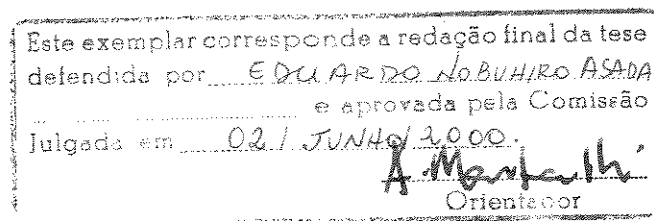




Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica



Estudos Sobre Alterações Topológicas para Alívio de Sobrecargas em Sistemas de Energia Elétrica

Autor: Eduardo Nobuhiro Asada
Orientador: Prof. Dr. Alcir José Monticelli

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Alcir José Monticelli (Presidente)	FEEC/UNICAMP
Prof ^a . Dr ^a . Jacqueline Gisèle Rolim	DEE/UFSC
Prof. Dr. Fujio Sato	FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Ariovaldo Verandio Garcia	FEEC/UNICAMP

Campinas, 21 de junho de 2000

UNICAMP

BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE



120013535

UNIDADE U. U.
 N.º CHAMADA: T/Unicamp
As 11e
 V. Ex.
 TOMBO BC/ 42274
 PROC. 16-278100
 C ☐ D ☒
 PREÇO R\$ 11,00
 DATA 22/09/00
 N.º CPD

CM-00144214-5

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
 BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

As11e

Asada, Eduardo Nobuhiro

Estudos sobre alterações topológicas para alívio de sobrecargas em sistemas de energia elétrica / Eduardo Nobuhiro Asada.--Campinas, SP: [s.n.], 2000.

Orientador: Alcir José Monticelli.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Topologia de redes elétricas. 3. Redes elétricas. I. Monticelli, Alcir José. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

À minha Família.

AGRADECIMENTOS

A elaboração deste trabalho contou com o apoio de vários profissionais, colegas e entidade de fomento à pesquisa. Gostaria de citar o apoio dos professores e amigos do Departamento de Sistemas de Energia Elétrica e agradecer:

Ao professor Alcir José Monticelli pela valiosa orientação e parceria nos projetos de pesquisa.

Aos professores Ariovaldo Verandio Garcia e Fujio Sato pelas discussões sobre os sistemas sul-sudeste brasileiro, suas particularidades e sobretudo pelo companherismo.

Aos professores André Morelato França, Carlos Alberto Murari e Carlos Castro pela atenção e disponibilidade dispensada desde a época da graduação.

Aos colegas do DSEE, em especial: Sérgio Haffner, Sérgio Oliveira, Walmir Freitas e Regina Kawakami, e a todos que colaboraram de forma direta e indireta para enriquecer o trabalho.

Ao Prof. Dr. Antônio César Baleeiro Alves pela amizade e parceria em vários trabalhos.

À analista de sistemas Miriam von Zuben e às secretárias Edna Servidone e Alaíde Ramos, sempre competentes em suas funções.

À FAPESP pelo apoio financeiro.

Aos meus amigos.

Aos meus pais pelo irrestrito apoio.

Resumo

Este trabalho apresenta estudos do uso de chaveamento de linhas de transmissão e de modificação da topologia de subestações como forma de controle de fluxo de potência ativa em situações de sobrecarga de linhas de transmissão ou transformadores. Objetiva-se, através do uso de métodos de resolução de sistemas esparsos, a busca de topologias que em situações de emergência possam ser implementadas em tempo real.

O estudo proposto apresenta um modelo mais completo para resolução do fluxo de potência, onde chaves e disjuntores são representados explicitamente. Os elementos de chaveamento são introduzidos aos principais métodos de compensação para resolução repetida de sistemas lineares algébricos. São apresentadas também as suas principais formas de aplicação além do controle de sobrecargas. Vários testes são conduzidos e discutidos para sistemas do IEEE e partes do sistema elétrico brasileiro.

Abstract

Studies about the use of switching procedures for active power flow control of transmission lines and transformers in overload situation are presented in this work. The main objective is the application of changes in system topology in real-time mode using sparse fast linear system solvers to determine the topology configuration that eliminates overload.

The proposed study presents an accurate model for solving the power flow problem, which switches and circuit breakers are explicitly modeled. The switching devices are introduced to the model of compensation method for repeated solving of algebraic linear systems. Other applications for topology modification are also presented. Test cases based on IEEE systems and part of Brazilian system are presented and discussed.

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Histórico	2
1.2	Chaveamento como forma de ação corretiva	4
1.2.1	Análise de segurança	5
1.2.2	Análise de contingências	7
1.2.3	Chaveamento de circuitos	7
2	Chaveamento como Ação de Controle	9
2.1	Introdução	9
2.2	Principais efeitos dos chaveamentos	11
2.2.1	Sistema exemplo de 3 barras	12
2.3	Modelagem das ações de chaveamentos	13
2.3.1	Modelo dos dispositivos de chaveamento	17
2.3.2	Representação de disjuntores no fluxo de potência	20
2.3.3	Fluxo de Potência AC	24
2.4	Determinação de configurações de chaveamento	27
3	Arranjos de Barras	29
3.1	Introdução	29
4	Métodos de Compensação para Solução do Problema de Chaveamento	41
4.1	Introdução	41
4.2	Alterações em matrizes do tipo admitância Y	42
4.3	Teorema da Compensação	43
4.4	Métodos de compensação aplicados a análise de alterações de rede	44
4.4.1	Modificação baseada em ramos	45
4.4.2	Modificação baseada em nós	46
4.4.3	Estratégias de compensação	47
4.4.4	Fases de preparação e de solução	48
4.4.5	Algoritmo compensação intermediária	48
4.4.6	Algoritmo pós-compensação	49
4.4.7	Refatoração parcial	50
4.4.8	Alterações para ramos com chaves	50
5	Seleção de Chaveamentos	57
5.1	Introdução	57

5.2	Geração de configurações	57
5.2.1	Elaboração do conjunto teste	59
5.3	Seleção dos candidatos	59
5.4	Análise DC	60
5.4.1	Alterações do sistema baseadas na retirada de linhas ou transformadores .	62
5.4.2	Alterações de topologia baseadas em chaves	63
5.4.3	Alívio de múltiplas sobrecargas	65
6	Testes e Resultados	67
6.1	Introdução	67
6.2	Teste com sistema de 6 barras	67
6.2.1	Contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5%	67
6.3	Testes com sistema IEEE-30	71
6.3.1	Teste 1 - Aumento de carga de 20% e sobrecarga na linha 76-80	71
6.3.2	Teste 2 - Sobrecargas provocadas por contingências	74
6.3.3	Perfis de tensão para ações com sistema IEEE-30	74
6.4	Testes com sistema CPFLFC-216	77
6.4.1	Teste 1 - contingência do autotransformador Campinas(FCE)-Tanquinho e aumento de carga de 10%	78
6.4.2	Teste 2 - contingência do autotransformador Campinas (FURNAS)-Tanquinho (CPFL) com aumento de carga de 30%	78
6.4.3	Demonstração de alteração de perfil de tensão para o sistema CPFLFC-216	80
6.5	Utilização do fluxo de potência ótimo aliada à análise de chaveamentos	82
6.6	Análise dos resultados	84
6.7	Ambiente de programação	85
7	Conclusão	87
7.1	Sugestões para trabalhos futuros	88
	Referências Bibliográficas	91
A	Lema de Inversão de Matrizes	95
B	Solução de Sistemas Indefinidos	99
B.1	Pivoteamentos mistos 1×1 e 2×2	102
B.1.1	Estratégia de fatoração	103
C	Técnicas de Vetores Esparsos	105
C.1	Introdução	105
C.2	Caminho de fatoração	105
C.3	Refatoração parcial de matrizes	107
D	Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança	111
D.1	Inclusão das restrições de contingência no PL	118
E	Dados dos Sistemas Testados	123
E.1	Dados de barras e linhas do sistema de 6 barras	123

E.1.1	Ações utilizadas no teste do sistema de 6 barras	125
E.2	Dados de barras e linhas do sistema IEEE-30	126
E.2.1	Ações utilizadas no sistema IEEE-30	128
E.3	Dados do sistema CPFLFC-216	130
E.3.1	Ampacidade das linhas do sistema CPFLFC-216	130

Lista de Tabelas

2.1	Característica do sistema de 3 barras - linhas	13
2.2	Característica do sistema de 3 barras - barras	13
3.1	Subestações com o arranjo típico de barras Nº 4	31
3.2	Subestações com o arranjo típico de barras Nº 5	33
6.1	Sobrecarga devido a contingência do ramo 30-39 (sistema 6 barras)	69
6.2	Eliminação de sobrecarga - Análise DC para contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% (sistema 6 barras)	69
6.3	Resultado da análise AC para eliminação da sobrecarga na linha 76-80 (sistema 6 barras)	69
6.4	Configurações que não alteram o estado para contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% (sistema 6 barras)	70
6.5	Eliminação de sobrecarga e aumento do fluxo em outras linhas (caso contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% - sistema 6 barras)	70
6.6	Configurações que provocam aumento de sobrecargas no sistema (caso contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% - sistema 6 barras)	70
6.7	Sobrecarga na linha 76-80 (caso - aumento de carga de 20% e sobrecarga na linha 76-80 para o sistema de IEEE-30)	71
6.8	Resultado da análise DC para sobrecarga na linha 76-80 (sistema IEEE-30) . . .	71
6.9	Ações que não alteram o estado, sistema sobrecarregado (sistema IEEE-30) . . .	72
6.10	Resultado da análise AC para sobrecarga na linha 76-80 (sistema IEEE-30) . . .	72
6.11	Eliminação de sobrecarga e aumento de fluxo em outras linhas (sistema IEEE-30)	74
6.12	Capacidade de diminuição de fluxos para $t = t_1$ (sistema IEEE-30)	75
6.13	Sobrecargas provocadas por contingências (sistema IEEE-30)	76
6.14	Ações sugeridas para alívio de sobrecargas provocadas por contingências (sistema IEEE-30)	76
6.15	Sobrecarga no autotransformador Campinas-Tanquinho (sistema CPFLFC-216) .	78
6.16	Configurações que eliminam sobrecargas (sistema CPFLFC-216)	78
6.17	Sobrecarga no autotransformador Campinas-Tanquinho (sistema CPFLFC-216) .	80
6.18	Configurações que eliminam a sobrecarga (sistema CPFLFC-216)	80
6.19	Descrição dos disjuntores do sistema CPFLFC-216	80
6.20	Redespacho de geração com restrição de contingência sem a ação de chaveamento para o sistema de 6 barras.	82
6.21	Dados dos geradores do sistema IEEE-30	83

6.22	Resultado do fluxo de potência ótimo sem restrições de segurança para o sistema IEEE-30	83
6.23	Sobrecarga devido a contingência das linhas 61-16 e 75-23 (sistema IEEE-30) . .	83
6.24	Resultado do fluxo de potência ótimo com restrições de segurança para o sistema IEEE-30	84
C.1	Resumo da utilização das operações <i>forward</i> , <i>backward</i> , <i>fast-forward</i> e <i>fast-backward</i>	106
E.1	Dados de barra para o sistema 6 barras	123
E.2	Dados de linhas do sistema de 6 barras	124
E.3	Ações adotadas para testes com o sistema de 6 barras (A - Abertura, F - Fechamento)	125
E.4	Dados de barra para o sistema IEEE-30	126
E.5	Dados de linhas do sistema IEEE-30	127
E.6	Ações utilizadas para testes com o sistema IEEE-30 (A - Abertura, F - Fechamento)	128
E.7	SE CARIOBA 138/68 kV	130
E.8	SE COLONIAL 138 kV	130
E.9	SE NOVA APARECIDA 138 kV	130
E.10	SE PAINEIRAS 138 kV	131
E.11	SE PIRACICABA 138/69 kV	131
E.12	SE SALTINHO 138 kV	131
E.13	SE TANQUINHO 138/69 kV	131
E.14	SE TREVO 138/69 kV	132
E.15	SE VALINHOS 138 kV	132
E.16	SE SOUZAS 69/34,5 kV	132
E.17	RAMAIS 138 kV	132

Lista de Figuras

1.1	Principais funções de um centro de controle de energia elétrica	5
2.1	Fluxo de corrente sobre o ramo k-m que será chaveado	11
2.2	Variação das correntes na vizinhança do ramo chaveado.	11
2.3	Efeito do chaveamento sem a alteração da topologia (compensação).	12
2.4	Circuito exemplo de 3 barras com as demandas necessárias (base de 100 MVA). . .	13
2.5	Sobrecarga na linha 1-3 do sistema de três barras	14
2.6	Atendimento da demanda e alívio da sobrecarga.	14
2.7	Tipos de arranjos de barras	16
2.8	Modelo de subestação considerando elementos de chaveamento. CB representa disjuntores, S representa chaves, LT representa linhas de transmissão, SC representa condensadores síncronos e C banco de capacitores	18
2.9	Representação equivalente de um disjuntor fechado	19
2.10	Rede de cinco barras com disjuntor fechado entre os nós 4 e 5.	22
2.11	Sistema de 3 barras com chaves 1-3 e 2-3 fechadas	23
2.12	Sistema de 3 barras com chave 2-3 aberta	24
3.1	Arranjo típico de barras Nº 1	29
3.2	Arranjo típico de barras Nº 2	30
3.3	Arranjo típico de barras Nº 3	30
3.4	Arranjo típico de barras Nº 4	32
3.5	Arranjo típico de barras Nº 5	32
3.6	Arranjo típico de barras Nº 6	33
3.7	Modelo elétrico com disjuntores	33
3.8	Sistema de IEEE de 6 barras com todos os disjuntores	35
3.9	Configurações da subestação 1	36
3.10	Configurações da subestação 2	37
3.11	Configurações da subestação 3	38
3.12	Configurações das subestações 4 e 5	39
4.1	Matriz de alteração $\Delta \mathbf{Y}$	42
4.2	Teorema da Compensação	44
4.3	Modificação baseada em ramos	46
4.4	Modificação baseada em nós	46
4.5	Estrutura da matriz $\mathbf{Y}$	51
4.6	Matrizes $\Delta \mathbf{Y}$ de (a)fechamento e (b)abertura de chaves/disjuntores	51
4.7	Decomposição da matriz $\Delta \mathbf{Y}$ (a)fechamento e (b)abertura de chaves/disjuntores	52

4.8	Sistema exemplo de três barras	53
5.1	Linhas de transmissão com derivação	58
5.2	Fluxograma simplificado para análise de chaveamentos	61
5.3	Decomposição da matriz ΔY (a)fechamento e (b)abertura de chaves/disjuntores	64
6.1	Sistema de 6 barras	68
6.2	Sistema teste IEEE-30	73
6.3	Perfis de tensão do sistema IEEE-30	77
6.4	Trecho do sistema CPFL/Campinas com 216 barras	79
6.5	Perfis de tensão do sistema CPFLFC-216	81
C.1	Rede exemplo de 9 barras	107
C.2	Estrutura matricial da rede exemplo	107
C.3	Matriz L após a ordenação e fatoração	108
C.4	Exemplo de <i>fast-forward</i>	108
D.1	Diagrama do FPO através de PL	113
D.2	Função custo não linear	114
D.3	Função custo linearizada	115
D.4	Fluxograma do PL especializado de Stott	119
D.5	Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança	121
D.6	Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança e análise de chaveamentos	122

Capítulo 1

Introdução

A operação de redes de energia elétrica depende de diversos aplicativos computacionais. Vários aplicativos são constituídos de programas que analisam dados que descrevem o estado do sistema e verificam o nível de segurança em que se encontra. A manutenção do estado normal de operação em diversas situações de carregamento ou de contingências necessita de constante monitoração e em muitas ocasiões da implementação de ações corretivas (seja para a manutenção de níveis adequados de tensão nas barras ou do nível de fluxo de potência ou corrente em linhas e transformadores). As ações que geralmente são propostas através de modelos matemáticos baseados na obtenção de um ponto ótimo de operação, indicam como alternativas para tais casos o redespacho de potência ativa de geradores, a alteração de transmissão de fluxo em elos de corrente contínua, mudança em taps de transformadores e cortes de cargas. Na prática, em situações de emergência onde ocorrem sobrecargas, o operador realiza manobras pré-estabelecidas, por exemplo, aplicando chaveamentos de circuitos, com o objetivo de reconduzir o sistema ao estado normal de operação.

A análise de alteração de topologia do sistema de energia elétrica sempre foi considerada do ponto de vista de planejamento de expansão ou na análise de segurança como contingências de componentes. Do ponto de vista de operação, os efeitos que essas alterações introduzem, podem produzir alterações dos níveis de tensão nas barras e do fluxo de potência em linhas de transmissão. Aqui, entende-se como alteração de topologia, o religamento ou desligamento de circuitos envolvendo linhas de transmissão, transformadores ou seções de barramentos. Em determinadas situações, a retirada de linhas não provoca o enfraquecimento da rede. A sua implementação pode ser realizada tanto para controle ou em situações em que se deseja apenas o alívio de sobrecarga em uma linha específica.

O chaveamento de linhas ou componentes pode ser considerado como uma forma de remanejamento de fluxos em uma determinada região da rede. Entretanto, essas alterações introduzem efeitos não-lineares e dada a sua natureza discreta, o controle não pode ser realizado de forma suave. Existem várias abordagens que modelam o problema do chaveamento de maneiras diferentes. Muitos deles buscam a solução através de métodos de otimização não-linear que utilizam variáveis inteiras. Outros, buscam uma abordagem visando a sua utilização em aplicativos de

controle em tempo real.

O objetivo deste trabalho é o estudo de implementação da análise de chaveamentos para alívio de sobrecargas como parte das funções de análise de rede de energia elétrica, com o objetivo de uso em tempo real. Objetiva-se através de testes com vários sistemas em diversas situações, a verificação dos efeitos da retirada ou inclusão de componentes da rede como linhas de transmissão ou transformadores e alterações na topologia de subestações frente às sobrecargas advindas do aumento da demanda ou causadas por contingências. São apresentadas também neste estudo, alterações no perfil de tensão da região afetada e comparações de custos de remanejamento de geração em relação à aplicação de chaveamentos em situações de emergência.

Uma nova forma de modelagem do sistema baseado em uma técnica originalmente desenvolvida para a estimação de estado será também apresentada. Neste modelo, todos os disjuntores das subestações que estão envolvidos serão explicitamente representados. Desta maneira, uma flexibilidade maior na busca de alternativas e consequentemente um número maior de ações pode ser explorado. As implicações do uso deste modelo se refletem nos cuidados matemáticos necessários para resolução do sistema.

1.1 Histórico

O primeiro trabalho que apresenta uma estratégia elaborada para o alívio de sobrecargas utilizando o chaveamento de linhas foi proposto por Koglin e Müller em 1980 [24]. Nesse trabalho é apresentada uma forma sistemática de análise através de aplicações de métodos heurísticos e de cálculos de fluxo de potência DC para a seleção de candidatos. Nos artigos seguintes do próprio autor [25, 26] são abordadas extensões dos métodos propostos inicialmente, como a colocação do problema na forma de otimização e o questionamento da seleção das soluções candidatas frente a um grande número de possibilidades de combinações de chaveamentos.

Em 1983, Rossier e Germond [37] modelaram o problema baseado na forma de otimização máximo-fluxo/ mínimo-custo do modelo de transportes. A busca por soluções é realizada através da forma linearizada de fluxo de potência onde linhas e subestações são representadas por arcos e nós. Custos de transporte são atribuídos à utilização dos dispositivos da rede (linhas e transformadores) e são calculados seguindo uma metodologia própria.

Glavitsch, Kronig e Bacher [22], em 1984, utilizaram a programação linear baseada em fatores de distribuição de correntes pré-calculados no início do processo. As ações de chaveamento são modeladas como injeções de potência nas barras do sistema e são consideradas como variáveis de controle. A integração do modelo de injeção de potência com a programação linear é total, embora a necessidade de ter os fatores de distribuição das configurações desejadas previamente calculadas e da linearização de ações discretas possa não garantir a obtenção de uma solução.

Com o objetivo de aplicar os chaveamentos em planejamento de operação e de expansão, métodos de otimização mais poderosos como programação linear, programação inteira e inteira-mista têm sido também utilizados. Quando o problema é modelado como otimização, outras funções objetivo podem ser consideradas, como a minimização das perdas no sistema, melhora-

mento no perfil de tensão, entre outros. Pode-se inclusive aplicar as ações de maneira preventiva com o objetivo de diminuir as sobrecargas em casos de curtos-circuitos. Gorestin (1985) [23] aproveita-se da semelhança com o problema de expansão de redes de energia elétrica. A sua formulação é baseada no teorema da compensação e a solução do problema é obtida através de um algoritmo do tipo *branch-and-bound*, onde em cada iteração é resolvida um problema de programação linear. Rossier e Germond [37] utilizaram uma variação do algoritmo máximo-fluxo/mínimo-corte e fazem com que o fluxo no modelo de transporte coincida com o fluxo de carga linearizado. Os custos de transporte representam fatores de penalidade que definem a prioridade dos chaveamentos.

Em 1986, Mazi, Wollenberg e Hesse [30] introduziram um algoritmo rápido para seleção de candidatos a chaveamento através de uma análise linear de fluxos. Através de métodos esparsos de resolução de sistemas lineares, fatores de distribuição são calculados apenas para as linhas desejadas. Após feita a seleção dos candidatos, um fluxo AC completo é executado para verificar os limites de fluxos e tensões. O artigo aborda principalmente a abertura de linhas de transmissão e considera o seccionamento de barras. A modelagem realizada para o disjuntor apresenta o artifício de utilizar duas linhas de transmissão com valores opostos de impedância para representar um disjuntor fechado. Será visto adiante que este tipo de modelagem não retrata adequadamente o modelo de um disjuntor nas equações de fluxo de carga.

Em 1996, Wrubel, Rapcienski, Lee, Gisin e Woodzell [45] demonstraram resultados de uma aplicação em tempo real das ações de chaveamento utilizando as mesmas idéias apresentadas no artigo citado anteriormente, nesse caso são privilegiadas as ações realizadas na subestação através da modelagem das principais configurações partindo-se de uma estrutura inicial básica. Os disjuntores fechados são modelados através de impedâncias de sinais opostos em série. O disjuntor aberto é modelado como uma dessas impedâncias em contingência. As opções de chaveamento são geradas através de um “reconstrutor” topológico que verifica a possibilidade de implementação das ações. Após obtida as configurações, estas são testadas através de uma análise DC e posteriormente as que obtiveram sucesso são submetidas a uma análise AC. Este artigo representa um dos únicos relatos de uma implementação real de análise de chaveamentos em centros de controle.

Vários outros trabalhos apresentam propostas para o uso de chaveamentos como forma de controle e podem ser encontrados nas referências: Bacher e Glavitsch (1986) [4]; Freitas e Silva, e Machado (1993) [16]; Makran, et al. (1989) [29]; Dodu, et al. (1981) [13] e Bakirtzis e Meliopoulos (1987) [5]. Rolim e Machado (1999) [36] realizaram um trabalho onde são apresentados as principais metodologias de análise e implementações presentes na literatura.

O estudo realizado neste trabalho baseia-se nas abordagens apresentadas por Mazzi et al. [30] e Wrubel et al. [45], visando a sua aplicação em tempo real. Todos os componentes do sistema, incluindo as subestações, são modelados. O modelo detalhado da subestação compreende todos elementos necessários para se realizar o controle. A modelagem das chaves e disjuntores é realizada conforme artigo de Monticelli e Garcia (1991)[32] através da representação desses dispositivos através de restrições de igualdade adicionados a formulação do cálculo de fluxo de potência. Esta forma de modelagem permite considerar qualquer tipo de configuração de subestações de forma exata.

