., DASHTI, R., DASHTI, R., 2006, “Combination of network reconfiguration and capacitor placement for loss reduction in distribution system with based genetic algorithm”. In: *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference (UPEC '06)*, v. 1, pp. 308-312, Newcastle upon Tyne, UK, Sep.
- KARMAKAR, N. K., 1991, “Computational Results of an Interior Point Algorithm for Large Scale Linear Programming”, *Mathematical Programming*, 52, pp. 555-586.
- KHATOR, S. K., LEUNG, L. C., 1997, “Power Distribution Planning: A Review of Models and Issues”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 3 (Aug), pp. 1151-1159.

- KHOA, T. Q. D., PHAN, B. T. T., 2006, "Ant colony search-based loss minimum for reconfiguration of distribution systems". In: *Proceedings of the IEEE Power India Conference*, New Delhi, Apr.
- KHODR, H. M., VALE, A., RAMOS, C., 2009, "Optimal Cost-Benefit for the Location of Capacitors in Radial Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 24, n. 2 (Apr), pp. 787-796.
- KIM, H., KO, Y., JUNG, K. H., 1993, "Artificial Neural-Network Based Feeder Reconfiguration for Loss Reduction in Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 8, n. 3 (Jul), pp. 1356-1365.
- KUO, C. C., CHANG, H. C., 1994, "Applying a refined genetic algorithm to network reconfiguration for loss reduction". In: *Proceedings of the IEE of Japan and Energy'94*, pp. 37-42, Tokyo, Japan.
- LEE, R. E., BROOKS, C. L., 1988, "A Method and its Application to Evaluate Automated Distribution Control", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3 (Jul), pp. 1232-1240.
- LEVITIN, G., KALYUZHNY A., SHENKMAN, A., CHERTKOV, A., 2000, "Optimal Capacitor Allocation in Distribution Systems Using a Genetic Algorithm and a Fast Energy Loss Computation Technique", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 2 (Apr).
- LIMA, DAVI ANTUNES. *Convergência tarifária: remédio regulatório para o livre acesso*. Brasília: ANEEL, 2005. 16 p. (Textos para discussão, n. 2).
- LIN, W.-M., CHIN, H.-C., 1998, "A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 13, n. 3 (Jul), pp. 870-875.
- LIN, W.-M., SU, Y.-S., CHANG, S.-C., et al., 2000, "The optimal loss reduction of distribution feeder based on special distribution transformers reconnection using genetic algorithm". In: *Proceedings of the International Conference on Power System Technology (PowerCon)*, v. 3, pp. 1413-1418, Perth, Australia, Dec.
- LIU, C. C., LEE, S. J., VU, K., 1989, "Loss Minimization of Distribution Feeders: Optimality and Algorithms", *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 4, n. 2 (Apr), pp. 1281-1289.
- LIU, W. H. E., PAPALEXOPOULOS, A. D., TINNEY, F. W., 1992, "Discrete Shunt Controls in a Newton Optimal Power Flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, n. 4 (Nov), pp. 1509-1518.

- LUAN, W. P., IRVING, M.R., DANIEL, J.S., 2002, "Genetic algorithm for supply restoration and optimal load shedding in power system distribution networks". In: *Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 2, pp. 145-151, Mar.
- MANTOVANI, J. R. S., CASARI, F., ROMERO, R. A., 2000, "Reconfiguração de Sistemas de Distribuição Radiais Utilizando o Critério de Queda de Tensão", *SBA Controle e Automação*, v. 11, n. 3 (Sep), pp. 150-159.
- MCDERMOTT, T. E., DREZGA, I., BROADWATER, R. P., 1999, "A Heuristic Nonlinear Constructive Method for Distribution System Reconfiguration", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 14, n. 2 (May), pp. 478-483.
- MERLIN, A., BACK, G., 1975, "Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for urban power distribution system". In: *Proceedings of the 5th Power System Conference*, pp. 1-18, Cambridge, Sep.
- MÍGUEZ, E., DÍAZ-DORADO, E., CIDRÁS, J., 1998, "An application of an evolution strategy in power distribution system planning". In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, pp. 241-246, Anchorage, AK, May.
- MOMOH, J. A., CAVEN, A. C., 2003, "Distribution system reconfiguration scheme using integer interior point programming technique". In: *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exposition (PES)*, v. 1, pp. 234-241, Sep.
- MORI, H., IIMURA, Y., 2003, "Application of parallel tabu search to distribution network expansion planning with distributed generation". In: *Proceedings of the IEEE Power Tech Conference*, v. 1, 6 pp., Bologna, Jun.
- MORI, H., OGITA, Y., 2000, "A parallel tabu search based method for reconfigurations of distribution systems". In: *Proceedings of the IEEE Summer Power Engineering Society*, v.1, pp. 73-78, Seattle, WA, Jul.
- MORTON, A. B., MAREELS, I. M. Y., 2000, "An Efficient Brute-Force Solution to the Network Reconfiguration Problem", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 15, n. 3 (Jul), pp. 996-1000.
- NARA, K., SHIOSE, A., KITAGAWA, M., et al., 1992, "Implementation of Genetic Algorithm for Distribution Systems Loss Minimum Re-configuration", *IEEE Trans. Power Systems*, v. 7, n. 3 (Aug), pp. 1044-1051.