1.2 Chaveamento como forma de ação corretiva

A proposta deste trabalho é centrada na utilização de alterações topológicas do sistema como parte de uma das funções de análise de rede, especificamente, o módulo de análise de segurança. As implementações realizadas são projetadas como função de execução em tempo real.

A modelagem em tempo real de sistemas de energia elétrica constitui parte essencial em centros de controle de energia. As informações em tempo real permitem aumentar a segurança e a característica operacional da geração e do sistema de transmissão. Ela é realizada a partir dos dados do sistema elétrico que podem ser divididos em duas categorias: dados estáticos e dados dinâmicos. Os dados estáticos representam as características físicas dos dispositivos como, por exemplo, o valor da impedância e a sua localização física (são dados que levam um tempo maior para se alterarem). Já os dados dinâmicos representam valores de tensões, fluxos de potência em um determinado momento. O diagrama da Figura 1.1 ilustra as principais funções de um centro de controle e o uso dos dados estáticos e dinâmicos para construção do modelo da rede para sua análise.

As funções avançadas de análise de rede são funções executadas em tempo real que visam proporcionar maior segurança e confiabilidade do sistema de potência. A principal diferença entre as funções do sistema SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition* - (Sistema de controle, supervisão e aquisição de dados) e as funções de análise de rede está no nível de processamento das informações que serão enviadas ao operador. No sistema supervisorio, o operador recebe os dados diretamente fornecidos pelas UTRs (Unidades Terminais Remotas), isto é, o estado das chaves, as leituras analógicas, que passaram apenas por um tratamento de consistência dos valores obtidos. Já as funções de tempo real, passam inicialmente por uma modelagem do sistema supervisionado e isto envolve a execução de funções como configurador de rede e estimador de estado. Nessa etapa, o modelo da rede supervisionada é construído, como também elementos externos importantes para o sistema são incorporados através de modelos equivalentes. Obtido o modelo pode-se, através das funções de tempo real, realizar a análise de segurança, assim como, determinar ações corretivas para casos de emergência. As funções de análise podem ser classificadas em:

- modelagem da rede em tempo real;
- análise de desempenho da rede;
- síntese de ações sugeridas ao operador do sistema.

A modelagem do sistema em tempo real é obtida através dos dados fornecidos pelo sistema SCADA. A definição de tempo real consiste de um modo operativo no qual o estado de operação seguro do sistema seja obtido de forma praticamente corrente, isto é, as informações obtidas através de análises realizadas a partir desse modo são válidas para a determinação de ações atuais. Dados da parte observável e não observável da rede elétrica (a parte não observável consiste de redes pertencentes a outras concessionárias de energia e de partes não monitoradas do próprio sistema) são tratadas pelas funções: configurador de rede, analisador de observabilidade,

estimador de estado e modelagem da rede externa. O fluxo de potência representa uma das principais ferramentas de análise do estado da rede, pois permite ao operador a visualização do estado da rede para diferentes níveis de carregamento, configurações da rede, despachos de geração, intercâmbios entre áreas, etc.

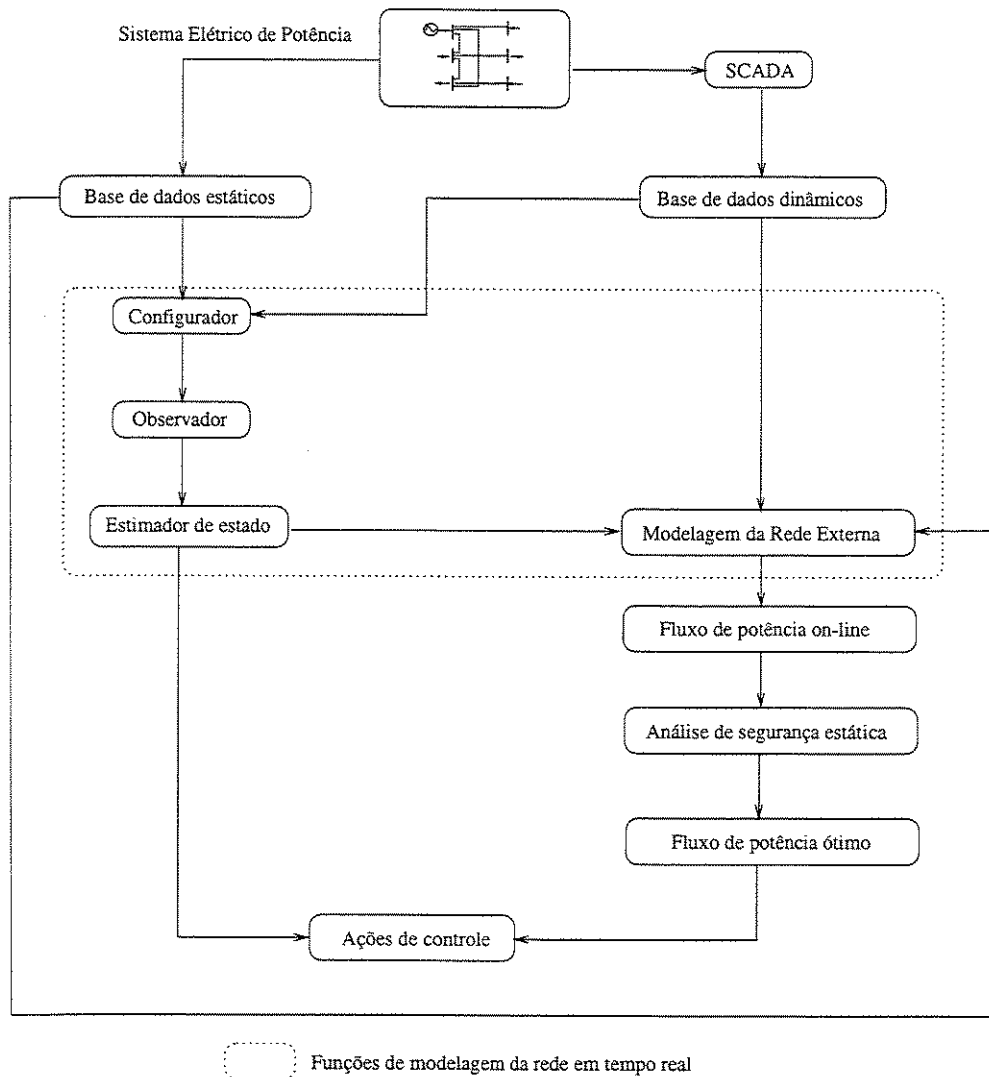


Figura 1.1: Principais funções de um centro de controle de energia elétrica

1.2.1 Análise de segurança

Um sistema de energia elétrica está sujeito a dois tipos de restrições de operação:

1. de carga $g(\underline{x}) = 0$
2. de operação $h(\underline{x}) \leq 0$

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

Onde g e h são funções das variáveis vetoriais de estado $\underline{x}$.

As restrições de carga representam a aplicação das leis de Kirchhoff nas barras, portanto, as injeções de potência ativa e reativa especificadas nas barras de carga, bem como as injeções de potência ativa na barra de geração. As restrições de operação representam os limites de corrente em linhas de transmissão e transformadores, limites de potência ativa e reativa de geradores, limites de tensão em equipamentos elétricos, etc.

Ao conjunto de restrições mencionado acima, pode-se acrescentar as chamadas restrições de segurança. Eles representam um conjunto plausível de contingências de linhas, transformadores, geradores e capacitores/reatores *shunt*.

As restrições de segurança representam conceitos de avaliação e medidas que devem ser tomadas para que a operacionalidade e a segurança do sistema seja mantida. Um sistema elétrico operacionalmente seguro é aquele que possui uma baixa probabilidade de blecaute ou de quebra de equipamentos. A análise de contingência é uma ferramenta para a determinação de quais contingências podem trazer perigo à segurança do sistema. Geralmente a análise passa por um pré-processamento para determinar quais contingências serão analisadas, pois seu número pode ser muito grande e boa parte delas tem a possibilidade de serem descartadas.

Os conceitos sobre segurança sofreram transformações durante as últimas décadas. Até meados da década de 60, a principal idéia de segurança estava relacionada a suficiência da reserva girante para suportar um aumento na demanda, ou a perda de um gerador ou de uma linha de transmissão. Transportando esse modelo robusto para os dias de hoje, percebe-se que a sua manutenção é economicamente inviável. O problema da segurança foi propriamente abordado após o grande blecaute de 65 na região nordeste dos EUA [43] que foi causado pelo ajuste incorreto de um relé de proteção. A ação do relé resultou na abertura incorreta de uma das cinco linhas de 230 kV da subestação de Sir Adam Beck pertencentes a *Hydro-Electric Power Commission of Ontario*, provocando sobrecargas nas 4 linhas remanescentes que após 2,7 segundos saíram de operação. Este fato provocou um desligamento em cascata que afetou a região nordeste do Estados Unidos e atingiu cerca de 30 milhões de pessoas. Desde então, medidas para melhorar a confiabilidade do sistema foram implantadas e a monitoração da segurança e adoção de medidas corretivas tornaram-se parte do conjunto de funções de análise de rede.

A idéia de segurança no sentido da palavra é a ausência de qualquer risco ou perigo. Considerando esse sentido, o sistema de potência, infelizmente, nunca será totalmente seguro. O sentido de segurança em sistemas de potência significa um nível de ausência de risco de interrupção no fornecimento de energia, ou seja, a habilidade do sistema de suportar distúrbios consideráveis. Em termos de ações de controle, seria a manutenção das tensões e potências nominais na ocorrência de mudança de carga ou das gerações de potência.

A análise de segurança tem a tarefa de determinar uma margem de segurança operativa para ocorrência de distúrbios sem que seja necessário a intervenção do operador. A análise de segurança pode ser feita de duas formas: através dos métodos indiretos e dos métodos diretos. Os métodos diretos realizam a análise simulando uma contingência e executando-se um fluxo de potência aproximado, assim, de acordo com o estado pós-contingência, elabora-se um *ranking* dos casos mais críticos. Já os métodos indiretos buscam através de um cálculo rápido, um índice

de performance que reflita a situação do sistema como um todo. Geralmente, métodos que buscam determinar a característica global do sistema baseiam-se no reconhecimento de padrões como em programas computacionais baseados em redes neurais.

Na análise de segurança existem cinco funções básicas para monitoração e controle, que são esquematizadas da seguinte maneira:

1. Monitoração da segurança: Utilizando-se dos dados de tempo real, verifica-se se o sistema está no estado seguro ou não.
2. Avaliação da segurança: Através da análise de contingências, verifica-se em que nível de segurança o sistema se encontra.
3. Melhoramento no nível de segurança: Se o sistema estiver inseguro, ou seja, se pelo menos uma contingência pode levar ao estado de emergência, determinar a melhor ação preventiva.
4. Controle de emergência: Ação para trazer o sistema em estado de emergência para o estado normal.
5. Controle restaurativo: Restaura a rede elétrica, atendendo as cargas.

1.2.2 Análise de contingências

A análise de contingências é uma função dos centros de controle de energia que abrange vários programas de computadores para a determinação do estado da rede após a ocorrência de distúrbios, como a saída de linhas, transformadores ou subestações. Os distúrbios podem ser de origem interna ou externa. Como causas internas podemos citar a quebra da isolação de equipamentos, má operação de relés ou mesmo a ação errada dos operadores. Como causas externas podemos citar catástrofes naturais ou acidentes provocados por animais ou pelo homem. Várias técnicas tem sido desenvolvidas para tal análise, podemos citar: análise dos fatores de sensibilidade linear, métodos baseados no cálculo do fluxo de potência AC, relaxação concêntrica e *bounding* [17].

A análise de contingências nos fornece uma lista com a ordem de severidade de cada contingência. O operador munido dessa informação pode realizar uma ação preventiva que elimine os riscos de possíveis contingências, pode elaborar estratégias de controle para serem aplicadas no momento de emergência, ou ainda não realizar nada se a informação obtida revela que o estado pós-contingência trará alterações pouco significativas.

1.2.3 Chaveamento de circuitos

Normalmente, as ações de chaveamento são consideradas como contingências do ponto de vista operacional, pois podem causar sub-tensões ou sobre-tensões, o que comprometeria a estabilidade do sistema. Entretanto, essas ações podem ser utilizadas como controle restaurativo

numa situação de emergência. Por chaveamento de elementos, entende-se que seja a retirada ou inclusão de linhas ou transformadores, acoplamentos ou desacoplamento de barramentos, etc. Quando uma sobrecarga ocorre, vários procedimentos podem ser adotados para minimizar o efeito, como alterar o nível de geração ou até mesmo o corte de cargas. Nestes casos, muitas vezes o chaveamento de linhas ou o remanejamento de cargas nas subestações conseguem o mesmo efeito que as duas ações anteriores que são operacionalmente mais caras. A principal deficiência do emprego do chaveamento, atualmente, é a sua execução baseada exclusivamente na experiência do operador, devido a dificuldade de se determinar adequadamente os seus efeitos, uma vez que tal ação é discreta e não-linear.

Objetivo deste trabalho é demonstrar que é possível a utilização de chaveamentos de circuitos como uma forma adicional de controle corretivo de sobrecargas causadas pelo aumento de carga ou pela ocorrência de alguma contingência. A eficiência do método aumenta conforme o nível de detalhamento do sistema, isto é, se múltiplas configurações de subestações são consideradas como opções. O trabalho aplica as técnicas de vetores esparsos e métodos linearizados e classifica as ações corretivas conforme o nível de sobrecarga do sistema. Vários testes são demonstrados no capítulo 6, através de simulações de contingências e de demonstração da capacidade de remanejamento de fluxo nas linhas como forma de controle. As sobrecargas consideradas nos testes referem-se a sobrecarga de potência ativa nas linhas de transmissão.

Capítulo 2

Chaveamento como Ação de Controle

2.1 Introdução

É comum a consideração das ações de chaveamento como sendo somente as operações que são efetuadas em subestações, em geral de caráter de manutenção, ou como parte de procedimentos para manutenção de nível de tensão adequado através da inclusão de banco de capacitores ou reatores. O chaveamento de linhas de transmissão sempre foi considerado do ponto de vista de análise de segurança como uma contingência do sistema. Os efeitos causados pela saída não planejada de uma linha de transmissão podem originar problemas de diversos tipos: sobrecargas em outras linhas, sub e sobre-tensões em determinados pontos da rede e em situações mais drásticas, a ocorrência de blecautes. Considerando a ocorrência de sobrecargas, vários procedimentos podem ser adotados para minimizar esses efeitos, como, por exemplo, alterar o perfil de geração do sistema, mudar taps de transformadores e a aplicação de corte de cargas. Do ponto de vista de aplicação controlada dos chaveamentos, em muitas situações, apenas a retirada de uma linha pode proporcionar a correção da situação.

O estudo de ações corretivas que se baseiam em chaveamento de circuitos para alívio de sobrecargas tem sido alvo de intensos estudos teóricos. Porém, a sua aplicação real como forma de controle tem sido rara. As principais razões da sua não aplicação são: a não-linearidade introduzida ao problema por causa de sua natureza discreta, apresentar uma enorme quantidade opções de configurações aplicáveis, pouca flexibilidade de alteração topológica barras das subestações, entre outros fatores operacionais. Na prática, essas ações são exercidas pelos operadores baseados em sua própria experiência ou em estudos prévios feitos *off-line*.

Os principais efeitos observados quando se realiza uma alteração na topologia são: aumento de corrente, diminuição da carga, queda de tensão, diminuição das diferenças angulares de tensões e mudança na potência de curto-circuito. Todos esses efeitos são obtidos da mesma forma quando se realizam alterações de injeção de potência por parte dos geradores. A diferença

está justamente no fato de que o controle das magnitudes das injeções de correntes são em valores discretos e não são diretamente controláveis. Embora o controle da magnitude não seja possível, o efeito geral proporcionado pelo chaveamento possui características interessantes como o fato das correntes dependerem das cargas dos elementos que serão conectados, e o efeito localizado que pode ser estendido com a combinação de várias ações.

Observando à primeira vista, pensa-se que não existe uma forma sistemática para implantar este tipo de controle. A tentativa de testar todas as configurações possíveis e ao mesmo tempo executar um fluxo de potência é computacionalmente inviável e não satisfatória se comparada com o fluxo de potência ótimo (FPO). Vários trabalhos têm sido desenvolvidos no sentido de tratar o chaveamento como o FPO, ou até mesmo incluindo-o na sua formulação. O motivo da busca da implementação desse tipo de controle está no seu custo operacional, extremamente baixo em relação aos controles propostos pelo FPO para problemas de alívio de sobrecarga, mudança no perfil de tensão ou para minimização de perdas ôhmicas. Muitas vezes, as soluções do FPO com remanejamento pós-contingência envolvem muitas ações de controle simultâneas e diferentes, como alteração nos taps de transformadores, alteração no nível de geração, entrada de compensadores síncrono e outros. Justamente este ponto é considerado como um dos principais defeitos da abordagem do FPO conforme apontado por Tinney, Bright, Demaree e Hughes [42].

Em muitos casos, o efeito de injeção de potência nas barras e ajuste na potência ativa ou reativa (que é normalmente obtida pela alteração dos taps de transformadores) pode ser conseguida pelo simples chavear de equipamentos como elementos *shunt*, linhas de transmissão, ou ainda pelo acoplamento e desacoplamento de barras. O seu emprego e a análise das ações de chaveamento enfrenta as seguintes dificuldades:

- Cada ação leva o sistema a uma topologia diferente, isto tem um efeito considerável no estado da rede e conseqüentemente no cálculo do fluxo de potência,
- Não linearidade do cálculo de fluxo de potência,
- Caráter discreto do chaveamento.

Dentre os itens citados, a principal dificuldade está em como lidar com a característica discreta da ação. Métodos de programação não-linear inteira-mista são difíceis de serem implementados e até o momento não se mostraram adequados para rotinas de análise de rede em tempo real. Entretanto, é possível representar o efeito da alteração topológica como injeções de correntes ou potência nas barras e dessa maneira, considerá-lo como uma forma de controle para a otimização de diversos problemas. É sabido, entretanto, que existem limitações dos efeitos dessas ações, e a magnitude desses efeitos dependerá da configuração física atual da rede e do seu estado de operação. Haverá ocasiões em que uma linha sobrecarregada poderá ter o fluxo praticamente anulado, ou a melhor solução poderá ser inclusive a retirada da própria linha com problemas.

2.2 Principais efeitos dos chaveamentos

Para se considerar o uso da alteração de topologia de rede como forma de controle, é necessário conhecer os principais efeitos que esta forma de controle pode causar. Todo o efeito da alteração da rede pode ser estudado através da superposição de correntes na área afetada. Quando uma linha de transmissão com carga é retirada, a corrente que nela circulava é remanejada para outros ramos conectados no mesmo nó.

Na Figura 2.1 observamos inicialmente o fluxo em regime no ramo. A sua retirada através de dois disjuntores tem como equivalência a injeção de corrente de mesmo valor absoluto nos nós, porém de sentidos opostos. Isto acarretará uma mudança de fluxo nos ramos vizinhos, como pode ser observado na Figura 2.2.

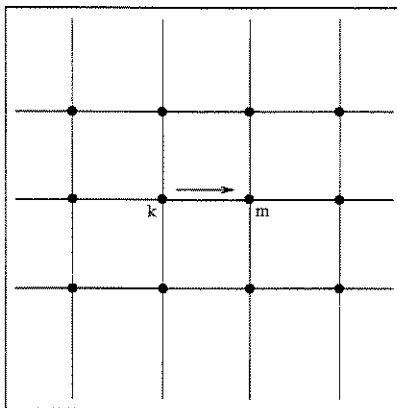


Figura 2.1: Fluxo de corrente sobre o ramo k-m que será chaveado

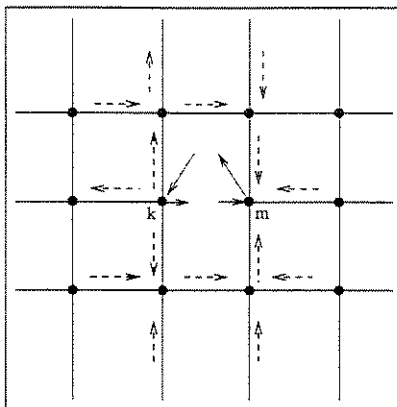


Figura 2.2: Variação das correntes na vizinhança do ramo chaveado.

O mesmo efeito pode ser obtido sem ter que necessariamente retirar a linha. Isto pode ser obtido através da inclusão de fontes de correntes próximas aos nós, e com magnitudes proporcionais a corrente na linha (teorema da compensação [1]), conforme ilustrado na Figura 2.3.

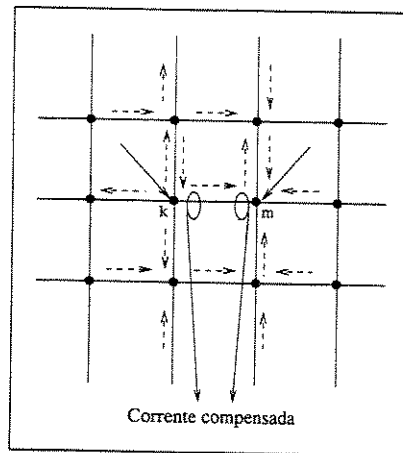


Figura 2.3: Efeito do chaveamento sem a alteração da topologia (compensação).

O uso do teorema da compensação para a simulação de uma modificação da estrutura do sistema é vantajoso no sentido de que pode-se trabalhar com o sistema sem de fato ter que modificá-lo. Isso se refletirá numa maior facilidade de processamento numérico, pois a matriz que modela a rede permanecerá inalterada.

Pode-se também observar que de acordo com as correntes que serão sobrepostas, pode haver um aumento ou decréscimo da corrente em determinados ramos, após a operação de chaveamento. Como consequência, tem-se uma variação das perdas e das tensões nodais nas regiões vizinhas ao evento.

Portanto, o resultado da execução de um fluxo de potência pós-manobra pode apresentar os seguintes efeitos:

- Aumento ou diminuição das perdas ôhmicas nas regiões vizinhas;
- Aumento ou diminuição das tensões nodais;
- Aumento na magnitude de corrente em linhas onde há sobreposição de correntes de mesmo sentido;
- Diminuição na magnitude da corrente em linhas onde houver sobreposição de correntes de sentidos opostos.

Estes efeitos podem ser visualizados facilmente pelo exemplo apresentado na seção seguinte.

2.2.1 Sistema exemplo de 3 barras

Pode-se constatar através de um exemplo, o efeito de alívio de sobrecarga num determinado ramo a partir da retirada de uma linha de transmissão. A Figura 2.4 apresenta o sistema de 3

barras testado e as tabelas 2.1 e 2.2 as características das linhas e barras. Foi realizado o cálculo do fluxo de potência DC para duas situações: A primeira, com a rede intacta e a segunda, com a retirada de uma linha. Na primeira situação tem-se uma sobrecarga na linha 1-3 conforme pode ser observado na Figura 2.5.

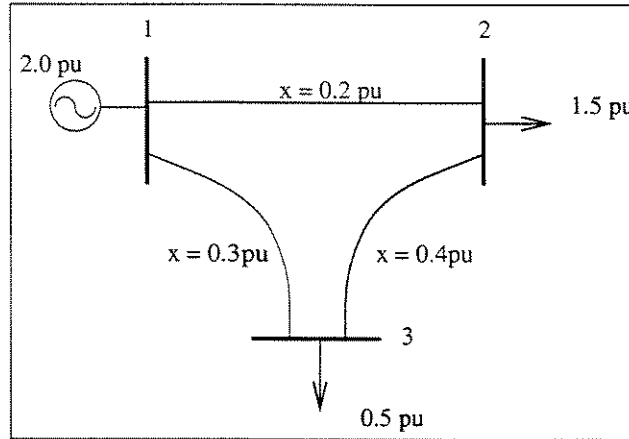


Figura 2.4: Circuito exemplo de 3 barras com as demandas necessárias (base de 100 MVA).

Tabela 2.1: Característica do sistema de 3 barras - linhas

Ramo	x [pu]	Limite [pu]
1-2	0,2	1,5
1-3	0,3	0,5
2-3	0,4	0,5

Tabela 2.2: Característica do sistema de 3 barras - barras

Barra	Geração [pu]	Demanda[pu]
1	2,0	—
2	—	1,5
3	—	0,5

Com a retirada da linha 2-3 (Figura 2.6), tem-se o atendimento da demanda e o alívio da sobrecarga sem a degradação do estado do estado atual do sistema. (Apesar de haver uma redução no nível de segurança da rede.)

2.3 Modelagem das ações de chaveamentos

A modelagem da ação de chaveamento depende do tipo de efeito que se deseja obter nos ramos. Em geral, deseja-se controlar o fluxo de potência nos ramos. Para eliminar sobrecargas,

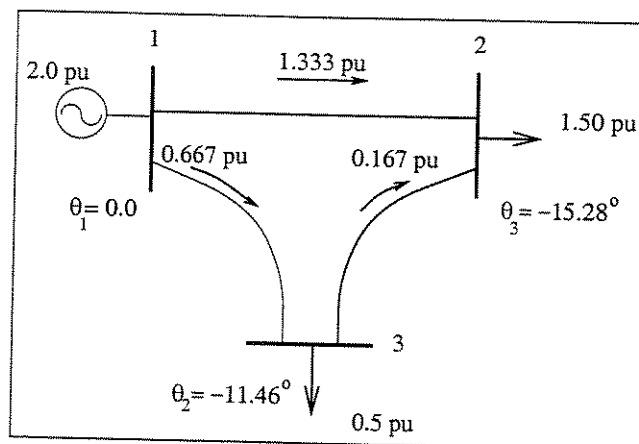


Figura 2.5: Sobrecarga na linha 1-3 do sistema de três barras

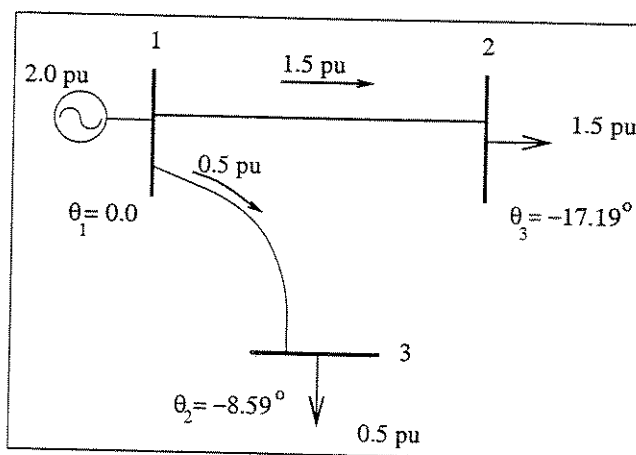


Figura 2.6: Atendimento da demanda e alívio da sobrecarga.

a princípio pode-se imaginar as seguintes ações: reconectar linhas ou transformadores, realizar manobras internas nas subestações ou alterar o perfil de geração nas barras vizinhas. Paradoxalmente, uma outra alternativa seria a retirada de componentes do sistema, conforme observado no exemplo anterior. Ao contrário do que se imagina, ações controladas de abertura de ramos podem ou não causar enfraquecimento do sistema, e mesmo que causem pode ser temporariamente aceitável.

Além das retiradas de linhas tem que se considerar também a alteração na topologia das subestações, portanto, a alteração na alocação de cargas ou geradores em diferentes pontos da região afetada. Por exemplo, ao se dividir uma barra, pode-se alterar os fluxos a partir de operações radiais com a separação de injeções ou cargas. Pode-se inclusive aumentar a impedância de uma determinada região abrindo laços num sistema malhado. É possível ainda, realizar mudanças em um sistema de barras divididas, alterar os fluxos no sistema de um lado trocando cargas ou injeções de várias magnitudes, como também as linhas que estão conectadas com diferentes barramentos. É possível mudar linhas, cargas ou injeções para outras barras. A ação a ser tomada depende da configuração corrente do sistema, que pode ser de vários tipos. Alguns exemplos de configuração são apresentados na Figura 2.7.

Para testes computacionais, a forma mais adequada de tratamento dessas ações seria alterar variáveis sem ter que modificar a estrutura da matriz que representa o sistema, isto é, sem alterar a topologia da rede. A maioria dos estudos realizados na área aponta para a simulação do efeito baseando-se em injeções de correntes nodais. Quando essa estratégia é utilizada, as seguintes suposições são adotadas:

- Todas as injeções de corrente no sistema são consideradas como provenientes de fontes de corrente constantes;
- A barra de folga é capaz de absorver toda a corrente decorrente do chaveamento de elementos *shunt*;
- Os fatores de distribuição, que fornecem a variação da corrente em um ramo em relação a ação que é realizada, são conhecidos previamente ou calculados em tempo real aproveitando-se da estrutura esparsa do sistema;
- Um cálculo de fluxo de potência é realizado de acordo com a ação proposta.

Pode-se representar a injeção de correntes da seguinte forma matricial:

$$\mathbf{F} \cdot \mathbf{I}_i = \mathbf{I}_l \quad (2.1)$$

- $\mathbf{F}$ representa a matriz de fatores de distribuição;
- $\mathbf{I}_i$ representa o vetor de injeções de corrente nodal;
- $\mathbf{I}_l$ representa o vetor de correntes de linha original.

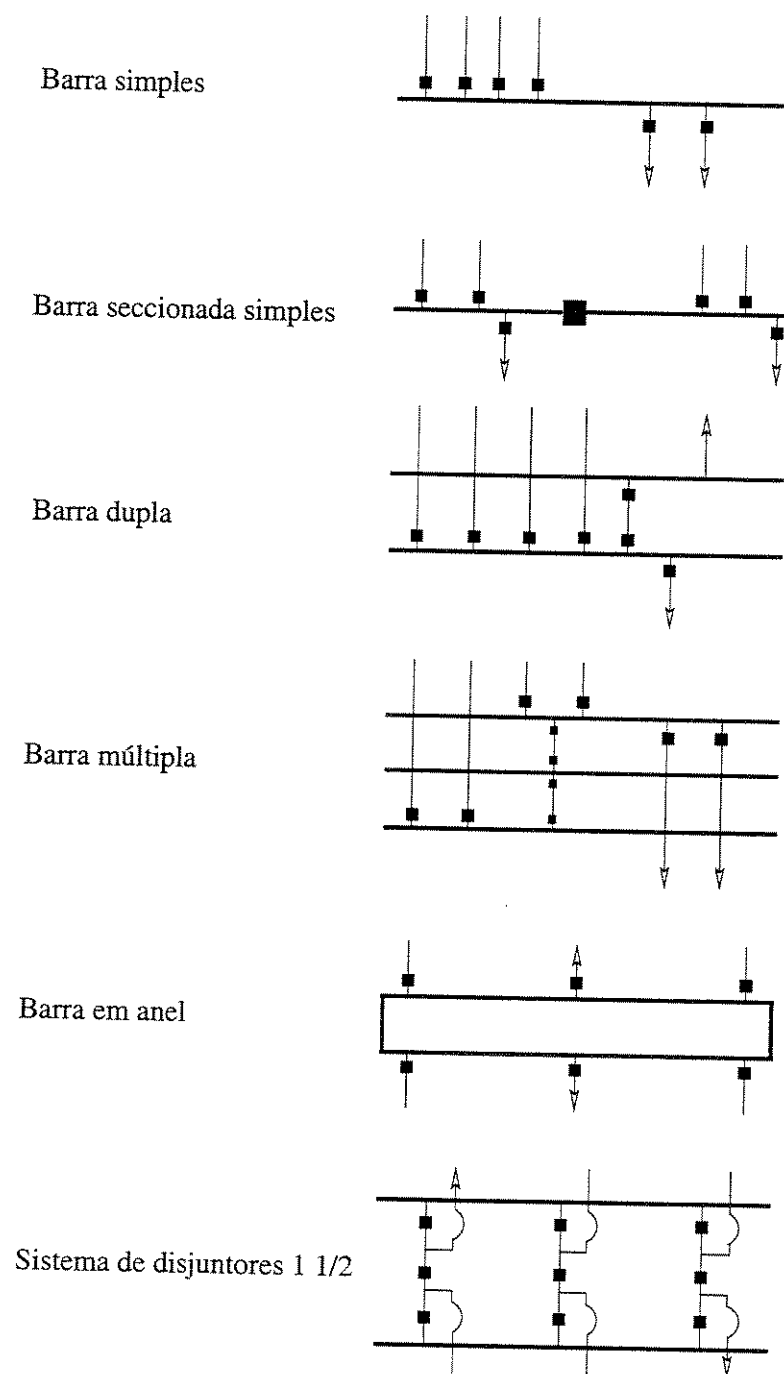


Figura 2.7: Tipos de arranjos de barras

Esta forma de representação da ação de chaveamento pode ser utilizada para a construção de um *tableau* utilizado em programação linear. Uma base factível seria composta por combinações de chaveamentos possíveis que não causem sobrecargas. Soluções factíveis neste caso estarão definidas por restrições de desigualdade. Isto é, se os fluxos estiverem abaixo de um determinado valor serão parte de uma solução factível.

A consideração da injeção de correntes como variável de controle permite colocar o problema na forma de otimização e, portanto, resolver o problema visando controlar o perfil de tensão, melhorar as perdas do sistema, diminuir a corrente em uma linha, diminuir o nível de curto circuito, etc.

Poucos estudos abordam um modelo mais completo da rede, com a representação explícita de chaves/disjuntores nas subestações. Na maioria dos casos, considera-se apenas a entrada e saída de componentes de linha, como transformadores e linhas de transmissão. Dessa forma, o modelo convencional de barras ou ramos utilizados em fluxo de potência é suficiente. Entretanto, quando é necessário considerar ações em uma subestação, um modelo mais completo deve ser adotado. Em um centro de controle de energia elétrica (EMS, *Energy Management System*) os dados recolhidos através do monitoração representam o sistema completo com todos os dispositivos de chaveamento e de seccionamento. Então, processos de análise topológica para verificação da conectividade e outros processos como análise de observabilidade, estimação de estado, processamento de erros grosseiros são aplicados para a modelagem em tempo real do sistema. Na Figura 2.8 tem-se um exemplo de representação completa dos dispositivos de uma subestação com disjuntores, chaves tripolares e chaves seccionadoras. Em contraposição, se fosse considerado apenas o modelo tradicional de fluxo de carga, ter-se-ia apenas dois nós interconectados por dois ramos.

Wrubel et al. [45] aborda de uma forma um pouco mais detalhada as operações em subestações e representa uma das poucas implementações em centros de controle que foram relatadas. Os autores utilizam um conjunto de subestações chaveáveis e através de um programa de reconstrução topológica da rede determinam quais operações são possíveis. Em geral, são permitidas de 5 a 10 operações por barra. O programa verifica o número de cenários de chaveamento, reconhece e impede a desconexão de seções de barras que se conectam a fontes e minimiza o número de operações.

2.3.1 Modelo dos dispositivos de chaveamento

No modelo tradicional de fluxo de potência os disjuntores não são representados diretamente. Uma idéia seria representá-los através de ramos de impedância nula, mas isso acarretaria problemas numéricos na resolução do fluxo de potência. Uma forma alternativa de representação seria substituir o disjuntor por ramos (*jumpers*) de valores de impedância de sinais opostos conectados uma a outra por uma barra intermediária [30]. Dessa forma, os *jumpers* seriam considerados como ramos reais. Na Figura 2.9 tem-se uma barra dupla com apenas um disjuntor e o respectivo modelo. A abertura da chave ou disjuntor seria testado simulando-se uma contingência sobre estes ramos.

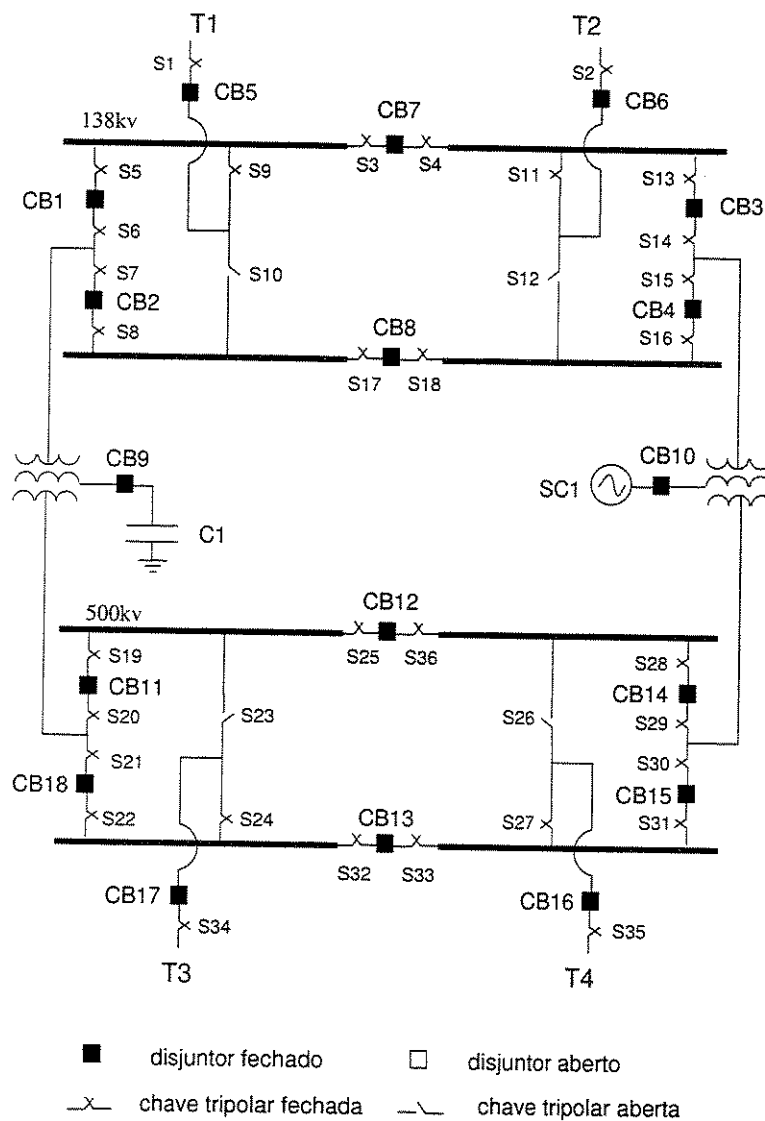


Figura 2.8: Modelo de subestação considerando elementos de chaveamento. CB representa disjuntores, S representa chaves, T representa linhas de transmissão, SC representa condensadores síncronos e C banco de capacitores

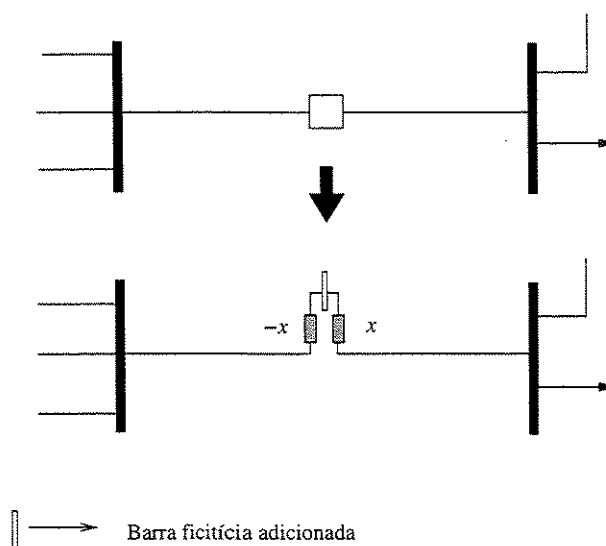


Figura 2.9: Representação equivalente de um disjuntor fechado

Cuidados de programação devem ser tomados no momento do fechamento de conexões a partir deste modelo. Novas conexões levam a criação de elementos nulos na diagonal da matriz admitância, na posição da coluna referente a nova barra introduzida. A introdução desses elementos pode tornar o sistema indefinido ou ainda pode provocar uma singularidade. A maneira mais comum apresentada nos trabalhos, refere-se ao emprego de rotinas de ordenação das matrizes de forma que esses novos elementos adicionados sejam processados o mais tarde possível. Isto é, espera-se que a fatoração preencha as diagonais nulas até o momento de seu processamento. Entretanto, esta forma de tratamento não garante a solução. Um tratamento mais adequado requereria o emprego de pivoteamentos misto 1×1 , 2×2 na fatoração. Detalhes de resolução de problemas indefinidos são apresentados no apêndice B.

Uma vez que em um curto-circuito ou um circuito aberto, não podem ser aplicados a lei de Ohm, a inserção de reatâncias de valores opostos representa um artifício numérico para representar um ramo de impedância nula. A presença de elementos de baixa impedância em análise de um centro de controle é constante, e normalmente representa fonte de problemas de processamentos numéricos. Para o caso de chaveamento em subestações, este fato ocorre ao se modelarem disjuntores, mas linhas de subtransmissão que conectam a transformadores abaixadores e modelos equivalentes de transformadores de três enrolamentos podem também exigir a presença de ramos com valores de impedância muito baixos. Tais linhas eram modeladas com valores suficientemente baixos de forma que não alterassem o resultado real e ao mesmo tempo não piorassem o condicionamento da matriz jacobiana do sistema.

Em estimação de estado, Monticelli e Garcia [32] propuseram a incorporação dos fluxos de potência como variáveis de estado, em vez de modelar a chave fechada através de impedâncias. Esta estratégia representa de maneira exata a linha de impedância zero na formulação das equações de fluxo de potência e torna possível obter os fluxos que circulam por linhas de baixa impedância ou por disjuntores e chaves. Rolim e Machado [36] propuseram o uso dessa forma

de modelagem para análise de chaveamentos.

Quando se estuda qual efeito é desejado ao se realizar uma manobra de chaveamento, é necessário analisar os fluxos resultantes e a sua distribuição na área de atuação. Para isso, quando se considera um ambiente interno de uma subestação, o fluxo de potência a ser calculado deve contemplar o sistema até o nível de dispositivos e não apenas considerando barras e ramos. Por esse motivo, a questão do tratamento da modelagem dos disjuntores é importante.

2.3.2 Representação de disjuntores no fluxo de potência

A seguir, será apresentada uma nova modelagem de disjuntores para cálculos de fluxo potência baseada nos trabalhos de Monticelli e Garcia (1991)[32] e Monticelli (1993)[31]. A idéia é simples, porém o seu modelo matemático é exato. A idéia consiste em inserir os fluxos em linhas com disjuntores como variáveis de estado. Adiciona-se também equações referentes a tensões e fluxos dos ramos em questão. Este modelo pode ser considerado também para linhas de transmissão com valor de impedância muito baixo. O modelo de fluxo de potência utilizado é o desacoplado rápido de Stott e Alsac (1974)[39].

Disjuntores fechados

Os disjuntores fechados são modelados como linhas de impedância nula, sem seguir o modelo da lei de Ohm. O disjuntor fechado é representado pelo conjunto de equações:

$$\theta_k - \theta_l = 0 \quad (2.2)$$

$$V_k - V_l = 0 \quad (2.3)$$

Os subscritos k e l representam nós de conectividade dos disjuntores. Cada dispositivo de baixa impedância no seu estado fechado será representado por essas equações. Eles representam a diferença de potencial nula entre os extremos do dispositivo.

Disjuntores abertos

Os disjuntores abertos são representados pelas equações de fluxo de potência no dispositivo indicando o fluxo circulante nulo.

$$P_{kl} = 0 \quad (2.4)$$

$$Q_{kl} = 0 \quad (2.5)$$

Matrizes $\mathbf{B}'$ e $\mathbf{B}''$

A matriz $\mathbf{B}'$ do fluxo de carga desacoplado rápido com disjuntores fechados é representada da seguinte maneira,

$$\mathbf{B}'_{\text{fechado}} = \begin{array}{c} \text{Nova variável} \\ \begin{array}{ccc} \theta_k & \theta_l & \widehat{P_{kl}} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{B}' & & 1 \\ & & -1 \\ 1 & -1 & 0 \end{array} \right] \begin{array}{l} P_k \\ P_l \\ \theta_{kl} = 0, \text{ restrição de chaves} \end{array} \end{array} \quad (2.6)$$

Pode-se observar que a matriz resultante é simétrica. O mesmo raciocínio vale para a matriz $\mathbf{B}''$.

$$\mathbf{B}''_{\text{fechado}} = \begin{array}{c} \text{Nova variável} \\ \begin{array}{ccc} V_k & V_l & \widehat{Q_{kl}} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{B}'' & & 1 \\ & & -1 \\ 1 & -1 & 0 \end{array} \right] \begin{array}{l} Q_k \\ Q_l \\ V_{kl} = 0, \text{ restrição de chaves} \end{array} \end{array} \quad (2.7)$$

A matriz $\mathbf{B}'$ do fluxo de carga desacoplado rápido com disjuntores abertos é representada da seguinte forma,

$$\mathbf{B}'_{\text{aberto}} = \begin{array}{c} \text{Nova variável} \\ \begin{array}{ccc} \theta_k & \theta_l & \widehat{P_{kl}} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{B}' & & 0 \\ & & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \begin{array}{l} P_k \\ P_l \\ P_{kl} = 0, \text{ restrição de chaves} \end{array} \end{array} \quad (2.8)$$

Finalmente para matriz $\mathbf{B}''$:

$$\mathbf{B}''_{\text{aberto}} = \begin{array}{c} \text{Nova variável} \\ \begin{array}{ccc} V_k & V_l & \widehat{Q_{kl}} \end{array} \\ \left[\begin{array}{ccc} \mathbf{B}'' & & 0 \\ & & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{array} \right] \begin{array}{l} Q_k \\ Q_l \\ Q_{kl} = 0, \text{ restrição de chaves} \end{array} \end{array} \quad (2.9)$$

Exemplo 1. Sistema de 5 barras

Considere a rede da Figura 2.10.

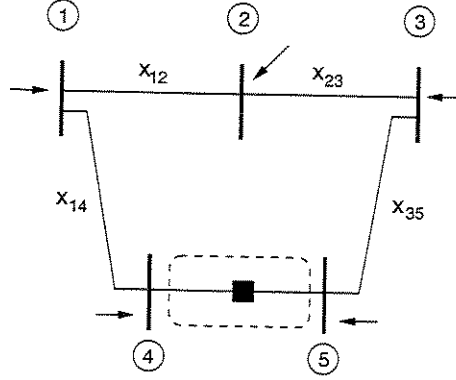


Figura 2.10: Rede de cinco barras com disjuntor fechado entre os nós 4 e 5.

A matriz $\mathbf{B}$ do fluxo DC fica da seguinte forma ($\theta_1 = 0^\circ$):

$$\mathbf{B}_{novo} = \begin{bmatrix} \theta_2 & \theta_3 & \theta_4 & \theta_5 & P_{45} \\ x_{12}^{-1} + x_{23}^{-1} & -x_{23}^{-1} & & & \\ -x_{23}^{-1} & x_{23}^{-1} + x_{35}^{-1} & & -x_{35}^{-1} & \\ & & x_{14}^{-1} & & 1 \\ & -x_{35}^{-1} & & & -1 \\ & & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ P_4 \\ P_5 \\ \theta_{45} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Exemplo 2. Chaves 1-3 e 2-3 fechadas

Considere agora o circuito exemplo de 3 barras da Figura 2.11. Nele existem duas chaves fechadas e, portanto, dois ramos em curto circuito.