- NARA, K., MISHIMA, Y., SATOH, T., 2003, "Network reconfiguration for loss minimization and load balancing". In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, v. 4, pp. 2413-2418, Toronto, Canada, Jul.
- OLIVEIRA, E. J., SILVA JUNIOR, I. C., PEREIRA, J. L. R., et al., 2005, "Transmission System Expansion Planning Using a Sigmoid Function to Handle Integer Investment Variables", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 1, n. 1 (Aug), pp. 1616-1621.
- PAPADOPOULOS, M., HATZIARGYRIOU, N. D., PAPADAKIS, M. E., 1987, "Graphics Aided Interactive Analysis of Radial Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 2, n. 4 (Oct), pp. 1297-1302.
- PAPADOPOULOS, M., POLYSOS, P., FACAROS, A., et al., 1983, "Selection of the optimum size and location of capacitor banks on medium voltage networks". In: *7th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, n. 2.
- PEPONIS, G., PAPADOPOULOS, M., 1995, "Reconfiguration of radial distribution networks: application of heuristic methods on large-scale networks". In: *Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 142, n. 6, pp. 631-638, Nov.
- PEPONIS, G. J., PAPADOPOULOS, M. P., HATZIARGYRIOU, N. D., 1996, "Optimal Operation of Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 1 (Feb), pp. 59-67.
- RADHA, B., AH KING, R. T. F., RUGHOPUTH, H. C. S., 2003, "Optimal network reconfiguration of electrical distribution systems". In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology*, v. 1, pp. 66-71, Maribor, Slovenia, Dec.
- RAJU, G. K. V., BIJWE, P. R., 2008, "An Efficient Algorithm for Loss Reconfiguration of Distribution System Based on Sensitivity and Heuristics", *IEEE Trans. Power Systems*, v. 23, n. 3 (Aug), pp. 1280-1287.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J.; DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A.; YUSTA-LOYO, J. M., 1999, "A new model for optimal electricity distribution planning based on fuzzy set techniques". In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2, pp. 1048-1054, Edmonton, Canada, Jul.
- RAMIREZ-ROSADO, I. J., DOMINGUEZ-NAVARRO, J. A., 2006, "New Multiobjective Tabu Search Algorithm for Fuzzy Optimal Planning of Power

- Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 1 (Feb), pp. 224-233.
- RAMOS, E. R., EXPOSITO, A. G., SANTOS, J. R., et al., 2005, “Path-Based Distribution Network Modeling: Application to Reconfiguration for Loss Reduction”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2 (May), pp. 556-564.
- REKLAITIS, G. V., RAVINDRAN, A., RAGSDALL, K. M., 1983, *Engineering Optimization Methods and Applications*. 1 ed. New York, John Wiley & Sons, Inc.
- SALAMA, H. N., CHIKHANI, M. M., 2000, “Classification of Capacitor Allocation Techniques”, *IEEE Trans. Power Delivery*, v. 15, n. 1 (Jan), pp. 387-392.
- SALAZAR, H., GALLEGO, R., ROMERO, R., 2006, “Artificial Neural Networks and Clustering Techniques Applied in the Reconfiguration of Distribution Systems”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, v. 21, n. 3 (Jul), pp. 1735-1742.
- SANTOS, J. R., EXPOSITO, A. G., RAMOS, J. L. M., 2004, “A reduced-size genetic algorithm for optimal capacitor placement on distribution feeders”. In *Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, v. 3.
- SARFI, R. J., SALAMA, M. M. A., CHIKHANI, A. Y., 1994, “A Survey of the State of the Art in Distribution System Reconfiguration for System Loss Reduction”, *Electric Power Systems Research*, v. 31, n. 1, pp. 61-70.
- SARFI, R. J., SALAMA, M. M. A., CHIKHANI, A. Y., 1995, “Practical aspects of performing a distribution system loss reduction study”. In: *Proceedings of the Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, v. 1, pp. 164-167, Montreal, Canada, Sep.
- SCHMIDT, H. P., 2005, *Reconfiguração de Redes de Distribuição Através de Programação Não-Linear Inteira Mista*. Tese de Livre-Docência, Escola Politécnica da Universidade Federal de São Paulo, São Paulo, SP, Brasil.
- SHIRMOHAMMADI, D., HONG, H. W., 1989, “Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Loss Reduction”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2 (Apr), pp. 1492-1498.
- SHIRMOHAMMADI, D., HONG, H. W., SEMLYEN, A., et al., 1988, “A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 2 (May).

- SILVA JUNIOR, I. C., CARNEIRO JUNIOR, S., OLIVEIRA, E. J., et al., 2008a, “A Heuristic Constructive Algorithm for Capacitor Placement on Distribution Systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 4, pp. 1619-1626.
- SILVA JUNIOR, I. C., CARNEIRO JUNIOR, S., OLIVEIRA, E. J., et al., 2008b, “A Lagrangian Multiplier Based Sensitive Index to Determine the Unit Commitment of Thermal Units”, *Electrical Power and Energy Systems*, v. 30, pp. 504-510.
- SONG, H. Y., WANG S. G., JOHNS, T. A., et al., 1997, “Distribution network reconfiguration for loss reduction using fuzzy controlled evolutionary programming”. In: *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, v. 144, n. 4, pp. 345-350, Jul.
- SU, C. T., LEE, C. S., 2003, “Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 3 (Jul), pp. 1022-1027.
- TALESKI, R., RAJICIC, D., 1997, “Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1 (Feb), pp. 398-406.
- TAYLOR, T., LUBKEMAN, D., 1989, “Applications of Knowledge-Based Programming to Power Engineering Problems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 4, n. 1 (Feb), pp. 345-352.
- VENKATESH, B., RANJAN, R., GOOI, H. B., 2004, “Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1 (Feb), pp. 260-266.
- VENKATESH, B., RANJAN, R., 2006, “Fuzzy EP algorithm and dynamic data structure for optimal capacitor allocation in radial distribution systems”. In: *Proceedings of the IEE Generation, Transmission and Distribution*, v. 153, n. 1, pp. 80-88, Jan.
- WRIGHT, J. S., 1997, “Primal-Dual Interior Point Methods”, *Society for Industrial and Applied Mathematics – SIAM*, pp. 21-45.
- YANG, L., GUO, Z., 2008, “Comprehensive optimization for energy loss reduction in distribution networks”. In: *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp. 1-8.

- YOUNG, J. J., KIM, J. C., KIM, J. Q., et al., 2002, "An Efficient Simulated Annealing Algorithm for Network Reconfiguration in Large-Scale Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 17, n. 4 (Jul), pp. 1070-1078.
- ZENG RONG, PAN XIYUAN, HE JINLIANG, et al., 2002, "Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution system". In: *Proceedings of the IEEE Region 10 Conference on Computers, Communications, Control and Power Engineering (TENCON '02)*, v. 3, pp. 1945-1949, Beijing, China, Oct.
- ZHANG DONG, FU ZHENGCAI, DU, Y., et al., 2006, "Capacitor switching and network reconfiguration for loss reduction in distribution system". In: *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 6 pp., Montreal, Canada, Jun.
- ZHANG DONG, FU ZHENGCAI, ZHANG LIUCHUN, 2007, "An Improved TS Algorithm for Loss-Minimum Reconfiguration in Large-Scale Distribution Systems", *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 5-6 (Apr), pp. 685-694.
- ZHANG, D., FU, Z., ZHANG, L., 2008, "Joint Optimization for Power Loss Reduction in Distribution Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1 (Feb), pp. 161-169.
- ZHU, J. Z., 2002, "Optimal Reconfiguration of Electrical Distribution Network Using the Refined Genetic Algorithm", *Electric Power Systems Research*, v. 62, pp. 37-42.