O sistema de equações é dado por;

$$\begin{bmatrix} 3 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,5 \\ -1,0 \\ 0,0 \\ 0,0 \end{bmatrix}, \quad \theta_1 = 0; \quad P_1 = \text{barra slack} \quad (2.11)$$

e a nova solução correspondente é:

$$P_{13} = 1,5$$

$$P_{23} = -0,5$$

$$\theta_2 = \theta_3 = 0$$

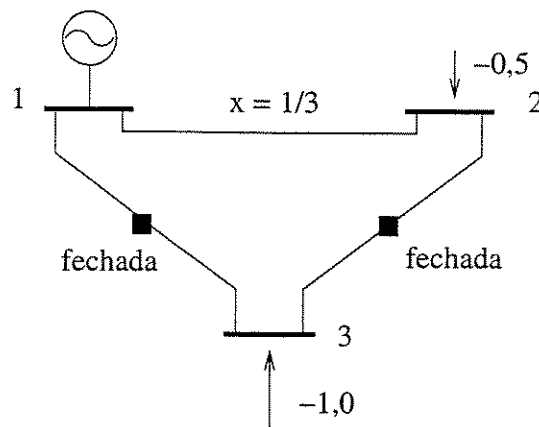


Figura 2.11: Sistema de 3 barras com chaves 1-3 e 2-3 fechadas

$$P_{12} = 0,0$$

Nos dois exemplos, observa-se a presença de posições nulas na diagonal da matriz dos coeficientes. Este fato torna o sistema indefinido e em rotinas de fatoração pode causar problemas na sua resolução. Uma estratégia para contornar tal problema é adequar as rotinas de ordenação, comumente utilizadas na resolução de sistemas, para que na ocorrência desses casos a ordem de pivoteamento dessas linhas seja adiada o máximo possível. Uma outra estratégia mais adequada é a utilização de pivoteamento misto 1×1 , 2×2 . No caso do exemplo anterior, quando uma barra é curto-circuitada, a posição da diagonal referente a matriz B' também fica nula. Neste caso, uma simples ordenação pode resolver o problema de fatoração. Entretanto, essa estratégia não é sempre válida.

Um acréscimo no processamento deve ser também considerado para este modelo, uma vez que a nova dimensão das matrizes B' e B'' aumenta em número igual às chaves, disjuntores e linhas curtas consideradas. Por exemplo, para o sistema brasileiro de 725 barras, modelando-se apenas os disjuntores das linhas, a nova dimensão do sistema passaria de 725 para 1937, sem incluir o ambiente de subestações. Dependendo, esse sistema poderia alcançar facilmente a dimensão 10000. Nesses casos, a resolução para problemas deste porte poderia ser realizado utilizando-se de métodos iterativos de resolução de sistemas lineares, como o gradiente conjugado [3], método de Tchebicheff e outros.

Exemplo 3. Chave 1-3 aberta

Para o caso em que a chave 1-3 no sistema da Figura 2.11 fosse aberta, teria-se o seguinte sistema linear representado pela equação 2.12:

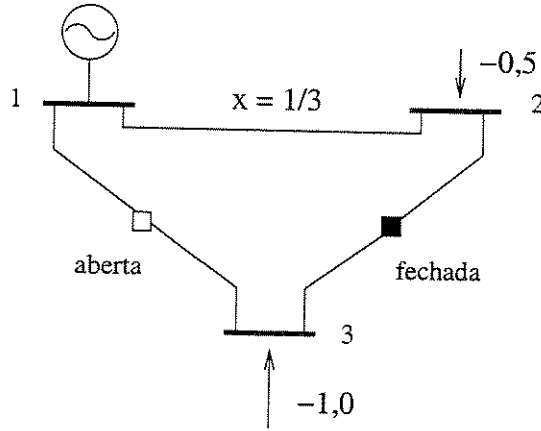


Figura 2.12: Sistema de 3 barras com chave 2-3 aberta

$$\begin{bmatrix} 3 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,5 \\ -1,0 \\ 0,0 \\ 0,0 \end{bmatrix}, \quad \theta_1 = 0; \quad P_1 = \text{barra slack} \quad (2.12)$$

A solução do problema será:

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \theta_3 \\ P_{13} \\ P_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,5 \\ -0,5 \\ 0,0 \\ 1,0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Os fluxos nas linhas resultam em:

$$P_{13} = 0,0$$

$$P_{23} = 1,0$$

$$P_{12} = 1,5$$

2.3.3 Fluxo de Potência AC

As restrições de igualdade de fluxos para as chaves podem ser inseridas também para a resolução do fluxo de potência não linear. Neste trabalho, as restrições foram adequadas para o método desacoplado rápido [39]. O processo resolução segue basicamente o mesmo algoritmo descrito no livro [35]. A diferença durante o processo está nos cálculos dos *mismatches* $\Delta \mathbf{P}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\Theta})$ e $\Delta \mathbf{Q}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\Theta})$, uma vez que, os vetores de estado $\mathbf{V}$ e $\boldsymbol{\Theta}$ possuem também os valores de fluxos

de potência ativa e reativa nos disjuntores. O método desacoplado rápido busca a resolução iterativa de dois sistemas lineares:

$$\mathbf{B}' \Delta \Theta = \frac{\Delta \mathbf{P}}{\mathbf{V}} \quad (2.14)$$

e

$$\mathbf{B}'' \Delta \mathbf{V} = \frac{\Delta \mathbf{Q}}{\mathbf{V}} \quad (2.15)$$

A dimensão do sistema altera-se com a inclusão das chaves e disjuntores, no caso, as novas matrizes $\mathbf{B}'$ e $\mathbf{B}''$ ficam com dimensão $(nb+nc) \times (nb+nc)$, onde nb e nc representam a dimensão original e número de chaves respectivamente. Os vetores de *mismatch* e de incógnitas ficam com dimensão $(nb+nc) \times 1$.

O cálculo dos *mismatches* depende do cálculo das injeções de potência nas barras durante o processo iterativo de resolução do fluxo de potência e é composto de duas parcelas: cálculos referentes a contribuições das linhas de transmissão (feito normalmente) e cálculo das contribuições dos elementos de impedância zero (chaves e disjuntores) através das novas restrições de chaves adicionadas.

Considerando-se as seguintes definições:

Ω_s - conjunto de todas as barras do sistema que conectam chaves ou disjuntores

Ω_k - conjunto das barras vizinhas conectadas a barra k através de linhas de transmissão.

Υ_k - conjunto que representa todas as barras vizinhas conectadas a barra k através de chaves

$\Delta \Gamma$ - vetor *mismatch* de restrição de chave (aberta ou fechada) para o subproblema ativo da formulação desacoplado

$\Delta \Psi$ - vetor *mismatch* de restrição de chave (aberta ou fechada) para o subproblema reativo

$\Delta \mathbf{P}$ - vetor *mismatch* de potência ativa

$\Delta \mathbf{Q}$ - vetor *mismatch* de potência reativa

$\mathbf{P}^{esp}$ - vetor de potência especificada das barras

O vetor de *mismatches* de potência ativa é dado por:

$$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P} \quad (2.16)$$

Calculado para barras do tipo PV e PQ onde,

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) + \sum_{j \in \Upsilon_k} \theta_{(j+nb)} ; \quad k = 1, nb \quad (2.17)$$

Vetor *mismatch* das novas restrições de chaves para o subproblema ativo,

$$\Delta \Gamma = \Gamma^{esp} - \Gamma \quad (2.18)$$

$$\Gamma^{esp} = 0 \quad (2.19)$$

A variável Γ representa as restrições de igualdade para chaves abertas ou fechadas. Na situação de chave aberta, a variável fluxo na linha é considerada, e no caso de chave fechada as diferenças angulares entre as barras, conforme apresentado no conjunto de equações 2.20.

$$\Gamma_k = \begin{cases} \theta_i - \theta_h & i, h \in \Omega_s ; k = 1, \dots, nc \\ P_{ih} & i, h \in \Omega_s ; k = 1, \dots, nc \end{cases} \quad (2.20)$$

O mesmo se aplica a parte reativa,

$$\Delta Q = Q^{esp} - Q \quad (2.21)$$

Calculado para barras do tipo PQ, onde,

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) + \sum_{j \in \Upsilon_k} V_{(j+nb)} ; \quad k = 1, nb \quad (2.22)$$

Vetor *mismatch* das restrições de chaves para o subproblema reativo,

$$\Delta \Psi = \Psi^{esp} - \Psi \quad (2.23)$$

$$\Psi^{esp} = 0 \quad (2.24)$$

$$\Psi_k = \begin{cases} V_i - V_h & i, h \in \Omega_s ; k = 1, \dots, nc \\ Q_{ih} & i, h \in \Omega_s ; k = 1, \dots, nc \end{cases} \quad (2.25)$$

Pode se observar o aumento na dimensão dos sistemas a serem resolvidos. A modelagem detalhada do sistema é cada vez mais exigida pelo ambiente de mercado aberto de energia

elétrica através da expansão da área controlada, pela fusão de diversas empresas de energia e crescente necessidade de representação conjunta das áreas supervisionadas com níveis de tensão mais baixos.

A resolução de sistemas cada vez maiores, com milhares de barras, pode demandar a utilização de outros métodos de resolução de sistemas lineares. É sabido que as técnicas mais utilizadas de fatoração de sistemas tem o seu desempenho piorado para matrizes que ultrapassam a ordem de 2000, conforme apresentado no artigo de Galiana, Javidi e McFee [18]. Para este cenário, outros métodos conhecidos como métodos iterativos ganham força. Um desses métodos é o gradiente conjugado pré-condicionado. Estudos sobre análise de contingências utilizando o gradiente conjugado pré-condicionado foram realizados por Alves, Asada e Monticelli [3].

2.4 Determinação de configurações de chaveamento

Observado o tipo de modelagem a ser adotado, pode-se notar que trata-se de um problema combinatorial, não-linear e que envolve o cálculo de fluxos de potência. Isto ainda, considerando que os dados disponíveis, como o estado dos disjuntores e das medidas já foram analisados por um estimador de estado e se encontram coerentes. Pode-se estimar que uma rede com k nós, o número de variantes de configuração é de cerca de:

$$N_{\text{tot}} \approx \prod_{k=1}^k N_k \quad (2.26)$$

Onde N_k representa o número de possibilidades de configuração na subestação k . Por exemplo, para um sistema com apenas 10 nós e supondo-se 10 configurações possíveis para cada nó teria-se até $N_{\text{tot}} = 10^{10}$ possibilidades.

Em um dado instante, grande parte das configurações que podem ser implementadas pode não propiciar o efeito desejado para a diminuição da sobrecarga, portanto, métodos inteligentes, estratégias de busca de uma configuração adequada devem ser adotados. Nesse contexto, estratégias de diminuição de possibilidades, são adotadas como por exemplo:

1. Considerar as alterações em uma subestação por vez. Dessa forma, o número de possibilidades torna-se:

$$N_{\text{tot}} = \sum_{n=1}^k N_k \quad (2.27)$$

2. Para o mesmo sistema de 10 nós seriam 100 variantes e levando-se em conta a exclusão de desligamentos de carga e outros fatores limitantes como a desconexão de geradores, pode-se ter uma redução de 50%, passando-se assim para cerca de 50 combinações.

A utilização de heurísticas para limitar o número de combinações pode descartar boas combinações de soluções, entretanto, a busca de uma solução que visa a diminuição da sobrecarga em um curto espaço de tempo torna-se necessária para os casos de análise de rede e controle em tempo real. Nesse caso, o objetivo principal é apenas o alívio de sobrecarga, e não um controle ótimo da variação de fluxo na linha.

As ações de chaveamentos podem ser incorporadas às aplicações de tempo real, como também para o planejamento de expansão e planejamento de operação. As aplicações em tempo real necessitam de análises do estado da rede em intervalos regulares de tempo. Por esse motivo, simulações e medidas de correção de eventuais problemas devem ser realizadas em um curto espaço de tempo. De acordo com essa filosofia Mazzi et al. [30] e Wrubel et al. [45] propõem métodos de seleção de operações (incluindo chaveamentos) que possam trazer o alívio da sobrecarga baseados em um *ranking* de sobrecarga, outra forma de denominar essas implementações seria chamá-las de pré-análise. Este tipo de abordagem será adotado neste trabalho, onde as variantes selecionadas para teste são abordadas segundo métodos de compensação linear e depois de verificadas várias condições de segurança são encaminhadas para uma análise AC completa.

O chaveamento pode ser formulado como um problema de otimização, como vem sendo apresentado em vários trabalhos. A função objetivo pode ser:

- Eliminação de sobrecarga em linhas ou transformadores,
- Alcance de um perfil de tensão desejado,
- Diminuição do nível de corrente de curto-circuito em determinada região,
- Minimização de perdas.

A sua implementação também deve obedecer, além das restrições decorrentes das leis de Kirchhoff, as seguintes restrições:

- Quando uma ação de chaveamento é executada, nenhuma sobrecarga deve acontecer no estágio de transição da ação.
- O local da execução da ação de chaveamento deve estar livre de qualquer dificuldade de implementação das ações.
- O número de ações deve ser o mínimo possível para minimizar o risco de comprometer a segurança e a estabilidade do sistema.
- O tempo de computação deve ser pequeno o suficiente para ser utilizado em tempo real.

Neste trabalho foi adotada uma estratégia heurística que visa a busca intensiva da melhor combinação de chaveamento entre as opções selecionadas, utilizando para isso, métodos de compensação baseados no fluxo de potência linearizado.

Capítulo 3

Arranjos de Barras

3.1 Introdução

A ação de chaveamento abrange os seguintes componentes: linhas de transmissão, taps de transformadores, elementos *shunt* e subestações. Dentre estes apenas as linhas de transmissão e elementos *shunt* têm sido considerados. Um efeito mais significativo sobre a distribuição de fluxos pode ser obtido mudando-se também a configuração das subestações. Certamente a consideração de todas as configurações possíveis que uma subestação pode tornar o problema por demais complexo, isto, levando em conta uma subestação operacionalmente flexível, onde múltiplas configurações podem ser implementadas. A seguir, serão apresentados os principais arranjos de barras existentes no país extraídos do relatório de arranjo de barras do subcomitê de operação da região sudeste de 1977 [20].

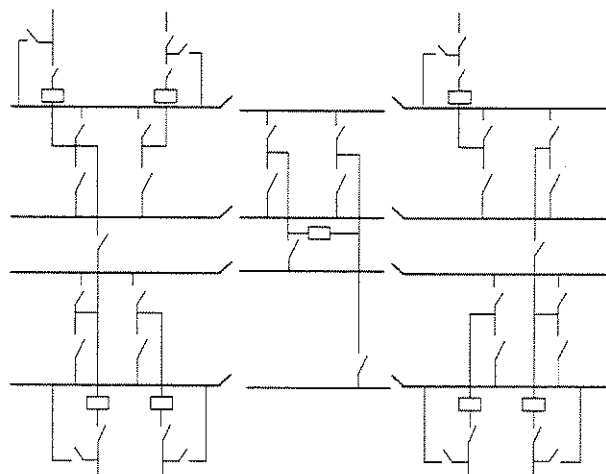


Figura 3.1: Arranjo típico de barras N° 1

Os diferentes arranjos apresentam vantagens e desvantagens quanto a operação. O arranjo

da Figura 3.1, conhecida como barra dupla cinco chaves, por exemplo, possui boa flexibilidade operativa e apresenta boa confiabilidade para o sistema por ocasião de impedimentos para manutenção. Esta configuração permite o isolamento de qualquer disjuntor, barra ou trecho de barra sem interrupção do serviço. Ele é constituído de quatro barras de operação que sob aspecto elétrico, pode ser representado por duas barras de operação, das quais uma pode ser utilizada como barra de transferência (barra utilizada no momento de manutenção). Esta configuração está presente na subestação Bauru 440kV (CTEEP, ex-CESP).

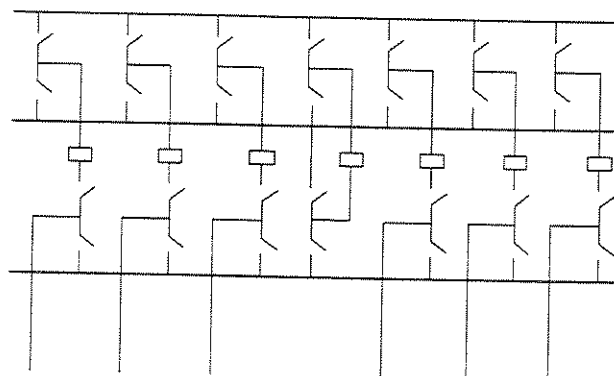


Figura 3.2: Arranjo típico de barras N° 2

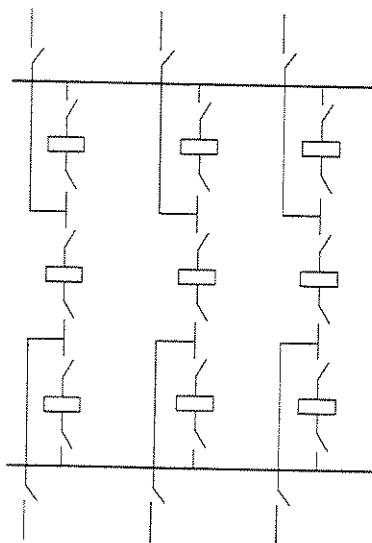


Figura 3.3: Arranjo típico de barras N° 3

O arranjo da Figura 3.2 (barra dupla quatro chaves) também proporciona boa flexibilidade operativa, permite que a operação normal seja efetuada por uma barra ou outra, ou ambas barras de operação. É composto por duas barras de operação e uma de transferência. Uma variante deste arranjo apresenta barras de operação com seccionamento, a qual, permite isolar certos trechos da barra. As subestações que possuem este tipo de arranjo são: Jupiá 138 kV (CTEEP), Cabreúva 230 kV (CTEEP), Volta Grande 345 kV (CEMIG), Jaguará 345 kV (CEMIG) e Pimenta 345 kV (CEMIG).

O arranjo da Figura 3.3 (barra disjuntor e meio) é constituído de barra dupla, sendo ambas de operação. Ele permite que as manobras de transferência de barra sejam efetuadas através de disjuntores. Este arranjo possui um disjuntor e meio para cada equipamento. As subestações que possuem este arranjo são: Santo Angelo 345 kV (CTEEP) e Embu-Guaçu 345 kV (CTEEP).

Outro arranjo freqüente na região sudeste é apresentado na Figura 3.4. Este arranjo não permite o seccionamento de barras. As subestações que possuem esse tipo de arranjo são apresentadas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Subestações com o arranjo típico de barras Nº 4

Subestação	Tensão	Empresa	Subestação	Tensão	Empresa
Carapina	138 kV	ESCELSA	Itumbiara	230 kV	CEMIG
Mimoso	138 kV	ENERSUL	Porto Colômbia	138 kV	FURNAS
Rocha Leão	138 kV	CERJ	Furnas	345 kV	FURNAS
Poços de Caldas	345 kV	FURNAS	Funil	138 kV	FURNAS
Adrianópolis	345 kV	FURNAS	Santa Cruz	138 kV	FURNAS
Brasília Sul	138 kV	FURNAS	Jacarepaguá	138 kV	FURNAS
Bandeirantes	230 kV	FURNAS	Itapeti	345 kV	EPTE
Anhangüera	230 kV	CELG	Sul	345 kV	EPTE
Cachoeira Dourada	230 kV	CELG	Leste	345 kV	EPTE

Observação:

CELG - Centrais Elétricas de Goiás S.A.

CEMIG - Companhia Elétrica de Minas Gerais.

CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.

CERJ - Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro.

CPFL - Companhia Paulista de Força e Luz.

CTEEP - Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista.

ENERSUL - Empresa de Energia Elétrica de Matogrosso do Sul S.A.

ESCELSA - Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.

EPTE - Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A.

FURNAS - FURNAS Centrais Elétricas S.A.

Algumas configurações existentes não propiciam flexibilidade operativa. Por exemplo, na Figura 3.5 observa-se uma barra dupla, sendo uma de operação e outra de transferência, porém com a operação normal limitada a uma barra. As subestações que possuem essa configuração são apresentadas na Tabela 3.2. Na Figura 3.6 tem-se uma barra simples que não proporciona

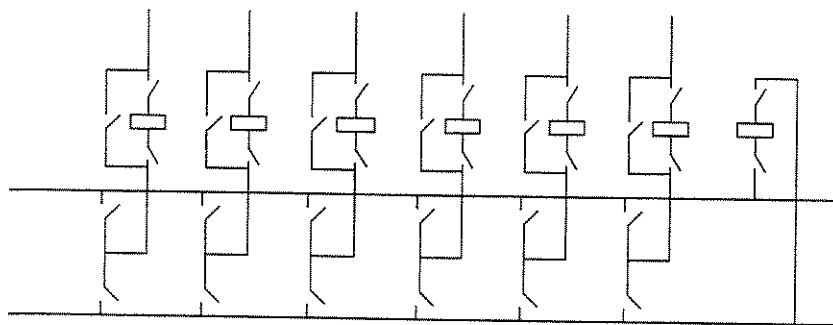


Figura 3.4: Arranjo típico de barras N° 4

flexibilidade operativa, permite apenas o seccionamento da barra. As subestações que possuem esta configuração são: Morro do Cipó 138 kV (CPFL), Barretos 138 kV (CPFL) e Rondonópolis 138 kV (CEMAT). A presença dessas subestações (Figuras 3.4, 3.5 e 3.6) não contribui com a capacidade de alteração topológica da rede.

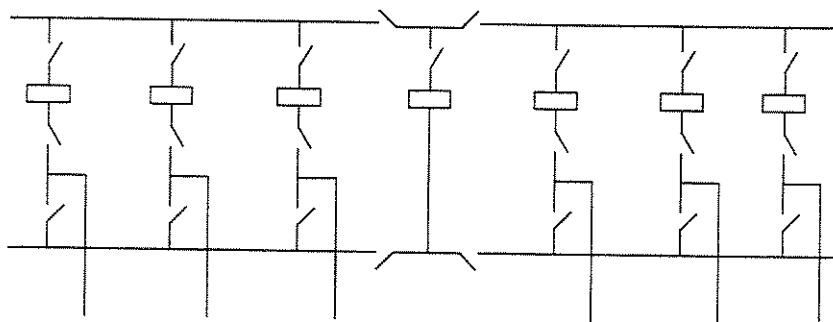


Figura 3.5: Arranjo típico de barras N° 5

Existem além destas configurações, várias outras que possuem características diferentes quanto à questão operacional e de segurança. A análise de cada subestação deve ser feita construindo para cada uma delas um modelo elétrico padrão que permita representar as ações efetivas de chaveamento. Por exemplo, a configuração da Figura 3.1 pode ser representada pelo seguinte modelo da Figura 3.7.

Este mesmo modelo pode assumir um aspecto mais complexo a medida que se torna mais malhado, o que indica maior quantidade de ligações possíveis. Entretanto esta complexidade está ligada ao número de linhas que chega à subestação. Uma subestação que possui n linhas conectadas, o número de combinações possíveis é de 2^n . Este número não leva em conta se as combinações são possíveis de serem realizadas, por exemplo, muitas delas podem resultar em ilhamentos do sistema.

Em geral, os centros de operação possuem um quadro de procedimentos para todas as manobras possíveis. Este quadro é elaborado de acordo com a funcionalidade que se deseja ter nas subestações. A estratégia de análise de várias topologias consistiu em alterações coordenadas em uma subestação por vez, embora pudessem ser realizadas alterações em uma ou mais subes-

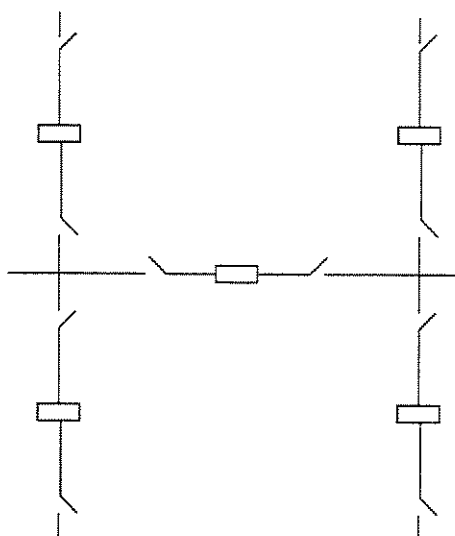


Figura 3.6: Arranjo típico de barras N° 6

Tabela 3.2: Subestações com o arranjo típico de barras N° 5

Subestação	Tensão	Empresa	Subestação	Tensão	Empresa
Jaguara	138 kV	CEMIG	Mascarenhas	138 kV	ESCELSA
Uberlândia	138 kV	CEMIG	Alcântara	138 kV	CEMIG
Poços de Caldas	138 kV	CEMIG	Carioba	138 kV	CPFL
Governador Valadares	138 kV	CEMIG	Tanquinho	138 kV	CPFL
Cachoeiro	138 kV	ESCELSA	Campos	138 kV	CERJ
Imbariê	138 kV	FURNAS	Rio Verde	138 kV	CELG
Mascarenha de Moraes	138 kV	FURNAS	Adrianópolis	138 kV	FURNAS
Poços de Caldas	230 kV	FURNAS	Rocha Leão	138 kV	FURNAS
Mogi das Cruzes	230 kV	FURNAS	Campos	138 kV	FURNAS
Cachoeira Dourada	138 kV	CELG	Goiânia Leste	138 kV	CELG

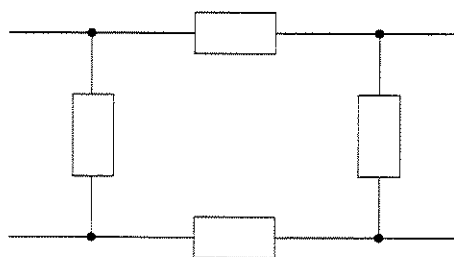


Figura 3.7: Modelo elétrico com disjuntores

tações simultaneamente. Todas as ações realizadas são consideradas ações nas barras, inclusive a retirada e inserção de linhas de transmissão.

A forma com que são geradas as configurações das barras deve estar ligada intimamente a função de construção em tempo real do sistema. Isto é, após obtidas leituras analógicas e lógicas e passada por uma estimação de estado e análise topológica do sistema são geradas configurações a partir do caso base corrente e analisadas se são possíveis de serem implementadas. Deve existir, então, uma fase de verificação da possibilidade de implementação das ações.

Na Figura 3.8 é apresentada um dos sistemas teste de 6 barras do trabalho de Billinton et al. [7]. As configurações de barras testadas na simulação desse sistema estão ilustradas nas figuras 3.9, 3.10, 3.11 e 3.12.

Embora algumas das subestações apresentadas possuam certa flexibilidade de alteração topológica, esta flexibilidade refere-se principalmente a ações de manutenção, ou seja, o isolamento de certos trechos de barras para a realização de troca de componentes ou para inspeções. É necessário o planejamento e construção de subestações com flexibilidade do ponto de vista de operação que atendam os quesitos de confiabilidade e capacidade de remanejamento de cargas ou fluxos de forma mais dinâmica. Este fato foi comprovado após o desligamento em cascata do sistema interligado brasileiro Sul / Sudeste / Centro-Oeste em março de 1999, causado por um curto-circuito monofásico na barra de 440 kV da subestação de Bauru, o que provocou o desligamento de 5 circuitos de 440 kV. Este fato causou uma série de desligamentos, inclusive do tronco de 750 kV e o elo de corrente contínua de Itaipú afetando vários Estados. Uma comissão mista (ELETROBRÁS, CEPEL, ONS) foi nomeada para propor soluções de curto, médio e longo prazo para aumentar a segurança e a confiabilidade do sistema frente a ocorrência de contingências.

Entre as principais medidas estão a revisão da topologia das subestações e sua modernização, conforme apresentado no artigo [44]. Foi constatado que várias subestações possuem barramentos que propiciam contingências múltiplas no caso de falha de um determinado equipamento. Dessa forma, várias medidas foram propostas para o melhoramento da segurança para cada subestação, como por exemplo, na subestação de Adrianópolis, foi proposto o seccionamento da barra e colocação de vão de disjuntor, além da transposição dos vãos da linha Itutinga-Campos e instalação de proteção de barra adaptativa.

De caráter genérico, foram propostas ações como: Revisão dos requisitos mínimos de cada subestação (configurações adequadas para determinados níveis de tensão) e melhoramento na representação dos componentes nos programas computacionais visando uma maior precisão na análise da rede.

Além das características das subestações que devem ser re-analisadas, uma das recomendações sugeridas é a implantação de instrumentos computacionais, como fluxo de potência *on-line* e estimação de estado para análise do sistema. O que é possível, conforme o estudo apresentado neste trabalho para análise de múltiplas configurações de subestações.

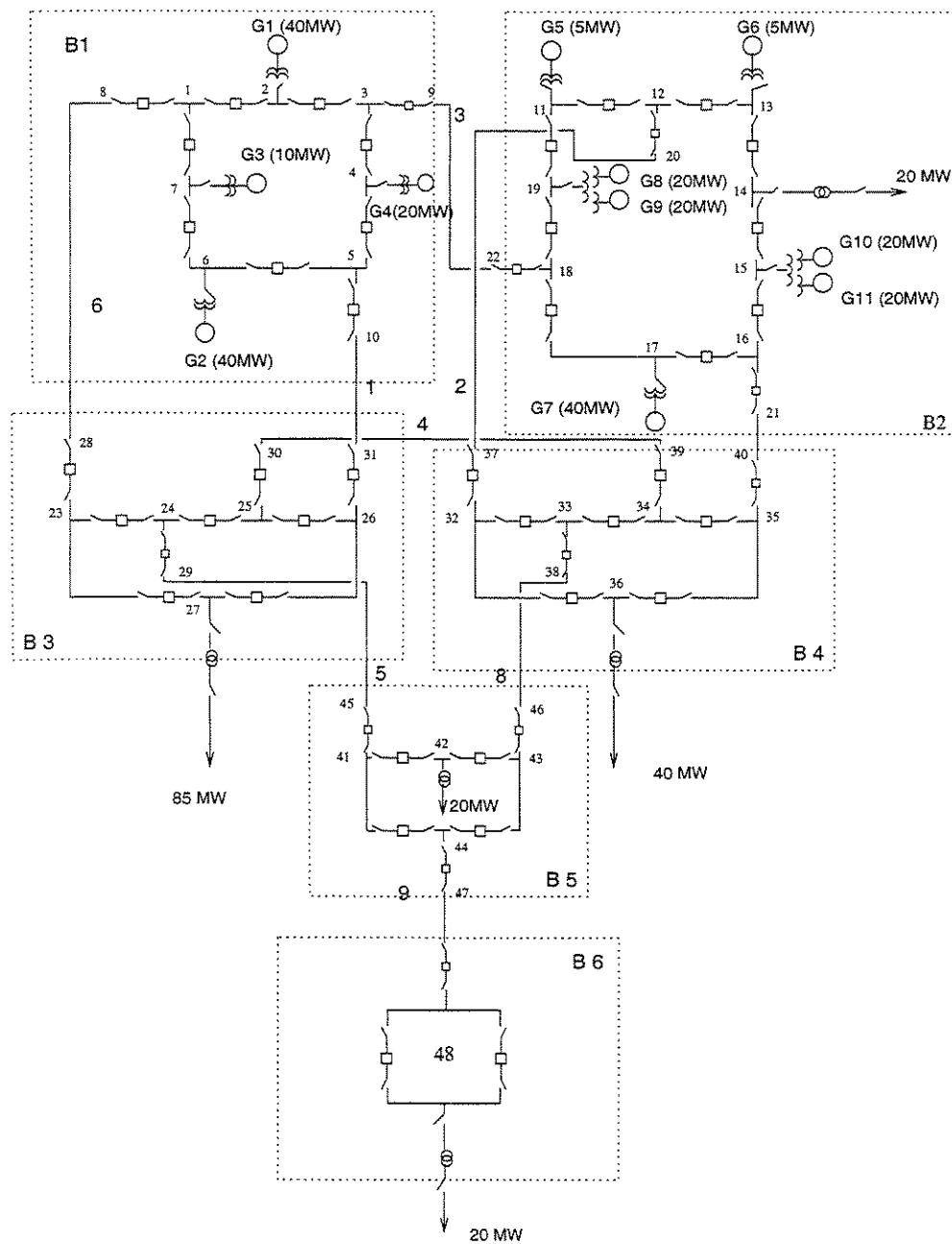


Figura 3.8: Sistema de IEEE de 6 barras com todos os disjuntores

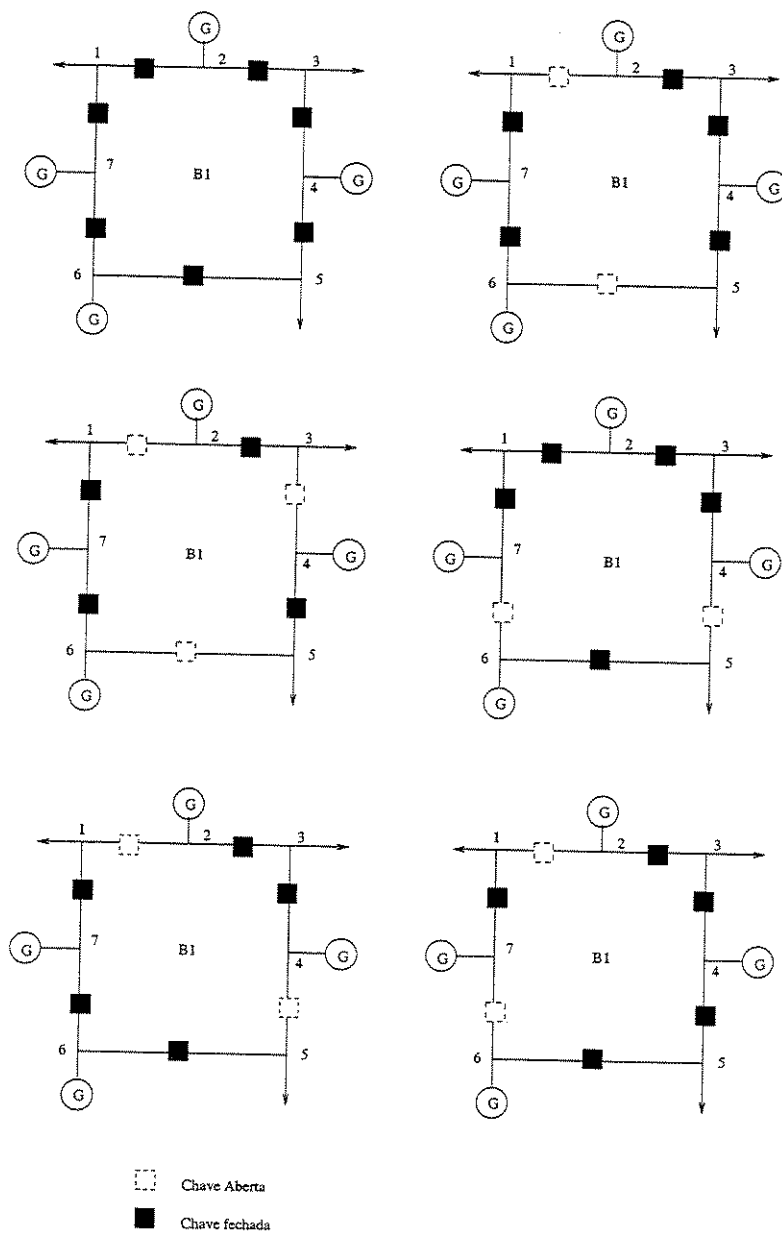


Figura 3.9: Configurações da subestação 1

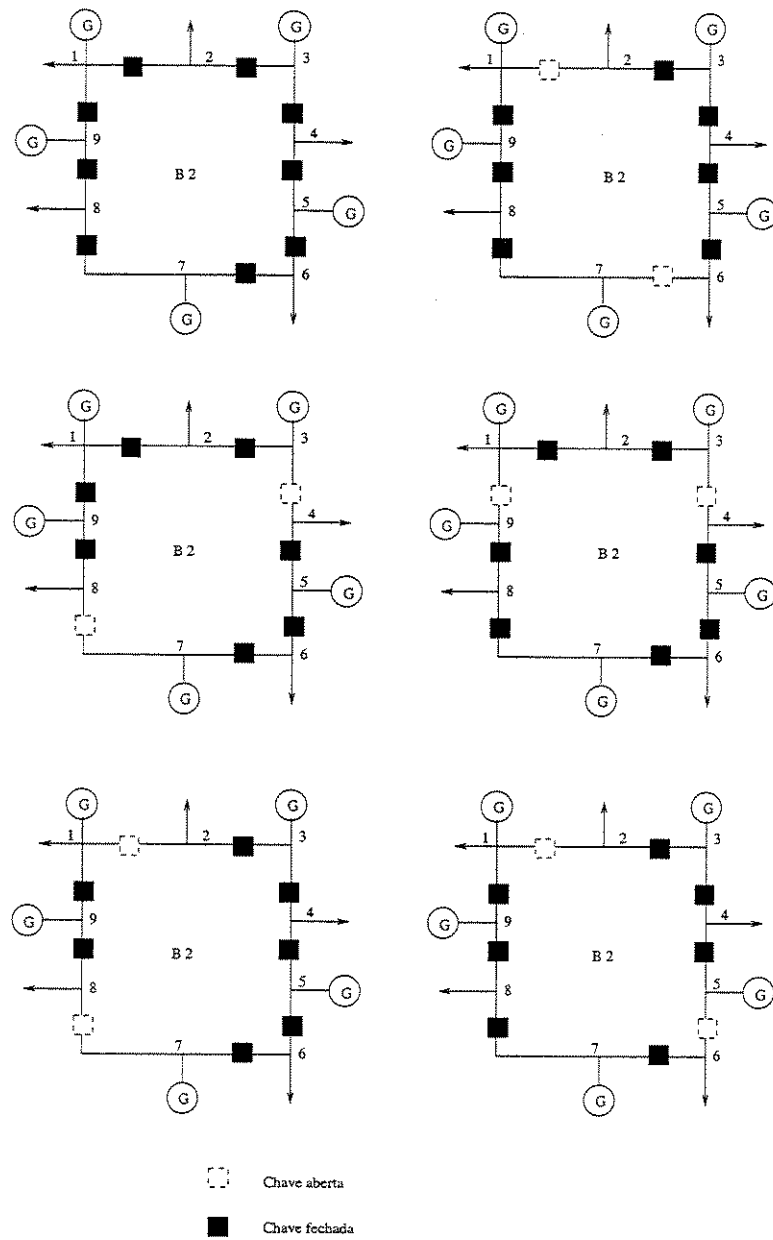


Figura 3.10: Configurações da subestação 2

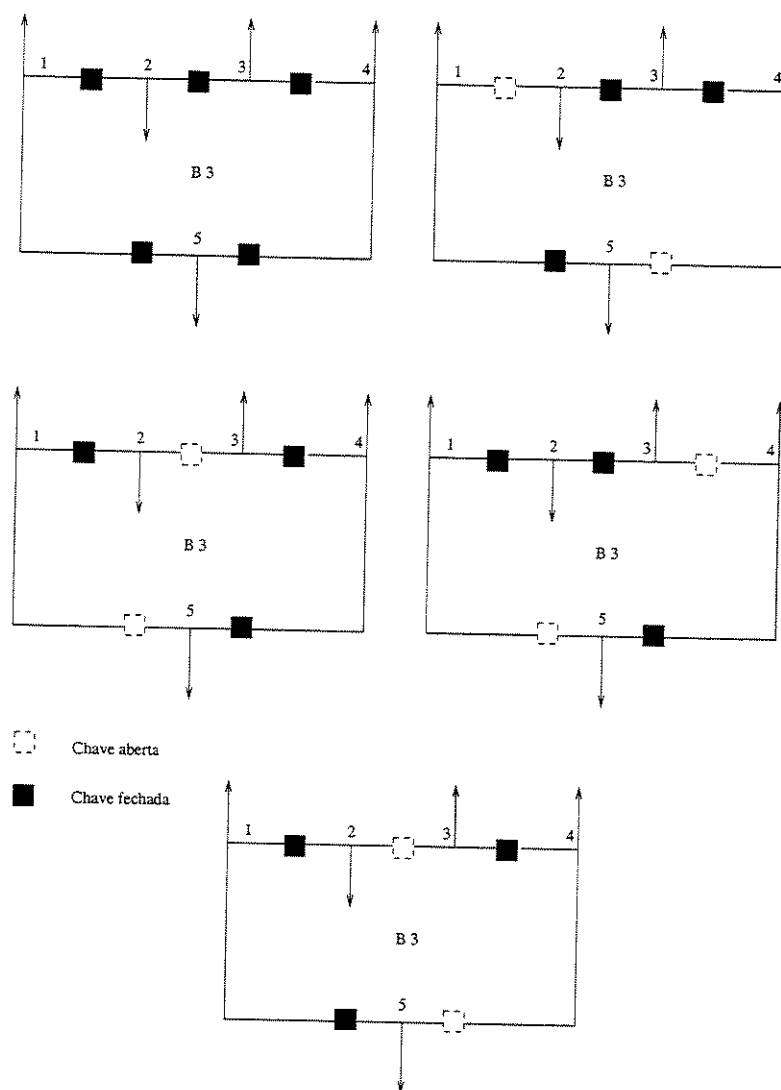


Figura 3.11: Configurações da subestação 3

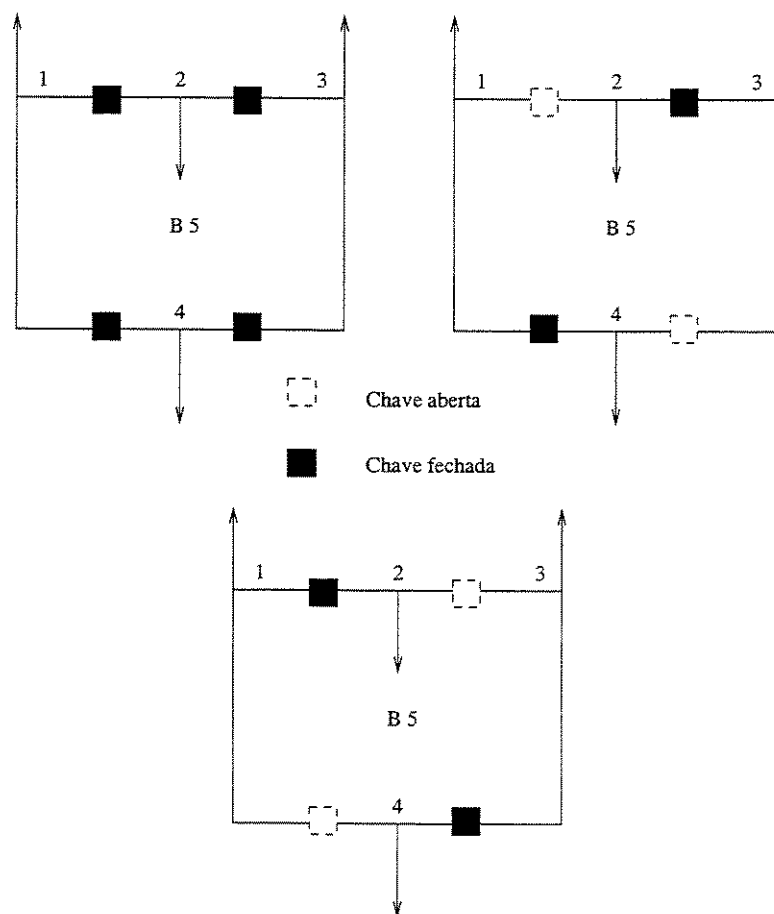


Figura 3.12: Configurações das subestações 4 e 5

Capítulo 4

Métodos de Compensação para Solução do Problema de Chaveamento

4.1 Introdução

Uma chave modelada como um elemento físico no modelo de fluxo de potência provoca uma alteração estrutural da matriz quando seu estado é modificado. O problema sofre uma transformação e então torna-se necessário a busca de meios para se alcançar a nova solução sem ter que resolver novamente todo o sistema. Os métodos de compensação derivam de analogias físicas para se conseguir obter a solução aproveitando-se dos cálculos realizados durante o processamento do caso base. A idéia básica consiste na inserção de fontes de correntes nos nós onde a admitância é alterada, simulando assim a alteração sem no entanto modificar a estrutura matricial básica. Neste capítulo, as técnicas de compensação normalmente usadas para adição e remoção de linhas e transformadores são estendidas para chaves e disjuntores.

Nas seções seguintes serão apresentados os efeitos da alteração de uma admitância sobre a estrutura da matriz $\mathbf{Y}$, os principais métodos de compensação utilizados, a refatoração parcial e o modelo utilizado para alteração de elementos de impedância nula.

Inicialmente, o modelo do circuito pode ser representado de forma simplificada através do seguinte sistema:

$$\mathbf{YV} = \mathbf{I} \quad (4.1)$$

A alteração dos elementos que o compõe (linhas, transformadores e elementos *shunt*) transforma a equação 4.1 no seguinte problema:

$$(Y + \Delta Y)(V + \Delta V) = I \quad (4.2)$$

Y representa a matriz de rede esparsa de dimensão $n \times n$ e ΔY a alteração que envolve um ou mais componentes da rede elétrica. A matriz Y pode ser considerada como a matriz admitância nodal ou mesmo a matriz Jacobiana. O vetor V representa o vetor de tensões, podendo conter as magnitudes ou ângulos. O vetor I representa injeções de potência ativa ou reativa.

A alteração da rede pode ter origem em duas causas: ocorrência de contingências ou a implementação de ações de controle.

A análise de contingências é um assunto intensamente estudado desde meados da década de 60 e as técnicas empregadas para seu estudo podem ser adaptadas para a aplicação em técnicas de chaveamento para alívio de sobrecargas. Com o objetivo de analisar os efeitos causados pela alteração topológica de tais ações, é importante abordar as principais técnicas de análise de alterações em redes de transmissão. É também importante salientar que tais análises são possíveis de serem aplicadas para qualquer problema em que exista alterações em matrizes do tipo simétrica.

4.2 Alterações em matrizes do tipo admitância Y

Considere inicialmente uma matriz do tipo admitância Y e a variação de Δy_{km} da admitância no ramo $k - m$ provoca a seguinte alteração na rede [35]:

$$\Delta Y = \begin{array}{c} \begin{array}{cc} & \begin{array}{cc} k & m \end{array} \\ \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} & \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \\ \dots \Delta y_{km} \quad \dots - \Delta y_{km} \dots \\ \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} & \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \\ \dots - \Delta y_{km} \quad \dots \Delta y_{km} \dots \\ \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} & \begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \end{array} \begin{array}{l} k \\ m \end{array}$$

Figura 4.1: Matriz de alteração ΔY

Observa-se que para uma alteração simples alteram-se quatro posições na matriz Y . A estrutura simétrica desta alteração pode ser colocada como o produto de elementos matriciais:

$$\Delta Y = \Delta y_{km} e_{km} e_{km}^t \quad (4.3)$$

Onde:

$$\mathbf{e}_{km}^t = \begin{matrix} & k & & m & \\ \begin{bmatrix} \dots & +1 & \dots & -1 & \dots \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (4.4)$$

A alteração simultânea de várias admitâncias no sistema leva a superposição de múltiplas alterações quádruplas na matriz base. Nesse caso, o vetor $\mathbf{e}$ torna-se uma matriz do seguinte tipo:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} \mathbf{e}_{k_1 m_1} & \mathbf{e}_{k_2 m_2} & \dots & \mathbf{e}_{k_l m_l} \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

A formulação genérica para a matriz de alteração $\Delta \mathbf{Y}$ fica da seguinte forma:

$$\Delta \mathbf{Y} = \mathbf{M} \delta \mathbf{y} \mathbf{M}^t \quad (4.6)$$

A matriz $\delta \mathbf{y}$ representa uma matriz diagonal que contém os valores para alteração de cada ramo em questão.