Apêndice A

Método para Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição

A.1 Introdução

Este apêndice descreve os principais aspectos do método de SILVA JUNIOR *et al.* (2008a), utilizado como base para o desenvolvimento do algoritmo utilizado nesta tese para a alocação ótima de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE).

A.2 Formulação do Problema de Alocação Ótima de Capacitores

O problema de FPO para alocação ótima de capacitores em redes de distribuição com o objetivo de reduzir as perdas de energia com o mínimo investimento pode ser formulado como:

$$\begin{aligned} \text{Min } FOB = & \sum_{u=1}^{NT} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} (ce_u \cdot T_u \cdot L_{km,u}) \right] \right] + \\ & \sum_{k=1}^{NB} \left[cb \cdot Qc_k \cdot \left[\sum_{i=1}^{NCB} CH_{i,k}(x_{i,k}) \right] + cf \cdot \left[\sum_{i=1}^{NCB} CH_{i,k}(x_{i,k}) \right] \right] \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

s.a.

$$Pg_{k,u} - Pl_{k,u} + \sum_{m \in \Omega k} P_{km,u} = 0 \quad (\text{A.2})$$

$$Qg_{k,u} + \left[Qc_k \cdot \sum_{i=1}^{NCB} CH_{i,k}(x_{i,k}) \right] - Ql_{k,u} + \sum_{m \in \Omega k} Q_{km,u} = 0 \quad (\lambda q_{k,u}) \quad (\text{A.3})$$

$$L_{km,u} = g_{km} \cdot \left[V_{k,u}^2 + V_{m,u}^2 - 2 \cdot V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot \cos(\theta_{km,u}) \right] \quad (\text{A.4})$$

$$0 \leq x_{i,k} \leq 20 \quad (\text{A.5})$$

$$\bar{Z}^{\min} \leq \bar{Z}_u \leq \bar{Z}^{\max} \quad (\text{A.6})$$

Em que:

FOB	Representa a função objetivo do FPO;
u	Representa um nível de carregamento;
NT	Representa o número de níveis de carregamento considerados;
NB	Representa o número de barras candidatas à alocação de capacitores;
ce_u	Representa o custo associado às perdas de energia (US\$/kWh) para o nível de carregamento u ;
T_u	Representa o intervalo de tempo (h) que o SDE opera com o nível de carregamento u ;
$L_{km,u}$	Representa a perda de potência ativa na linha $k-m$ no nível de carregamento u ;
cb	Representa o custo de compensação de potência reativa (US\$/kVAr);
cf	Representa o custo fixo de investimento em bancos de capacitores (US\$);
$Pg_{k,u}$	Representa a geração de potência ativa na barra k no nível de carregamento u ;
$Pl_{k,u}$	Representa a carga ativa na barra k no nível de carregamento u ;
Ωk	Representa o conjunto de barras ligadas à barra k ;
$P_{km,u}$	Representa o fluxo de potência ativa na linha $k-m$ no nível de carregamento u ;
$Qg_{k,u}$	Representa a geração de potência reativa na barra k no nível de carregamento u ;
$Ql_{k,u}$	Representa a carga reativa na barra k no nível de carregamento u ;
$Q_{km,u}$	Representa o fluxo de potência reativa na linha $k-m$ no nível de carregamento u ;
$\lambda q_{k,u}$	Representa o multiplicador de Lagrange associado à equação de balanço de potência reativa (A.3) no nível de carregamento u ;
g_{km}	Representa a condutância da linha $k-m$;
$V_{k,u}$	Representa o módulo da tensão da barra k no nível de carregamento u ;
$\theta_{km,u}$	Representa a defasagem angular entre as barras k e m no nível de carregamento u ;
\bar{Z}_u	Representa o vetor das demais variáveis do FPO para o nível de carregamento u ;
$\bar{Z}^{\min}, \bar{Z}^{\max}$	Representam os limites mínimo e máximo das variáveis \bar{Z}_u , respectivamente.