A análise das alterações matriciais pode seguir pelas características físicas do problema ou pela sua análise algébrica. A analogia física consiste em modelar a alteração na admitância de um ramo na rede como sendo o mesmo efeito que a inserção de uma fonte de corrente de intensidade adequada entre os nós terminais da admitância. Esta é a base para aplicação do Teorema da Compensação.

4.3 Teorema da Compensação

A principal idéia do Teorema da Compensação está em inserir fontes de corrente de valores adequados de forma que simulem o efeito da variação de uma admitância em ramos do sistema. Imagine o seguinte caso em que uma admitância y_{km} ligada aos nós k e m . Inicialmente as injeções I_k e I_m nos nós e o fluxo que circula por ele é dado por $y_{km} E_{km}^0$. Quando uma variação de Δy é inserida na admitância, tem-se alteração dos fluxos nos ramos vizinhos. O efeito causado pela fonte de corrente seria equivalente a inserção de uma admitância paralela a original.

A alteração na injeção nos nós conforme mostra a Figura 4.2, fornece a situação da rede compensada. Observa-se que a rede não é alterada estruturalmente. Tem-se então uma formulação alternativa que preserva a estrutura da matriz $\mathbf{Y}$ original durante os cálculos. Isto quer dizer que não é necessária a sua re-inversão ou refatoração.

A nova formulação torna necessária a resolução do seguinte sistema:

$$\mathbf{I} + \mathbf{I}^c = \mathbf{Y}^0 \mathbf{E} \quad (4.7)$$

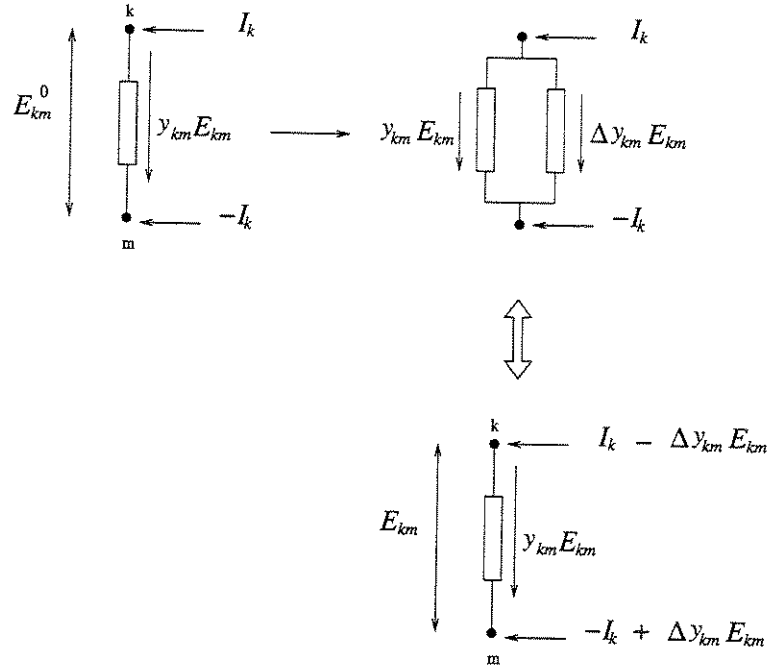


Figura 4.2: Teorema da Compensação

Para resolvê-lo é necessário a determinação do vetor $\mathbf{I}^c$. No exemplo, $\mathbf{I}^c$ corresponde a um vetor com duas componentes não nulas nas posições k e m de valores $-\Delta y_{km} E_{km}$ e $+\Delta y_{km} E_{km}$ respectivamente. Pode-se demonstrar algebricamente que a alteração da admitância de Δy_{km} produz a seguinte variação no vetor tensão de:

$$\Delta \mathbf{E} = \mathbf{Z}^0 \mathbf{I}^c = -\frac{\Delta y_{km} E_{km}^0}{1 + \Delta y_{km} / y_{km}^{eq}} \mathbf{Z}^0 \mathbf{e}_{km} \quad (4.8)$$

Onde $\mathbf{I}^c$ é obtido por:

$$\mathbf{I}^c = -\frac{E_{km}^0}{\Delta y_{km}^{-1} + z_{km}^{eq}} \mathbf{e}_{km} \quad (4.9)$$

4.4 Métodos de compensação aplicados a análise de alterações de rede

O teorema da compensação tem como origem a dedução através do comportamento físico da rede frente a uma mudança nas admitâncias do sistema. Matematicamente, a sua elaboração genérica pode não permitir uma analogia de comportamento físico do problema. Este estudo mais geral pode ser melhor realizado através da aplicação do lema de inversão de matrizes

(apêndice A). Considere a resolução do seguinte problema:

$$(\mathbf{Y}^0 + \Delta \mathbf{Y})(\mathbf{V}^0 + \Delta \mathbf{V}) = \mathbf{I} \quad (4.10)$$

onde, $\mathbf{Y}$ é uma matriz $(n \times n)$, $\mathbf{V}^0$ é um vetor $(n \times 1)$ e $\mathbf{I}$ é um vetor $(n \times 1)$ ¹.

Considere que a matriz de alteração $\Delta \mathbf{Y}$ possa ser decomposta da seguinte forma:

$$\Delta \mathbf{Y} = \mathbf{CDE} \quad (4.11)$$

A aplicação direta do lema de inversão de matrizes [1] fornece a seguinte igualdade:

$$\mathbf{Y}^{-1} = (\mathbf{Y}^0)^{-1} - (\mathbf{Y}^0)^{-1} \mathbf{C} [\mathbf{D}^{-1} + \mathbf{E}(\mathbf{Y}^0)^{-1} \mathbf{C}]^{-1} \mathbf{E}(\mathbf{Y}^0)^{-1} \quad (4.12)$$

Deste lema são derivados vários métodos de compensação utilizados atualmente.

A matriz $\mathbf{Y}$ no estudo realizado, representa uma matriz do tipo admitância nodal ou a matriz Jacobiana. A forma com que a matriz de alteração é decomposta é parte fundamental para a aplicação de métodos de manipulação de matrizes esparsas. Em geral, as matrizes do tipo admitância ou jacobianas ($\mathbf{B}'$ e $\mathbf{B}''$) possuem alto grau de esparsidade. Por esse motivo, técnicas baseadas na eliminação de Gauss para determinação dos fatores triangulares são largamente utilizadas.

Para análise de contingências, duas modelagens para alterações em redes são adotadas: Baseada em ramos e baseada em alterações nodais. Os dois modelos se beneficiam do fato da matriz $\Delta \mathbf{Y}$ ser simétrica.

4.4.1 Modificação baseada em ramos

Este modelo já foi abordado anteriormente e consiste na decomposição da matriz $\Delta \mathbf{Y}$ na forma $\mathbf{M} \delta \mathbf{y} \mathbf{M}^t$ onde $\mathbf{M}$ é formado por vetores cujos componentes são 1 e -1 e a matriz $\delta \mathbf{y}$ representa o valor das alterações nos ramos. A estrutura da decomposição é apresentada na Figura 4.3. Atualmente, representa o modelo mais utilizado, mas a representação de elementos de impedância zero pode proporcionar problemas numéricos.

¹O lema de inversão de matrizes é geral e pode ser aplicado a matrizes inversíveis que podem não ser do tipo admitância.

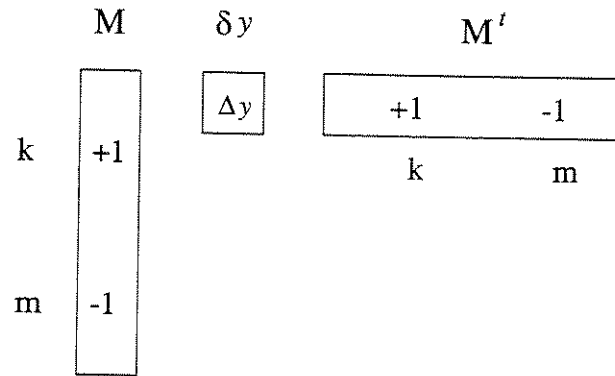


Figura 4.3: Modificação baseada em ramos

4.4.2 Modificação baseada em nós

Este modelo é mais geral e pode representar todos os tipos de alteração na matriz relacionados aos nós. Neste modelo a matriz M possui m colunas com apenas o elemento $+1$ em cada uma delas em posições adequadas e a matriz δy é de dimensão $(m \times m)$. m representa o número de nós envolvidos com a modificação dos ramos. Utilizando esse modelo, a decomposição da matriz ΔY fica conforme a Figura 4.4.

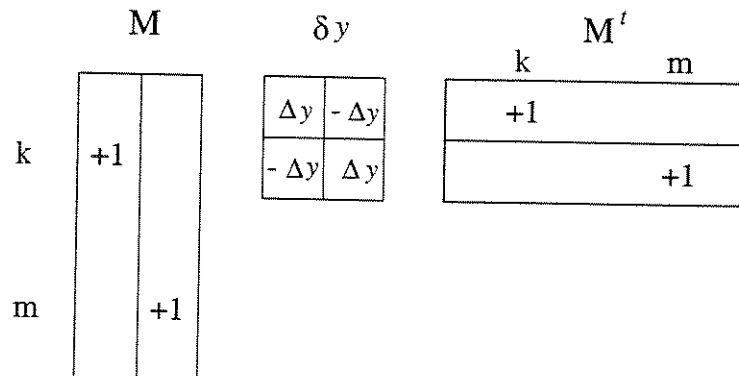


Figura 4.4: Modificação baseada em nós

A escolha dentre os dois modelos citados depende do conhecimento prévio do problema, isto é, deve-se verificar se haverá mais modificações de ramos ou mais nós envolvidos na modificação, pois o esforço computacional em qualquer um dos casos aumenta da ordem de m de acordo com a modificação da matriz δy .

4.4.3 Estratégias de compensação

Visto duas das principais modificações da matriz $\mathbf{Y}$, pode-se introduzir as principais formas de aplicação do método de compensação. São classificadas em três tipos: pré-compensação, pós-compensação e compensação intermediária. Esta forma de classificação baseia-se no momento em que a compensação do vetor $\mathbf{I}$ é realizada. As diferenças entre os métodos estão na forma de resolução da equação 4.13.

$$\mathbf{V} = \mathbf{Y}^{-1}\mathbf{I} = \left[(\mathbf{Y}^0)^{-1} - (\mathbf{Y}^0)^{-1}\mathbf{M}\mathbf{C}'\mathbf{M}^T(\mathbf{Y}^0)^{-1} \right] \mathbf{I}, \quad (4.13)$$

onde,

$$\mathbf{C}' = \left[\delta\mathbf{y}^{-1} + \mathbf{M}^T(\mathbf{Y}^0)^{-1}\mathbf{M} \right]^{-1} \quad (4.14)$$

Pré-compensação

Neste método a compensação é realizada em primeiro lugar. A equação 4.13 fica da seguinte forma:

$$\mathbf{V} = (\mathbf{Y}^0)^{-1} \left\{ \mathbf{I} - \mathbf{M}\mathbf{C}'\mathbf{M}^T(\mathbf{Y}^0)^{-1} \right\} \mathbf{I} \quad (4.15)$$

A matriz $\mathbf{I}$ representa uma matriz identidade de dimensão adequada.

Pós-compensação

A compensação é realizada após o processamento do produto $(\mathbf{Y}^0)^{-1}\mathbf{I}$.

$$\mathbf{V} = \left\{ \mathbf{I} - (\mathbf{Y}^0)^{-1}\mathbf{M}\mathbf{C}'\mathbf{M}^T \right\} (\mathbf{Y}^0)^{-1}\mathbf{I} \quad (4.16)$$

Compensação intermediária

Nesta abordagem, a matriz original $\mathbf{Y}^0$ é decomposta na forma de produto $\mathbf{LDU}$ e na maioria dos casos de análise de alterações múltiplas representa o método mais eficiente. A formulação desse método é dada por:

$$\mathbf{V} = \mathbf{U}^{-1} \left\{ \mathbf{I} - \mathbf{D}^{-1}\mathbf{L}^{-1}\mathbf{M}\mathbf{C}'\mathbf{M}^T\mathbf{U}^{-1} \right\} \mathbf{D}^{-1}\mathbf{L}^{-1}\mathbf{I} \quad (4.17)$$

e o $\mathbf{C}'$ é dado por:

$$\mathbf{C}' = [\delta \mathbf{y} + \mathbf{M}^T \mathbf{U}^{-1} \mathbf{D}^{-1} \mathbf{L}^{-1} \mathbf{M}]^{-1} \quad (4.18)$$

A compensação é realizada entre as etapas de *forward* e *backward* (substituição direta e retro-substituição). Observa-se que a caracterização dos três métodos é realizada de acordo com a forma que serão processadas. Nisso, tem-se a consideração também da característica esparsa e de acesso aos elementos armazenados na matriz. A forma com que são calculados os elementos auxiliares também deve ser levado em consideração.

4.4.4 Fases de preparação e de solução

A resolução da equação 4.17 pode ser dividida em duas fases: fase de preparação e fase de solução. Na fase de preparação são calculadas as matrizes auxiliares que fazem parte da inversa de $\mathbf{Y}$ e outras parcelas que permanecem constantes durante a fase de solução. A fase de solução é a fase de conclusão dos cálculos do vetor solução e que pode ser repetida a medida que o vetor $\mathbf{I}$ é alterado.

A seguir são apresentados algoritmos básicos para os métodos compensação intermediária e pós-compensação que são os mais utilizados.

4.4.5 Algoritmo compensação intermediária

Verificando a característica esparsa do sistema é possível elaborar uma metodologia para executar os passos de preparação e de solução.

Fase preparatória

Supondo o caso base previamente calculado e de posse da matriz $\mathbf{Y}$ decomposta na forma $\mathbf{LDL}^T$.

1. Resolver o sistema $\mathbf{LD}\tilde{\mathbf{W}} = \mathbf{M}$. Esta resolução pode ser realizada através da aplicação da *fast-forward*, onde a cada vez é processada uma coluna da matriz $\mathbf{M}$.
2. Processar as seguintes multiplicações:
 - a) $\mathbf{W}' = \mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}}$
 - b) $\mathbf{W}_T = \mathbf{W}'\tilde{\mathbf{W}}$
3. Calcular a matriz $\mathbf{C}'$.

$$\mathbf{C}' = [\delta \mathbf{y}^{-1} + \mathbf{W}_T]^{-1} \quad (4.19)$$

A matriz $\mathbf{C}'$ calculada é simétrica e normalmente a sua inversa não é difícil de ser obtida pois sua ordem é baixa ².

4. Calcular o produto $\tilde{\mathbf{W}}\mathbf{C}'$

Fase de solução

1. Calcular o vetor $\mathbf{I}$ de acordo com as modificações na matriz $\mathbf{Y}$.
2. Resolver o sistema: $\mathbf{LD}\hat{\mathbf{F}} = \mathbf{I}$.
3. Calcular o vetor de compensação $\Delta\mathbf{F}$:

$$\Delta\mathbf{F} = \tilde{\mathbf{W}}\mathbf{C}'\mathbf{W}_T\hat{\mathbf{F}} \quad (4.20)$$

4. Fazer a compensação:

$$\mathbf{F} = \hat{\mathbf{F}} + \Delta\mathbf{F} \quad (4.21)$$

5. Obtenção da solução:

$$\mathbf{V} = \mathbf{U}^{-1}\mathbf{F} \quad (4.22)$$

4.4.6 Algoritmo pós-compensação

Para esta forma de compensação, tendo o estado base disponível, são realizadas todas as operações necessárias para realização da compensação sobre a solução inicial.

Fase preparatória

1. Tendo a solução do sistema base $\mathbf{Y}_{base}\mathbf{V} = \mathbf{I}$, calcular a matriz auxiliar,

$$\mathbf{W} = \mathbf{Y}^{-1}\mathbf{M} \quad (4.23)$$

2. Processar a multiplicação:

$$\mathbf{W}_T = \mathbf{M}'\mathbf{W} \quad (4.24)$$

3. Calcular a matriz $\mathbf{C}'$.

$$\mathbf{C}' = [\delta\mathbf{y}^{-1} + \mathbf{W}_T]^{-1} \quad (4.25)$$

4. Calcular o produto $\mathbf{Z} = \mathbf{W}\mathbf{C}'$

²Depende de quantas alterações simultâneas são consideradas, alteração de 4 elementos significa uma matriz $\mathbf{C}'$ de ordem 4

Fase de solução

1. Atualizar o vetor $\mathbf{I}$ se houve modificações.
2. Calcular o vetor de atualização $\Delta \mathbf{V}$:

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{ZM}^T \mathbf{V}^0 \quad (4.26)$$

3. Fazer a compensação:

$$\mathbf{V} = \mathbf{V}^0 + \Delta \mathbf{V} \quad (4.27)$$

Estas duas formas de compensação podem ser adaptadas à análise AC utilizando o fluxo de carga desacoplado rápido. No método desacoplado, são resolvidos dois subproblemas lineares (ativo e reativo), portanto, as fases de preparação apresentadas necessitam do cálculo duplo das matrizes auxiliares para operações que envolvam $\mathbf{B}'$ e $\mathbf{B}''$. A fase de solução representa a volta ao processo iterativo normal do fluxo de carga. Os *mismatches* $\Delta \mathbf{P}$ e $\Delta \mathbf{Q}$ são calculados, as tensões $\Delta \mathbf{\Theta}$ e $\Delta \mathbf{V}$ são calculados considerando-se os fatores de compensação determinados na fase de preparação. A fase de solução prossegue até a convergência do processo iterativo. O processo de compensação evita a nova inversão da matriz $\mathbf{Y}$.

A comparação de eficiência entre os métodos de compensação é difícil, pois para cada problema, o método pode ser otimizado de forma diferente. A eficiência dependerá de como a matriz $\Delta \mathbf{Y}$ é decomposta e se é simétrica ou não. Uma alternativa ao método de compensação é a utilização de estratégias de refatoração parcial (Chan e Bandwajn 1986 [11]).

4.4.7 Refatoração parcial

Esta é uma das principais alternativas para a compensação. A matriz é modificada e parcialmente fatorada. Este método pressupõe que a alteração de alguns elementos na matriz $\mathbf{Y}$ base, não afeta inteiramente todos os elementos dos fatores triangulares $\mathbf{LDU}$. Tendo em mãos a árvore de fatoração original é possível obter a sequência dos elementos que deverão ser atualizados. Este método pode ser o mais indicado no caso em que são consideradas muitas alterações simultâneas por vez (ver apêndice C).

4.4.8 Alterações para ramos com chaves

Existem duas alternativas de decompor a matriz $\Delta \mathbf{Y}$ para o caso de inclusão e retirada de elementos (abertura e fechamento de chaves). A primeira é o método baseado nos nós (já abordado anteriormente). A utilização desse modelo para a modelagem da chave fechada não é vantajosa do ponto de vista computacional, pois o número de alterações realizados no processo de manipulação com esses dispositivos é maior e a alteração múltipla desses elementos tenderia a preencher e aumentar a dimensão da matriz $\mathbf{D}$ consideravelmente mais que a alteração simples.

Na modelagem da chave fechada, por exemplo, para cada elemento são alteradas 5 posições na matriz $\mathbf{Y}$. Na Figura 4.5 tem-se modelado os ramos com chave fechada.

As matrizes $\Delta\mathbf{Y}$ de operação de retirada e inclusão que são ilustradas na Figura 4.6, podem ser decompostas na forma $\mathbf{C}\tilde{\mathbf{D}}\mathbf{C}^t$, conforme observado na Figura 4.7. Observa-se que neste modelo, não há problema no cálculo da inversa da matriz $\delta\mathbf{y}$.

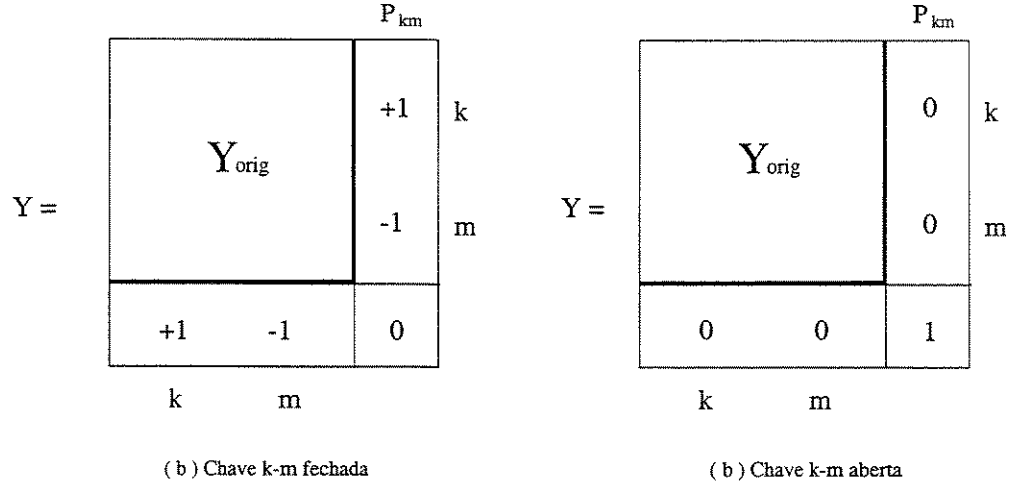


Figura 4.5: Estrutura da matriz $\mathbf{Y}$

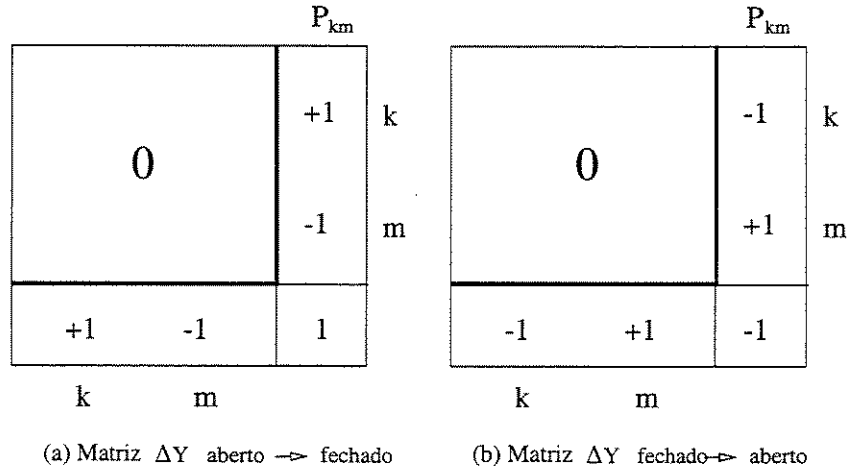


Figura 4.6: Matrizes $\Delta\mathbf{Y}$ de (a)fechamento e (b)abertura de chaves/disjuntores

A seguir é apresentada a aplicação do modelo de chaves para alteração. O algoritmo compensação intermediária apresentado anteriormente, foi deduzido de forma geral. Para lembrar que as alterações tratadas representam a abertura e fechamento de chaves em subestações, e que representa uma nova forma de modelagem que difere da alteração na admitância de linhas, foram introduzidas outras notações. A decomposição da matriz alteração $\Delta\mathbf{Y}$ foi realizada da seguinte forma:

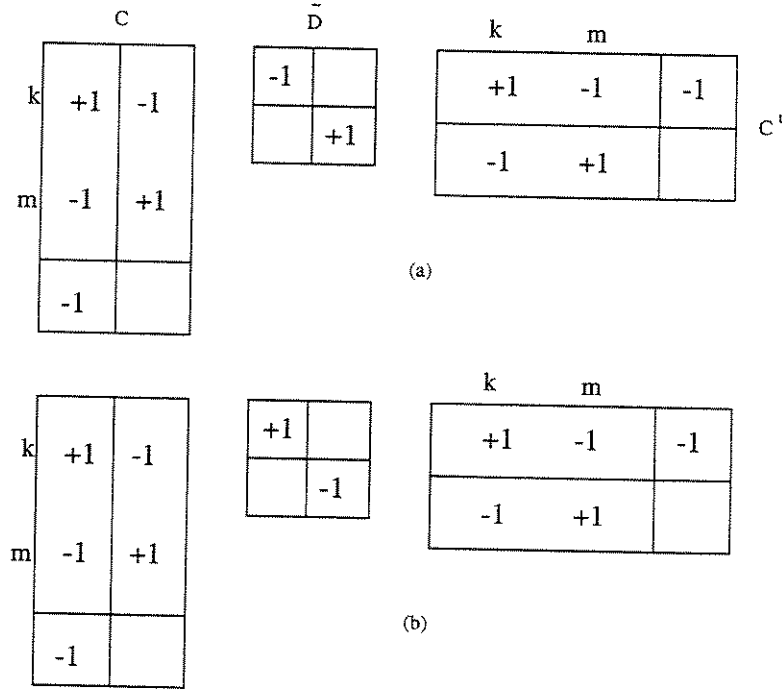


Figura 4.7: Decomposição da matriz ΔY (a) fechamento e (b) abertura de chaves/disjuntores

$$\Delta Y = C \tilde{D} C^t, \quad (4.28)$$

onde as matrizes acima são as mesmas descritas no modelo de fluxo de carga. Notar que a matriz $(\tilde{D}^{-1} + (\tilde{D}W)^t \tilde{W})^{-1}$ chamada anteriormente por C' não possui mais a correlação com impedâncias equivalentes como nos casos anteriores e por isso é chamado de matriz E .