A função objetivo do FPO (A.1) é composta de três parcelas, sendo a parcela

$$\sum_{u=1}^{NT} \left[\sum_{k=1}^{NB} \left[\sum_{m \in \Omega k} (ce_u \cdot T_u \cdot L_{km,u}) \right] \right]$$

no sistema, e as parcelas $\sum_{k=1}^{NB} \left[cb \cdot Qc_k \cdot \left[\sum_{i=1}^{NCB} CH_{i,k}(x_{i,k}) \right] \right]$ e $\sum_{k=1}^{NB} \left[cf \cdot \left[\sum_{i=1}^{NCB} CH_{i,k}(x_{i,k}) \right] \right]$

associadas ao mínimo investimento em bancos de capacitores. Tem-se, portanto, um problema de otimização multi-objetivo.

As Equações (A.2) e (A.3) estabelecem o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente, nas barras do SDE. O cálculo da perda de potência ativa na linha $k-m$ é realizado conforme Equação (A.4). A Equação (A.5) define os limites da variável associada às chaves ($x_{i,k}$), enquanto que a Equação (A.6) é referente aos limites físicos e/ou operacionais das demais variáveis ($\overline{Z_u}$). Este problema é solucionado via Método Primal-Dual de Pontos Interiores (MPI) (GRANVILLE, 1994, KARMAKAR, 1991).

Como esta modelagem considera a instalação de bancos fixos de capacitores, os valores de posição das chaves ($CH_{i,k}$) independem do nível de carregamento u , ou seja, os estados destes dispositivos devem ser determinados de forma única para todos os patamares de carga.

Após a resolução do FPO formulado em (A.1)-(A.6), as variáveis $CH_{i,k}$ encontram-se no intervalo contínuo $[0,1]$. Porém, na prática, os estados das chaves são discretos, ou seja, ligado ($CH_{i,k} = 1$) ou desligado ($CH_{i,k} = 0$). Logo, a obtenção de uma solução prática para o problema de chaveamento requer uma etapa adicional.

A.3 Algoritmo Para Alocação Ótima de Capacitores

O algoritmo proposto por SILVA JUNIOR *et al.* (2008a) para alocação ótima de capacitores em SDE, denominado AHC (Algoritmo Heurístico Construtivo), é mostrado na Figura A.1.

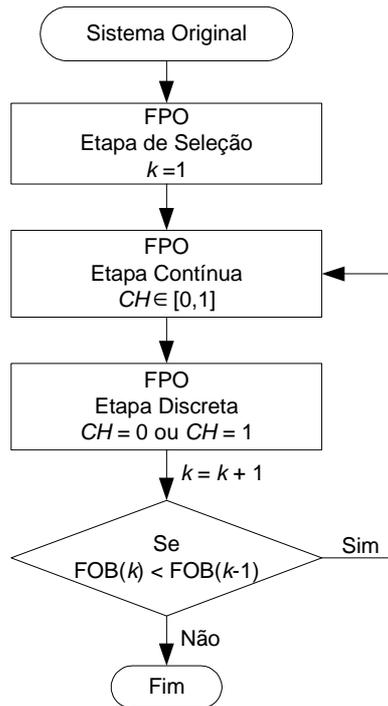


Figura A.1- Fluxograma do AHC.

A etapa de seleção consiste na definição de um grupo de barras candidatas à alocação de potência reativa, pela instalação de capacitores. Para tanto se simula o FPO formulado em (A.1)-(A.6), considerando o sistema original, e se utiliza um índice de sensibilidade de sensibilidade (BS_k), calculado como:

$$BS_k = \lambda q_k \cdot \frac{Ql_k}{V_k} \quad (\text{A.7})$$

A grandeza Ql_k é obtida dos dados de carregamento da barra k , e as variáveis V_k e λq_k são obtidas diretamente da solução do FPO. Os pontos críticos do sistema sob o ponto de vista do colapso de tensão correspondem às barras em que a tensão encontra-se muito abaixo dos respectivos valores nominais, e que a demanda de potência reativa é elevada. Portanto, o grupo de barras candidatas à alocação de capacitores inclui um determinado número de barras que apresentam os maiores valores de BS_k . O índice BS_k expressa o custo associado a um acréscimo na tensão da barra k , sendo sua unidade igual a US\$/Volt.