Análise da abertura de uma chave em um sistema de 3 barras

Considere o sistema da Figura 4.8. Este sistema é composto de 3 barras e duas linhas de transmissão. A conexão entre as barras 2 e 3 é feita por uma linha de impedância zero representada por um disjuntor fechado. A aplicação do algoritmo compensação intermediária requer a execução dos passos descritos a seguir.

Considerando a barra 1 como a barra de referência, a matriz B_{base} e o vetor de injeção P são:

$$B_{base} = \begin{bmatrix} \theta_2 & \theta_3 & P_{23} \\ 3 & 0 & 1 \\ 0 & 2 & -1 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix}, \quad P = \begin{bmatrix} -0.5 \\ -1.0 \\ 0.0 \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

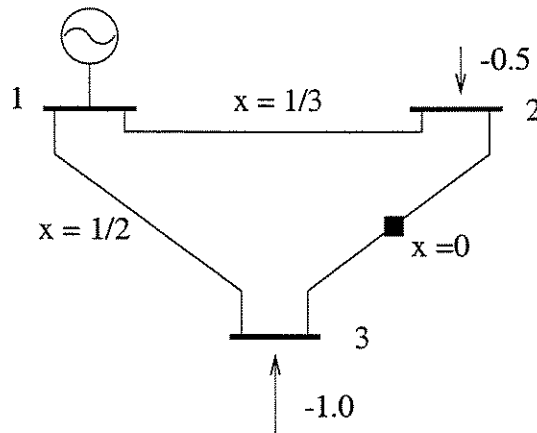


Figura 4.8: Sistema exemplo de três barras

A decomposição da matriz base $\mathbf{B}_{base}$ na forma $\mathbf{B} = \mathbf{LDU}$ fornece:

$$\mathbf{B}_{base} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 1/3 & 1/2 & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} 3 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & -5/6 \end{bmatrix}}_{\mathbf{D}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1/3 \\ 0 & 1 & 1/2 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}}_{\mathbf{L}^t} \quad (4.30)$$

Fase 1: Preparação

Dada a matriz alteração $\Delta\mathbf{y}$,

$$\Delta\mathbf{y} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 \\ -1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

a decomposição da matriz $\Delta\mathbf{y}$ de alteração é dada por,

$$\Delta\mathbf{y} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} +1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}}_{\tilde{\mathbf{D}}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & -1 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \end{bmatrix}}_{\mathbf{C}^t} \quad (4.32)$$

1. Obtenção de $\tilde{\mathbf{W}} = \mathbf{L}^{-1}\mathbf{D}^{-1}\mathbf{C}$:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ -1/3 & -1/2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1/3 & 0 & 0 \\ 0 & 1/2 & 0 \\ 0 & 0 & -6/5 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.333 & -0.333 \\ -0.5 & 0.5 \\ 0.8389 & 0.3611 \end{bmatrix} \quad (4.33)$$

A execução dessa fase é caracterizada pelo uso de múltiplas execuções de fast-forwards. Neste exemplo é tratado apenas um caso de chave fechada. Para cada chave fechada são processados dois vetores esparsos da matriz $\mathbf{C}$.

2. Obtenção de $\mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}}$:

$$\mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}} = \begin{bmatrix} 1.0 & -1.0 \\ -1.0 & 1.0 \\ -0.6991 & -0.3009 \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

3. Obtenção de $(\mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}})^t\tilde{\mathbf{W}}$:

$$(\mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}})^t\tilde{\mathbf{W}} = \begin{bmatrix} 0.2469 & -1.0858 \\ -1.0858 & 0.7247 \end{bmatrix} \quad (4.35)$$

4. Cálculo da matriz $\mathbf{E} = (\tilde{\mathbf{D}}^{-1} + (\tilde{\mathbf{D}}\mathbf{W})^t\tilde{\mathbf{W}})^{-1}$

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} 0.1809 & -0.7133 \\ -0.7133 & -0.8191 \end{bmatrix} \quad (4.36)$$

5. Cálculo do produto $\tilde{\mathbf{W}}\mathbf{E}$:

$$\tilde{\mathbf{W}}\mathbf{E} = \begin{bmatrix} 0.2981 & 0.0353 \\ -0.4471 & -0.0529 \\ -0.1058 & -0.8942 \end{bmatrix} \quad (4.37)$$

Fase 2: solução

1. Cálculo de $\hat{\mathbf{F}} = \mathbf{L}^{-1}\mathbf{D}^{-1}\mathbf{P}$

$$\hat{\mathbf{F}} = \begin{bmatrix} -0.1667 \\ -0.5000 \\ -0.400 \end{bmatrix} \quad (4.38)$$

2. cálculo do vetor de compensação $\Delta\mathbf{F} = \tilde{\mathbf{W}}\mathbf{E}(\mathbf{D}\tilde{\mathbf{W}})^t\hat{\mathbf{F}}$

$$\Delta\mathbf{F} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0.4 \end{bmatrix} \quad (4.39)$$

3. Realizar a compensação $\mathbf{F}' = \hat{\mathbf{F}} - \Delta\mathbf{F}$

$$\mathbf{F}' = \begin{bmatrix} -0.1667 \\ -0.5 \\ 0.0 \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

4. Obtenção da solução $\Theta_{novo} = \mathbf{U}^{-1}\mathbf{F}'$. Como aqui se deseja o vetor solução completo, é utilizado o backward convencional.

$$\Theta_{novo} = \begin{bmatrix} -0.1667 \\ -0.5 \\ 0.0 \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

Este exemplo ilustrou os passos básicos para uma análise DC utilizando a compensação intermediária. A fase de solução pode ser repetida para casos em que se deseja obter estados para vários valores de $\mathbf{I}$ diferentes.

Caso, neste exemplo, fosse desejado obter a solução AC utilizando o método desacoplado rápido, a fase de preparação envolveria também a matriz $\mathbf{B}''$ e dois vetores de compensação seriam determinados. Esses dois vetores entrariam no processo iterativo do desacoplado pensando os vetores $\Delta\mathbf{V}$ e $\Delta\Theta$ até a obtenção da convergência.

Capítulo 5

Seleção de Chaveamentos

5.1 Introdução

A seleção de chaveamentos visa realizar uma análise rápida das opções de chaveamento disponíveis. Baseada no estado atual da rede, seu objetivo é fornecer ao operador as principais ações que podem proporcionar o alívio de determinadas sobrecargas e um relatório sobre a eficácia através de uma classificação (*ranking*). O objetivo da análise é fornecer opções de ações que possam ser utilizadas em tempo real, geralmente em situações de emergência, sem a necessidade de realizar o redespacho de geração.

As principais etapas para execução do algoritmo proposto de seleção de ações de chaveamento são:

- a. Determinar que tipo de ações ou configurações devem ser consideradas (retirada de linhas, alteração da topologia das barras ou ambos simultaneamente);
- b. Realizar a modelagem dos elementos da rede;
- c. Análise das alternativas de chaveamento;
- d. Classificação e ordenação das principais ações candidatas.

Neste capítulo serão descritos as estratégias adotadas para a realização da seleção, os dispositivos e configurações envolvidas.

5.2 Geração de configurações

As configurações alternativas a serem testadas podem ser obtidas do projeto da subestação e a partir da experiência dos operadores. Sistemas extremamente versáteis, que possuem a habili-

dade de alterar a sua topologia de muitas formas podem demandar estratégias de elaboração de configurações mais complexas, como por exemplo, empregar o uso de programações que utilizam técnicas meta-heurísticas para determinação de um conjunto mínimo de ações para chegar a uma determinada topologia. As configurações selecionadas devem ser testadas por um simulador de alteração de topologia para verificar a viabilidade de sua implementação. Entre os testes estão a verificação de ilhamentos no sistema e a presença de conexões de laço fechado nas subestações.

Outras ações do simulador consistem em:

1. Detectar e evitar o chaveamento de seções de barras que estejam conectadas a geradores ou co-geradores;
2. Minimizar o número de operações envolvidas;
3. Permitir que todas as configurações possíveis sejam testadas e permitir o uso repetido da mesma chave ou disjuntor para operações subsequentes.

Com relação ao chaveamento de linhas de transmissão, deve-se observar o conjunto de linhas realmente chaveáveis, uma vez que em uma linha várias cargas podem estar ligadas por meio de derivações. No cálculo de fluxo de potência, cada ponto de conexão representa uma barra com injeção de potência nula e o trecho entre essas conexões representa apenas uma parcela da linha de transmissão. Por essa razão, é conveniente a inclusão da representação explícita de disjuntores, de forma que a alteração de estado só acontece com os disjuntores e não com as linhas de transmissão, evitando assim a retirada de um trecho de linha que não é permitida.

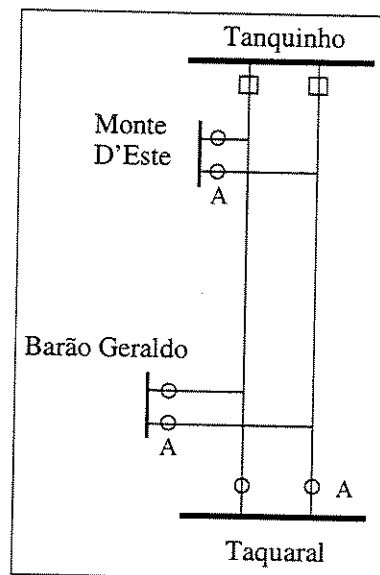


Figura 5.1: Linhas de transmissão com derivação

5.2.1 Elaboração do conjunto teste

Quando se trata de uma análise de contingências, é possível realizar um estudo sobre o sistema para determinar até que região, ou vizinhança é afetada pela saída de um dispositivo. Técnicas de *bounding* [17] possibilitam esse tipo de análise. No caso de se determinar qual alteração topológica irá causar o efeito desejado, a situação é inversa e mais difícil de ser resolvida. Geralmente, é necessário ter calculado previamente os fatores de contribuição para cada alteração topológica. Ter todos os fatores também não é a forma mais eficiente para descrever de forma completa uma vizinhança onde serão realizadas as alterações. As alterações coordenadas da topologia, principalmente através de subestações, podem proporcionar um efeito cumulativo que afeta uma região distante do local de aplicação. Em geral, as alterações de fluxos na região de interesse podem ser realizadas por linhas ou subestações próximas, entretanto, outras alterações em regiões mais distantes também podem proporcionar o mesmo efeito. Nos testes realizados neste trabalho foram incluídas todas as configurações elaboradas sem realizar uma limitação de vizinha para a sua aplicação.

5.3 Seleção dos candidatos

A seleção dos candidatos realizada é dividida em duas partes: a primeira consiste em utilizar uma análise linear rápida para selecionar os candidatos que aliviam totalmente a sobrecarga de acordo com os critérios citados anteriormente e a segunda realiza a partir desses candidatos a análise AC para verificação dos limites de tensão e fluxos. A verificação AC representa a porção mais demorada do teste, embora sejam utilizadas rotinas de compensação. As configurações candidatas para a análise AC devem atender três condições:

1. Não provocar sobrecarga em ramos que não estão sobrecarregados;
2. Não aumentar a sobrecarga dos ramos inicialmente sobrecarregados;
3. Eliminar a sobrecarga no ramo controlado.

Quando apenas os itens 1 e 2 são satisfeitos, as ações são classificadas de acordo com um índice de sobrecarga. O índice utilizado neste trabalho é a somatória dos quadrados das violações de fluxos após a implementação da ação:

$$PI = \sum_{k,l \in S_s} \left(\frac{P_{kl}^\nu}{P_{kl}^n} \right)^2 \quad (5.1)$$

onde,

PI - índice de performance da ação candidata;

P_{kl}^ν - Fluxo na linha k-l após a ação ν ;

P_{kl}^n - Fluxo normal ou de emergência na linha k-l;

S_s - Conjunto de linhas sobrecarregadas.

Este índice foi proposto originalmente por Ejebe e Wollemberg para o problema de análise de contingências [15]. O propósito desse índice é identificar o nível de sobrecarga existente no sistema após a realização das manobras e produzir uma lista ordenada de acordo com o índice (*rank*).

Se satisfeitos os três critérios básicos, as melhores ações poderão ser escolhidas pelas seguintes lógicas:

1. Entre várias configurações possíveis em uma subestação, aquela que proporcionar o menor carregamento na linha mais carregada será considerada como a melhor.
2. O melhor candidato será aquele que proporcionar o alívio total da sobrecarga.
3. Nos casos em que houver várias opções de chaveamento de linhas de transmissão que aliviem sobrecargas, deve-se escolher a que esteja com o menor fluxo no momento para minimizar distúrbios provocados pela ação.

O fluxograma de análise pode ser visualizado na Figura 5.2. A estratégia pode ser utilizada para análise de casos de contingência ou em aumentos de carga no sistema que provoquem sobrecargas.

5.4 Análise DC

Detectada a sobrecarga e de posse das configurações que podem ser implementadas, o processo é iniciado pela busca de soluções através de métodos linearizados. A estratégia utilizada consiste na monitoração através do fluxo de carga linearizado do fluxo ativo das linhas sobrecarregadas. A seleção inicial da lista bruta através desse método não objetiva o cálculo de todas as variáveis de estado como tensão nodal em todas as barras. A primeira fase da análise DC objetiva apenas selecionar os candidatos que proporcionam a redução da sobrecarga na linha desejada. Apesar da realização de uma busca intensiva sobre uma lista pré-determinada¹, o tempo de execução é baixo, uma vez que possuindo o resultado do caso base calculado, apenas operações de multiplicação de vetores e uma inversão de uma matriz de pequena dimensão são realizados. A seguir, serão apresentados métodos baseados no lema de inversão de matrizes para cálculo do incremento de fluxos pós alteração.

¹ A lista de topologias a serem testadas é elaborada através de estudos prévios no planejamento de operação.

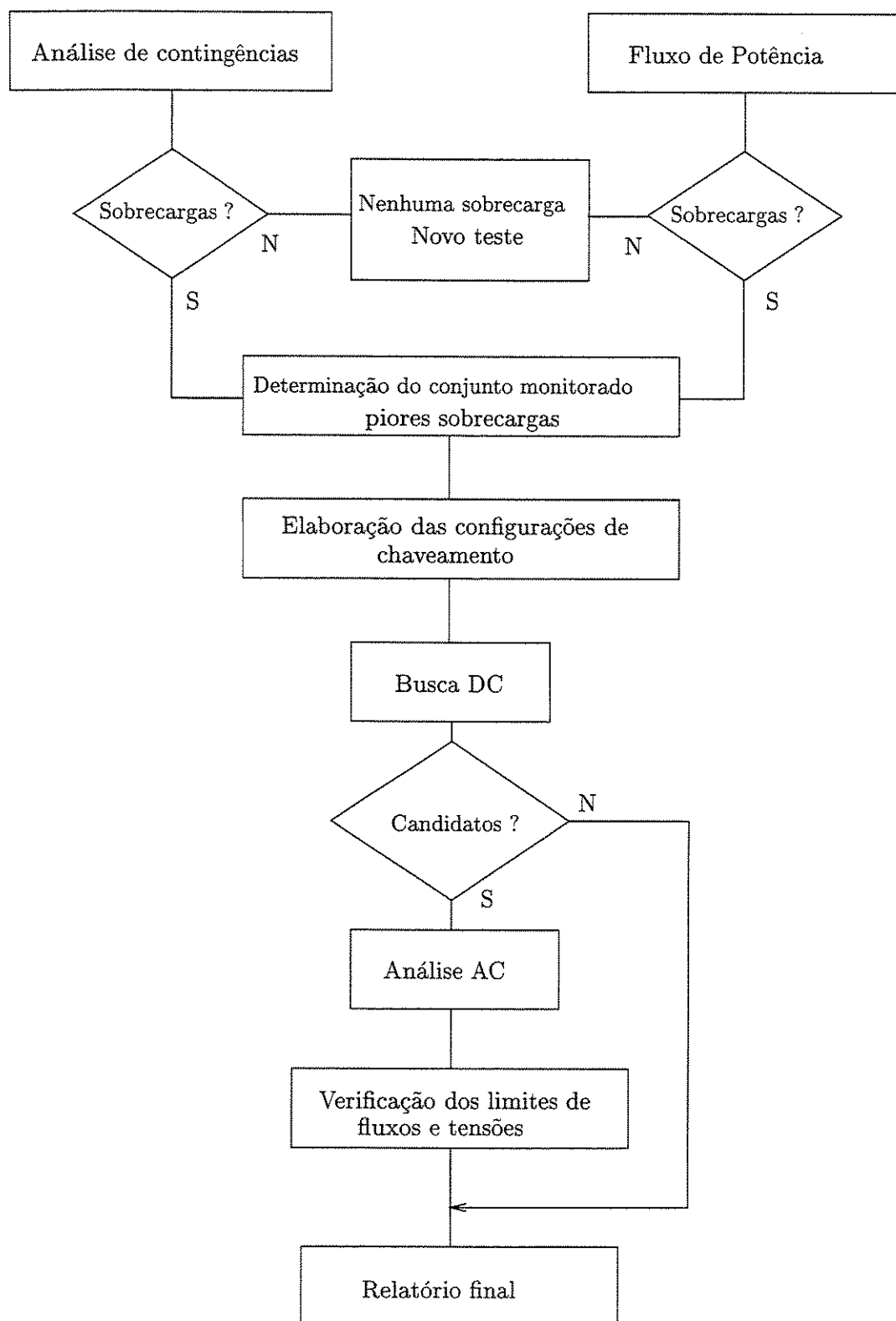


Figura 5.2: Fluxograma simplificado para análise de chaveamentos

5.4.1 Alterações do sistema baseadas na retirada de linhas ou transformadores

Considere o fluxo de potência linearizado representado pela seguinte expressão:

$$\mathbf{B}\Theta_b = \mathbf{P} \quad (5.2)$$

O subscrito b representa o caso base, Θ vetor de ângulos nodais, $\mathbf{P}$ o vetor de injeção de potência ativa e $\mathbf{B}$ a matriz $\mathbf{B}'$ do método desacoplado rápido.

Considerando que em um sistema a admitância de uma linha $j - k$ é diminuída de Δy_{jk} , a equação 5.2 fica da seguinte forma:

$$\left[\mathbf{B} - \Delta y_{jk} \mathbf{e}_{jk} \mathbf{e}_{jk}^T \right] \Theta = \mathbf{P} \quad (5.3)$$

Supondo que se deseja monitorar uma linha arbitrária $l - m$, o fluxo que passará por ela com a linha $j - k$ alterada será:

$$P_{jk/lm} = y_{lm}(\theta_l - \theta_m) = y_{lm} \mathbf{e}_{lm}^T \Theta \quad (5.4)$$

Substituindo este resultado com a equação anterior:

$$P_{jk/lm} = y_{lm} \mathbf{e}_{lm}^T \left[\mathbf{B} - \Delta y_{jk} \mathbf{e}_{jk} \mathbf{e}_{jk}^T \right]^{-1} \mathbf{P} \quad (5.5)$$

Aplicando o lema de inversão de matrizes tem-se a seguinte expressão:

$$P_{jk/lm} = y_{lm} \mathbf{e}_{lm}^T \left[\mathbf{B}^{-1} + \frac{\mathbf{B}^{-1} \mathbf{e}_{jk} \mathbf{e}_{jk}^T \mathbf{B}^{-1}}{\Delta y_{jk}^{-1} - \mathbf{e}_{jk}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{e}_{jk}} \right] \mathbf{P} \quad (5.6)$$

A equação anterior pode ser colocada seguinte forma:

$$P_{jk/lm} = P_{lm} + d_{lm/jk} P_{jk} \quad (5.7)$$

Onde,

$$d_{jk/lm} = y_{lm} \frac{\Delta y_{jk}}{y_{jk}} \frac{\mathbf{e}_{lm}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{e}_{jk}}{1 - \Delta y_{jk} \mathbf{e}_{jk}^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{e}_{jk}} \quad (5.8)$$

Para casos de alterações múltiplas, o vetor $\mathbf{e}$ torna-se uma matriz do seguinte tipo:

$$\mathbf{M}_r = \begin{matrix} & \mathbf{e}_{jk} & \mathbf{e}_{in} & \cdots \\ \begin{bmatrix} \vdots & 1 & \cdots \\ 1 & \vdots & \cdots \\ \vdots & -1 & \cdots \\ -1 & \vdots & \cdots \end{bmatrix} & \begin{matrix} i \\ j \\ n \\ k \end{matrix} \end{matrix} \quad (5.9)$$

A expressão final para monitoramento de múltiplas linhas, com alterações múltiplas no sistema fica da seguinte forma:

$$\mathbf{P}_{m/r} = \mathbf{Y}_m \mathbf{M}_m^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{M}_r \mathbf{C} \mathbf{Y}_r^{-1} \mathbf{P}_r \quad (5.10)$$

e,

$$\mathbf{C} = \left(\Delta \mathbf{Y}_r^{-1} \mathbf{M}_r^T \mathbf{B}^{-1} \mathbf{M}_r \right)^{-1} \quad (5.11)$$

- $\mathbf{P}_{m/r}$ vetor de fluxos monitorados ou sobrecarregados (m) com relação às linhas retiradas (r).
- $\mathbf{P}_m$ vetor de fluxos monitorados.
- $\mathbf{P}_r$ vetor de fluxos das linhas retiradas (caso base).
- $\mathbf{Y}_m$ matriz diagonal com admitâncias das linhas monitoradas.
- $\mathbf{Y}_d$ matriz diagonal com admitâncias das linhas retiradas.
- $\Delta \mathbf{Y}_d$ variação da admitância no sistema.
- $\mathbf{M}_r$ Matriz incidência para linhas retiradas.
- $\mathbf{M}_m$ Matriz incidência para linhas monitoradas.