Após a definição do conjunto de barras candidatas à alocação de capacitores, a etapa contínua é executada para determinação dos valores de posição das chaves

$(CH_{i,k})$ dentro do intervalo contínuo $[0,1]$, sendo k uma barra pertencente ao conjunto. Nesta etapa, o FPO (A.1)-(A.6) é novamente executado para o cálculo de outro índice de sensibilidade $(SC_{i,k})$, utilizado para definição dos estados das chaves. Este índice é dado por:

$$SC_{i,k} = \lambda q_k \cdot CH_{i,k} \quad (\text{A.8})$$

Os valores de $CH_{i,k}$ e λq_k são obtidos diretamente da solução do FPO. Após a execução desta etapa contínua, fecha-se a chave que apresenta o maior índice $SC_{i,k}$. Destaca-se que cada chave está associada a um banco de capacitores e que podem existir mais de um banco por barra.

Após o cálculo do índice $SC_{i,k}$ e a definição dos estados das chaves, a etapa discreta calcula as perdas no sistema, através da resolução do FPO (A.1)-(A.6). Nesta etapa, os valores de posição $CH_{i,k}$ são constantes. Para as chaves fechadas $CH_{i,k} = 1$, enquanto que as chaves abertas apresentam $CH_{i,k} = 0$.

Após a etapa discreta, caso o último chaveamento tenha conduzido a uma redução do custo total de perdas e investimento, as etapas contínua e discreta são novamente processadas para avaliação de novas alocações. Neste caso, $FOB(k) < FOB(k-1)$. Por outro lado, se $FOB(k) \geq FOB(k-1)$, o investimento associado à última operação de chaveamento não conduziu à redução do custo total. Portanto, esta operação não é efetuada, e o algoritmo é finalizado.

Apêndice B

Dados Complementares dos Sistemas Utilizados

B.1 Introdução

Este apêndice apresenta dados complementares associados aos sistemas de 33 barras e 94 barras, utilizados para avaliação da metodologia proposta nesta tese para reconfiguração e alocação de capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDE).

Os dados dos sistemas de 33 barras e 94 barras podem ser encontrados em (BARAN e WU, 1989a) e (CHIOU *et al.*, 2005), respectivamente. No entanto, estas referências não apresentam dados de capacidade de carregamento dos trechos destes sistemas.

Tendo em vista que esta tese propõe análises envolvendo violação de capacidade de fluxo de potência em linhas dos sistemas citados, os dados de carregamento máximo das linhas destes sistemas tornaram-se necessários.

Para viabilizar estas análises, propôs-se a definição das capacidades de cada trecho, baseando-se nos respectivos valores de fluxo de potência ativa, calculados a partir da solução do algoritmo de reconfiguração proposto (ARSD). Estes valores serão apresentados a seguir.

B.2 Fluxos de Potência no Sistema de 33 Barras

A Tabela B.1 apresenta os dados de fluxo de potência ativa nas linhas do sistema de 33 barras, obtidos na solução do ARSD considerando-se um único patamar de carga.

Tabela B.1 - Fluxos de potência, sistema de 33 barras.

Linha	De	Para	Fluxo (kW)	Linha	De	Para	Fluxo (kW)
S ₁	33	1	3.854,6	S ₂₀	19	20	1.132,8
S ₂	1	2	2.409,5	S ₂₁	20	21	438,9
S ₃	2	3	1.353,2	S ₂₂	2	22	939,5
S ₄	3	4	1.225,7	S ₂₃	22	23	846,4
S ₅	4	5	1.159,0	S ₂₄	23	24	421,3
S ₆	5	6	200,1	S ₂₅	5	25	885,8
S ₇	6	7	0	S ₂₆	25	26	823,5
S ₈	7	8	394,1	S ₂₇	26	27	760,7
S ₉	8	9	0	S ₂₈	27	28	691,1
S ₁₀	9	10	60,0	S ₂₉	28	29	564,5
S ₁₁	10	11	105,0	S ₃₀	29	30	361,2
S ₁₂	11	12	180,5	S ₃₁	30	31	210,1
S ₁₃	12	13	120,1	S ₃₂	31	32	0
S ₁₄	13	14	0	S ₃₃	7	20	599,7
S ₁₅	14	15	271,1	S ₃₄	8	14	332,8
S ₁₆	15	16	210,6	S ₃₅	11	21	347,7
S ₁₇	16	17	150,2	S ₃₆	17	32	60,0
S ₁₈	1	18	1.333,1	S ₃₇	24	28	0
S ₁₉	18	19	1.240,9				

B.3 Fluxos de Potência no Sistema de 94 Barras

Os fluxos de potência ativa nas linhas do sistema de 94 barras, em cada um dos quatro patamares de carga (N1, N2, N3, N4) considerados na análise deste sistema, são apresentados na Tabela B.2.

Tabela B.2 - Fluxos de potência, sistema de 94 barras.

Linha	De	Para	Fluxo N1 (kW)	Fluxo N2 (kW)	Fluxo N3 (kW)	Fluxo N4 (kW)
S ₁	S/S 1	1	1.207,8	1.877,3	2.126,9	1.612,0
S ₂	1	2	1.204,7	1.869,6	2.116,9	1.606,3
S ₃	2	3	1.151,3	1.781,3	2.011,1	1.530,2
S ₄	3	4	997,8	1.532,7	1.715,0	1.313,9
S ₅	4	5	821,8	1.250,2	1.379,3	1.067,0
S ₆	5	6	550,1	880,4	1.045,5	770,3
S ₇	6	7	0	0	0	0
S ₈	7	8	150,0	240,1	285,1	210,1
S ₉	7	9	150,1	240,2	285,3	210,1
S ₁₀	7	10	150,0	240,1	285,1	210,1
S ₁₁	S/S 1	11	1.521,6	2.378,4	2.722,1	2.051,0
S ₁₂	11	12	1.519,5	2.373,2	2.715,3	2.047,2
S ₁₃	12	13	400,1	640,1	760,2	560,1
S ₁₄	12	14	350,1	560,3	665,4	490,2
S ₁₅	S/S 1	15	2.115,2	3.267,4	3.670,4	2.799,2
S ₁₆	15	16	2.108,9	3.252,4	3.651,6	2.788,3
S ₁₇	16	17	1.956,0	3.005,5	3.358,0	2.573,3
S ₁₈	17	18	1.703,5	2.599,5	2.875,5	2.218,9
S ₁₉	18	19	1.347,6	2.025,7	2.193,7	1.719,0
S ₂₀	19	20	746,7	1.063,5	1.051,0	877,4
S ₂₁	20	21	275,2	440,6	523,3	385,4
S ₂₂	21	22	25,0	40,0	47,5	35,0
S ₂₃	21	23	50,0	80,0	95,0	70,0
S ₂₄	23	24	25,0	40,0	47,5	35,0
S ₂₅	S/S 1	25	1.176,7	1.889,3	2.247,6	1.651,2
S ₂₆	25	26	1.150,8	1.847,0	2.196,7	1.614,4
S ₂₇	26	27	1.099,2	1.762,8	2.095,8	1.541,2
S ₂₈	27	28	1.045,7	1.673,7	1.987,9	1.464,3
S ₂₉	28	29	145,0	232,1	275,6	203,1
S ₃₀	S/S 1	30	1.105,3	1.773,8	2.109,6	1.550,5

S ₃₁	30	31	1.102,2	1.765,6	2.098,0	1.544,3
S ₃₂	31	32	200,1	320,2	380,2	280,1
S ₃₃	32	33	100,0	160,0	190,0	140,0
S ₃₄	33	34	0	0	0	0
S ₃₅	34	35	220,2	352,6	418,9	308,5
S ₃₆	35	36	170,2	272,5	323,8	238,4
S ₃₇	36	37	120,0	192,1	228,1	168,1
S ₃₈	37	38	110,0	176,1	209,1	154,1
S ₃₉	38	39	0	0	0	0
S ₄₀	39	40	35,0	56,0	66,5	49,0
S ₄₁	38	41	100,0	160,1	190,1	140,1
S ₄₂	41	42	0	0	0	0
S ₄₃	S/S 1	43	1.140,3	1.829,8	2.176,0	1.599,5
S ₄₄	43	44	1.139,5	1.827,7	2.173,1	1.597,9
S ₄₅	44	45	1.123,9	1.802,1	2.142,3	1.575,7
S ₄₆	45	46	721,8	1.156,7	1.374,7	1.011,6
S ₄₇	S/S 2	47	2.518,9	3.000,6	1.881,6	2.199,6
S ₄₈	47	48	2.500,8	2.974,8	1.871,5	2.185,8
S ₄₉	48	49	2.496,0	2.967,8	1.868,8	2.182,1
S ₅₀	49	50	2.491,1	2.960,8	1.866,1	2.178,4
S ₅₁	50	51	2.328,2	2.766,7	1.744,5	2.036,2
S ₅₂	51	52	1.683,1	1.999,4	1.261,7	1.472,3
S ₅₃	52	53	1.281,8	1.522,5	961,0	1.121,3
S ₅₄	53	54	400,1	475,1	300,1	350,1
S ₅₅	54	55	0	0	0	0
S ₅₆	S/S 2	56	1.365,9	1.906,7	1.794,8	1.545,7
S ₅₇	56	57	1.360,8	1.896,6	1.785,7	1.539,1
S ₅₈	57	58	1.324,7	1.844,2	1.746,2	1.502,4
S ₅₉	58	59	843,6	1.272,0	1.384,2	1.080,9
S ₆₀	59	60	843,2	1.271,1	1.383,2	1.080,3
S ₆₁	60	61	176,0	209,1	132,0	154,0
S ₆₂	61	62	160,0	190,0	120,0	140,0

S ₆₃	62	63	0	0	0	0
S ₆₄	63	64	240,0	285,0	180,0	210,0
S ₆₅	S/S 2	65	1.993,6	2.375,6	1.488,5	1.740,5
S ₆₆	65	66	1.991,1	2.372,1	1.487,2	1.738,6
S ₆₇	66	67	1.942,5	2.312,2	1.452,4	1.697,1
S ₆₈	67	68	1.936,6	2.303,7	1.449,2	1.692,6
S ₆₉	68	69	1.605,9	1.908,5	1.203,3	1.404,5
S ₇₀	69	70	1.604,3	1.906,2	1.202,4	1.403,3
S ₇₁	70	71	1.601,9	1.902,7	1.201,0	1.401,4
S ₇₂	71	72	0	0	0	0
S ₇₃	S/S 2	73	1.207,4	1.435,5	904,1	1.055,7
S ₇₄	73	74	1.201,6	1.427,3	900,9	1.051,2
S ₇₅	74	75	1.201,0	1.426,5	900,6	1.050,8
S ₇₆	75	76	240,0	285,0	180,0	210,0
S ₇₇	S/S 2	77	2.593,7	3.088,1	1.938,7	2.265,6
S ₇₈	77	78	2.574,0	3.060,0	1.927,8	2.250,6
S ₇₉	78	79	2.243,8	2.665,5	1.682,1	1.962,9
S ₈₀	79	80	641,0	761,4	480,5	560,8
S ₈₁	80	81	480,4	570,5	360,2	420,3
S ₈₂	81	82	80,0	95,0	60,0	70,0
S ₈₃	82	83	0	0	0	0
S ₈₄	5	55	160,0	190,0	120,0	140,0
S ₈₅	7	60	650,9	1.042,2	1.238,2	911,7
S ₈₆	11	43	0	0	0	0
S ₈₇	12	72	160,1	190,2	120,1	140,1
S ₈₈	13	76	0	0	0	0
S ₈₉	14	18	0	0	0	0
S ₉₀	16	26	0	0	0	0
S ₉₁	20	83	320,1	380,2	240,1	280,1
S ₉₂	28	32	0	0	0	0
S ₉₃	29	39	45,0	72,0	85,5	63,0
S ₉₄	34	46	620,4	992,9	1.179,3	868,7

S ₉₅	40	42	25,0	40,0	47,5	35,0
S ₉₆	53	64	480,1	570,2	360,1	420,1