Esta formulação representa uma das formas clássicas para determinar a influência da saída de uma linha r em relação à linha monitorada m . Quando alterações na estrutura envolvem a alteração no estado das chaves, a equação deve considerar as novas restrições de igualdade, conforme descrito a seguir.

5.4.2 Alterações de topologia baseadas em chaves

Para alterações dos estados das chaves o desenvolvimento é análogo ao da retirada de linhas. Nesse caso, é necessário determinar uma decomposição da matriz de alterações na forma $\mathbf{C} \mathbf{D} \mathbf{C}^T$ conforme observado no capítulo 4 e ilustrado na Figura 5.3.

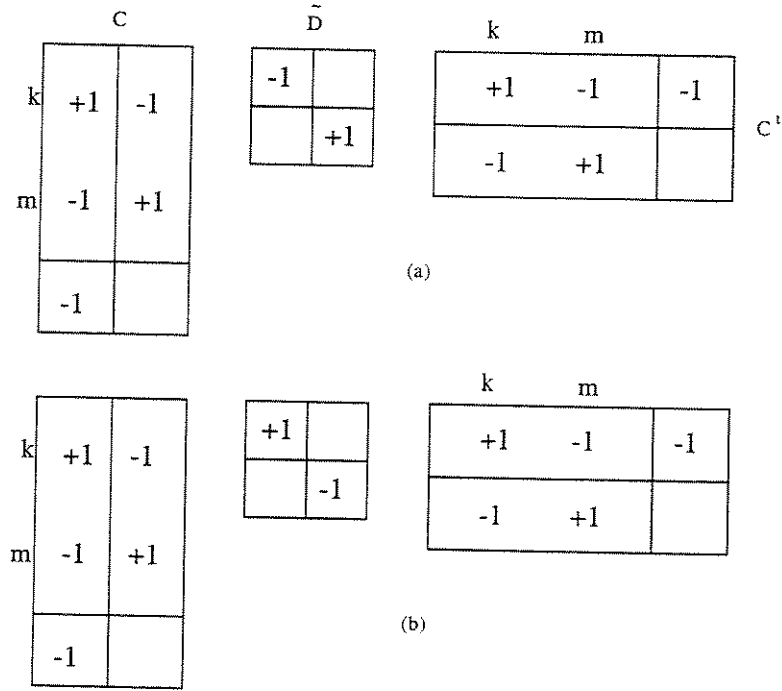


Figura 5.3: Decomposição da matriz ΔY (a)fechamento e (b)abertura de chaves/disjuntores

$$P_{m/\gamma} = Y_m M_m^T B_0^{-1} C G C^T \Theta_0 \quad (5.12)$$

onde,

$$G = \left(\tilde{D}^{-1} + C^T (B_0)^{-1} C \right)^{-1} \quad (5.13)$$

- $P_{m/\gamma}$ vetor de fluxos monitorados ou sobrecarregados (m) com relação à configuração testada (γ).
- P_m vetor de fluxos monitorados.
- Θ_0 vetor de ângulos do caso base.
- Y_m matriz diagonal com admitâncias das linhas monitoradas.
- M_m matriz incidência para linhas monitoradas.
- γ conjunto de configurações testadas

Feita a busca das configurações que resolvem o problema de sobrecarga sobre as linhas monitoradas, é necessário a verificação das restrições de fluxos das linhas restantes. A análise

DC completa é então composta de duas fases, a primeira fase consiste na seleção das opções que resultam na diminuição do fluxo da linha controlada e a segunda, a verificação das restrições de fluxos com a aplicação das ações obtidas na primeira fase.

Na fase 1, o conjunto m de linhas monitoradas resume-se ao conjunto de linhas sobrecarregadas que devem ter o fluxo diminuído, isto quer dizer que não é necessário o cálculo de todos os fatores de distribuição. Utilizando-se das técnicas de vetores esparsos é possível observar que apenas poucos elementos são necessários para o cálculo do fator de distribuição. O cálculo de $B_0^{-1}C$ pode ser realizado aplicando-se o *fast-forward*, pois são processados apenas dois ou três elementos por vez. A matriz G é uma matriz de ordem geralmente baixa e possui a dimensão igual ao número de elementos que são chaveados no sistema.

Os resultados das análises DC e AC são analisados através de relatórios de saída que indicam as ações candidatas, a porcentagem de redução de fluxo na linha sobrecarregada, ações que diminuem fluxo mas não eliminam a sobrecarga, classificação segundo índice de sobrecarga, ações que violam limites de tensão, entre outros.

A abordagem utilizada no trabalho, restringiu o número de alterações de estado de chaves para o máximo de 10. Para garantir a resolução de sistema indefinidos (ver apêndice A), foram utilizadas também rotinas MA28 do conjunto de programas Harwell, que representam versões mais novas da implementação descrita no relatório Harwell[14].

5.4.3 Alívio de múltiplas sobrecargas

A diminuição de fluxo de múltiplas linhas de transmissões representa o atendimento simultâneo de múltiplos objetivos. Este fato torna o problema mais difícil de ser resolvido e pode requerer múltiplas alterações de chaves em pontos isolados e distantes geograficamente. Uma das alternativas seria realizar uma forma de busca iterativa, onde atende-se inicialmente um dos objetivos e, em outra iteração com o estado já alterado, realizar uma nova busca por outra ação. Entretanto, essa forma de busca faz o número de tentativas crescer de forma geométrica e a possibilidade de encontrar uma solução que resolva, por exemplo, duas sobrecargas ao mesmo tempo torna-se mais difícil, a não ser em casos em que duas ou mais linhas sobrecarregadas estejam conectadas em paralelo entre duas barras. Quando múltiplas sobrecargas ocorrem e não há possibilidade de se realizar um redespacho de geração, cortes de cargas devem ser considerados.

No capítulo seguinte serão apresentados testes envolvendo vários sistemas e diferentes condições de operação.

Capítulo 6

Testes e Resultados

6.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados testes e resultados de simulações com 3 sistemas. Dois deles representam sistemas presentes na literatura: são sistemas do IEEE de 6 barras e de 30 barras com identificação das chaves de subestações. Serão também apresentados testes com o sistema da região de Campinas-SP com 216 barras e 247 ramos. São analisados várias situações de operação como ocorrência de contingências e aumento de carga.

6.2 Teste com sistema de 6 barras

Este sistema é baseado no banco de dados proposto pela referência [7], já apresentado no capítulo 3 (Figura 6.1). O primeiro teste realizado consiste em simular um aumento de carga em todo o sistema em 5% e submetê-lo a uma contingência. As configurações testadas são identificadas por números e apresentadas na Tabela E.3.

6.2.1 Contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5%

A contingência do ramo 30-39 provoca sobrecargas nos ramos 8-28 e 10-31. A análise propõe a abertura da chave 3-9 que elimina as duas sobrecargas simultaneamente e fornece uma redução em 7% do fluxo da linha monitorada sem a necessidade do remanejamento da geração. Pela Tabela 6.4 observa-se que a solução DC é bem próxima a solução AC.

Para o caso de incapacidade de abertura da chave 3-9, a abertura das chaves 1-2 e 5-6 e fechamento da chave 1-7 elimina a sobrecarga da linha 8-28. O índice de sobrecarga para essa configuração é menor, embora a adoção dessa manobra provoque um ligeiro aumento de sobrecarga na linha 10-31. Em sistemas maiores é possível adotar a estratégia de rotação de

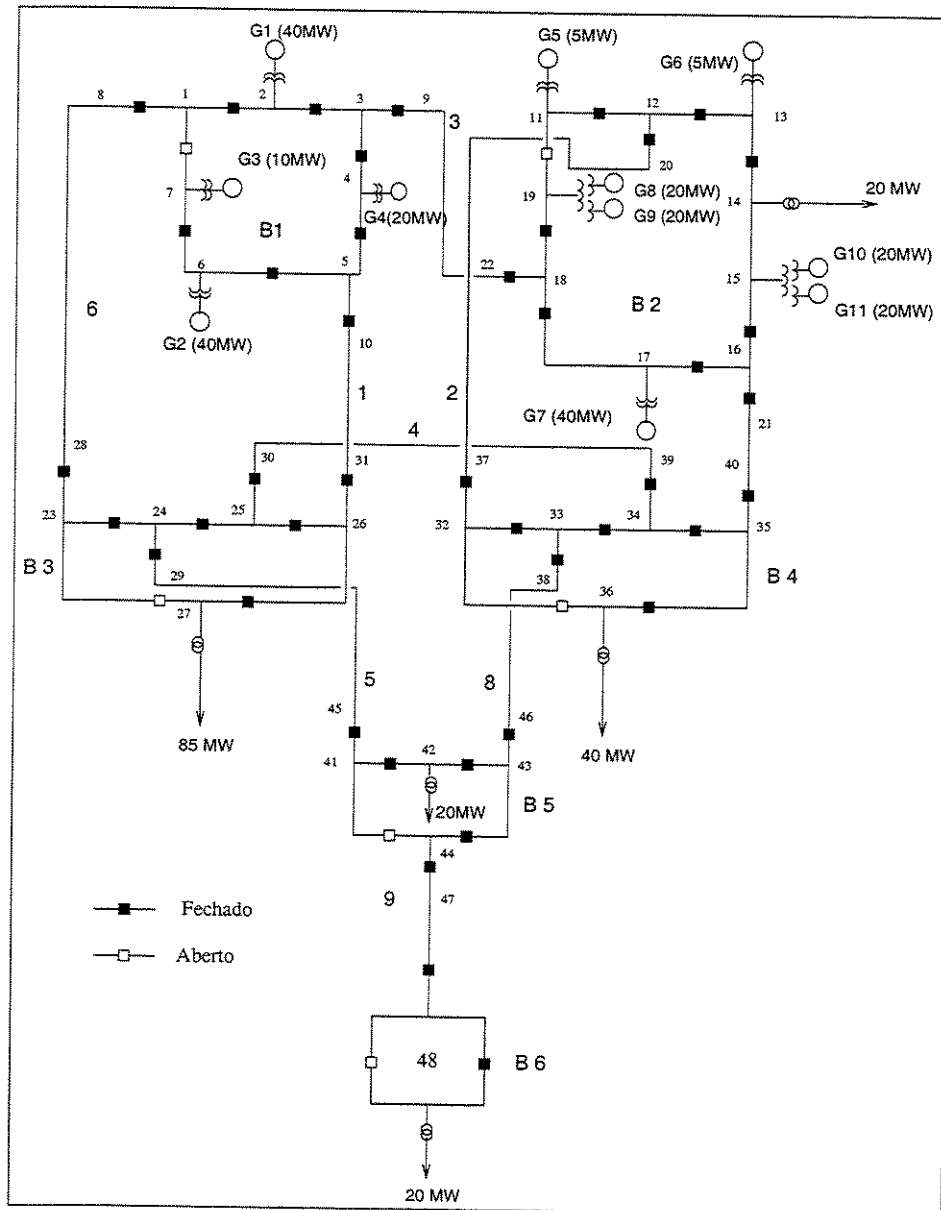


Figura 6.1: Sistema de 6 barras

sobrecargas, isto é, supondo que o tempo limite de sobrecarga em uma linha seja ultrapassada, é possível realocar o fluxo excedente para uma outra linha até que outras medidas como outro chaveamento ou redespacho de geração consigam eliminar a sobrecarga.

A Tabela 6.1 indica a situação de sobrecarga para a contingência do ramo 30-39, a Tabela 6.2 mostra a ação sugerida pela análise DC e a Tabela 6.3 o valor de fluxo obtido com a análise AC. Os números de configuração mostrados refletem uma determinada configuração de subestação testada de acordo com o estado das chaves ou disjuntores. As configurações citadas podem ser visualizadas no apêndice E.

Tabela 6.1: Sobrecarga devido a contingência do ramo 30-39 (sistema 6 barras)

Linha	8 - 28	10 - 31
Fluxo de sobrecarga	59,7 MW	59,7 MW
Fluxo Máximo	55,8 MW	55,8 MW
% de sobrecarga	7,0	7,0
Índice de sobrecarga	2,29	

Tabela 6.2: Eliminação de sobrecarga - Análise DC para contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% (sistema 6 barras)

Config. Nº	Fluxo corrigido (MW)	Ação sugerida	variação (%)
22	55,03	Abertura da chave 3 - 9	-7,38

Tabela 6.3: Resultado da análise AC para eliminação da sobrecarga na linha 76-80 (sistema 6 barras)

Config Nº	Fluxo corrigido (MW)	Fluxo AC (Desacoplado Rápido)(MW)
22	55,03	55,06

Na Tabela 6.4 estão presentes as configurações que não provocam sobrecargas, nem diminuem o fluxo da linha sobrecarregada. A Tabela 6.5 possui as configurações que eliminam a sobrecarga na linha desejada mas que criam outras sobrecargas. Em algumas situações limite, pode-se optar por aplicar esse tipo de ação, onde realiza-se uma “rotação de sobrecarga” quando o tempo de capacidade da linha alcança um ponto crítico. A Tabela 6.6 possui as configurações que, se implementadas, aumentam a sobrecarga da própria linha monitorada e também de outras linhas.

Tabela 6.4: Configurações que não alteram o estado para contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% (sistema 6 barras)

Config. Nº	Índice de sobrecarga	Nº de sobrecargas
19	2,287	2
20	2,287	2
29	2,287	2
15	2,231	2
17	2,231	2

Tabela 6.5: Eliminação de sobrecarga e aumento do fluxo em outras linhas (caso contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% - sistema 6 barras)

Config. Nº	Índice de sobrecarga	Nº de sobrecargas
4	8,576	4
2	5,205	3
18	4,326	1
23	3,860	1
21	3,843	1
13	3,267	1
5	3,253	1
12	3,244	2
1	1,384	1

Tabela 6.6: Configurações que provocam aumento de sobrecargas no sistema (caso contingência do ramo 30-39 e aumento de carga de 5% - sistema 6 barras)

Config Nº	Nº de sobrecargas
3	1
6	4
7	3
8	3
9	4
10	4
11	1
14	2
16	3
24	1
25	3
26	3
27	2

6.3 Testes com sistema IEEE-30

O sistema IEEE-30 é constituído de 30 barras e 41 linhas de transmissão e na simulação foram inseridas configurações de subestações com 70 chaves representadas conforme a figura 6.2. Foram realizados dois testes, o primeiro consistiu em avaliar as opções de chaveamento para a situação de aumento de carga de 20% em relação ao caso base, o segundo baseava-se nas sobrecargas causadas por contingências de linhas de transmissão.

6.3.1 Teste 1 - Aumento de carga de 20% e sobrecarga na linha 76-80

Este teste consistiu em elevar a carga total do sistema de 30 barras em 20% até a ocorrência de uma sobrecarga em uma linha. A Tabela 6.7 apresenta o fluxo e o índice de sobrecarga. A Tabela 6.8 ilustra a quantidade de ações sugeridas e as variações de fluxos que as ações propostas podem causar. Duas ações propõem a retirada da própria linha de transmissão em sobrecarga como forma de alívio. Essas ações são apresentadas em destaque.

Tabela 6.7: Sobrecarga na linha 76-80 (caso - aumento de carga de 20% e sobrecarga na linha 76-80 para o sistema de IEEE-30)

Linha	76-80
Fluxo de sobrecarga	9,193 MW
Fluxo Máximo	8,9 MW
% de sobrecarga	3,37
Índice de sobrecarga	1,043

Tabela 6.8: Resultado da análise DC para sobrecarga na linha 76-80 (sistema IEEE-30)

Config. Nº	Fluxo corrigido (MW)	Ação sugerida	variação (%)
19	2,32	Abertura da chave 72 - 73	-74,76
22	3,94	Abertura da chave 19 - 82	-57,12
45	8,32	Abertura da chave 56 - 51	-9,43
48	8,90	Abertura da chave 52 - 57	-3,15
50	2,21	Abertura da chave 60 - 66	-75,96
54	0,0	Abertura da chave 72 - 76	-100,00
55	2,32	Abertura da chave 73 - 77	-74,76
56	8,90	Abertura da chave 69 - 74	-3,10
58	8,49	Abertura da chave 17 - 79	-7,65
59	0,0	Abertura da chave 80 - 18	-100,00
60	3,92	Abertura da chave 81 - 18	-57,30
65	7,59	Abertura da chave 88 - 89	-17,44

Seguindo os critérios de escolha adotados, a melhor ação para o alívio é a abertura da chave 17-79, pois o fluxo que por ela circula é o menor entre as outras ações propostas. A Tabela 6.9

indica os casos que não alteram a situação atual, embora existam alternativas que diminuam o fluxo de sobrecarga (mas não o suficiente). A Tabela 6.10 demonstra a proximidade da solução DC com a obtida pelo fluxo de potência AC e a Tabela 6.11 indica os casos que pioram a situação com a implementação das ações.

Tabela 6.9: Ações que não alteram o estado, sistema sobrecarregado (sistema IEEE-30)

Config. Nº	Índice de sobrecarga	Nº de sobrecargas
67	1,043	1
44	1,042	1
7	1,042	1
35	1,042	1
42	1,030	1
27	1,024	1
25	1,008	1
26	1,008	1

A Tabela 6.12 mostra a porcentagem da capacidade de diminuição de fluxo para cada linha para um instante t de tempo. Para este caso, não foi considerado o aumento na carga de sistema. De acordo com o perfil de carga, pode-se inclusive obter a mudança do sentido do fluxo das linhas. Alguns valores na coluna de configurações possuem mais de um resultado. Para esses casos, mostra-se que é possível a retirada da linha testada sem provocar perturbações no sistema. São colocadas juntas na tabela, variações de fluxo de valor intermediário para verificação do caráter dinâmico das ações. Este tipo de simulação é útil quando se deseja alterar o perfil de tensão em certas regiões ou diminuir as perdas ativas.

Tabela 6.10: Resultado da análise AC para sobrecarga na linha 76-80 (sistema IEEE-30)

Config Nº	Fluxo corrigido (MW)	Fluxo AC (Desacoplado Rápido)
19	2,32	3,00
22	3,94	3,86
45	8,32	8,24
48	8,90	8,87
50	2,21	3,00
54	0,0	0,0
55	2,32	3,0
56	8,90	8,91
58	8,49	8,17
59	0,0	0,0
60	3,92	3,86
65	7,59	7,34

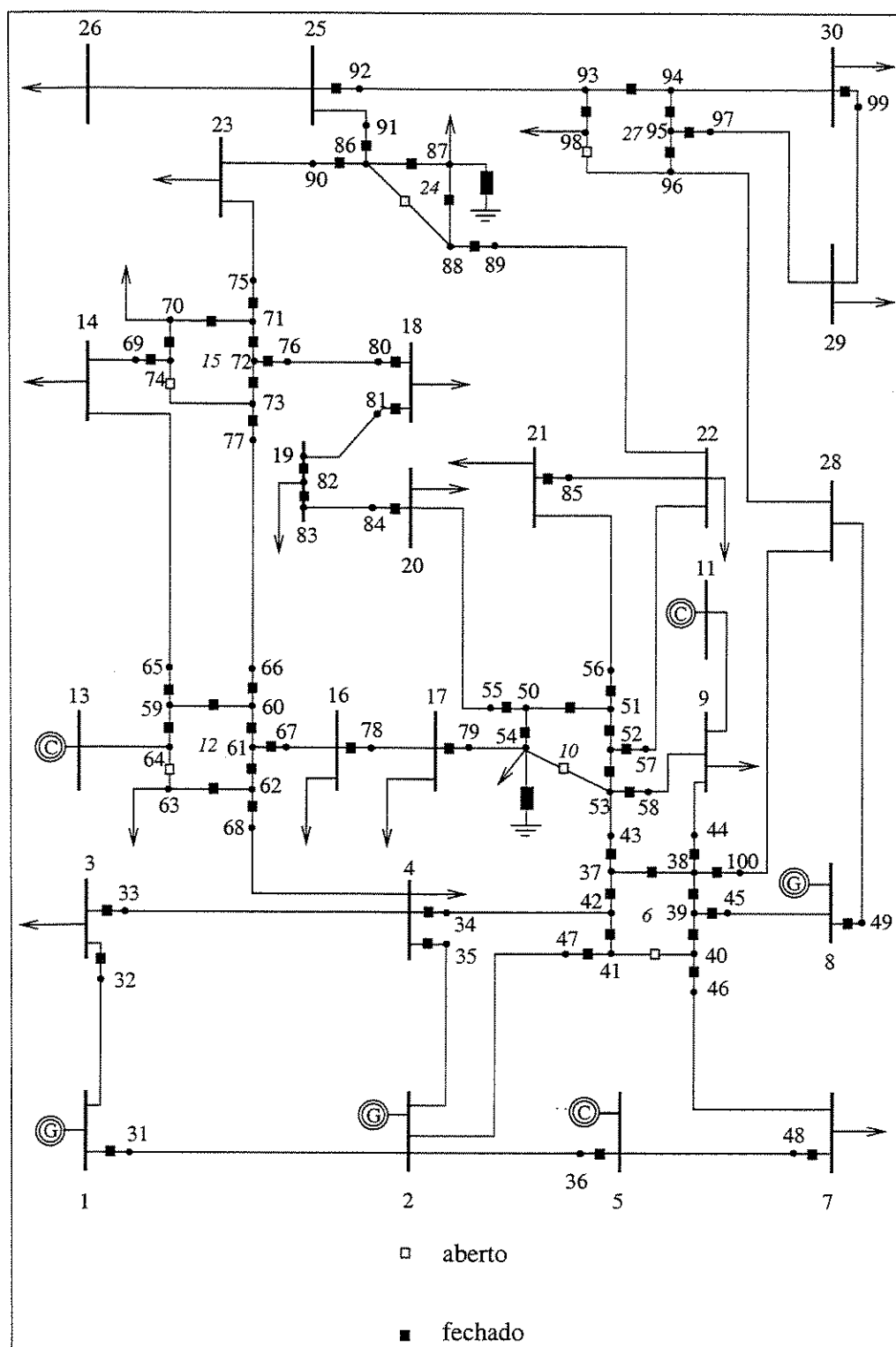


Figura 6.2: Sistema teste IEEE-30

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

Tabela 6.11: Eliminação de sobrecarga e aumento de fluxo em outras linhas (sistema IEEE-30)

Config. Nº	Índice de sobrecarga	Nº de sobrecargas
28	8,517	6
11	6,747	4
30	5,926	4
31	5,722	4
12	5,596	3
17	4,285	3
15	3,561	2
36	2,298	1
51	1,534	1
49	1,342	1
20	1,204	1
13	1,055	1

6.3.2 Teste 2 - Sobrecargas provocadas por contingências

Foram testados 37 casos de contingência simples de linhas na situação de operação normal, isto é, com os mesmos dados iniciais sem aumentar o nível de carga do sistema. Do total, 13 casos apresentaram sobrecargas múltiplas ou simples. Dos 13 casos, em 9 foi possível obter a diminuição do fluxo sobre a linha monitorada e sobre vários obteve-se o alívio completo. Na Tabela 6.13 são apresentadas as contingências e as linhas sobrecarregadas e na Tabela 6.14 as ações sugeridas para diminuição do fluxo no ramo sobrecarregado. Essa tabela apresenta as ações que mais produzem alterações no fluxo do ramo sobrecarregado e em duas situações existe a opção da retirada da própria linha com problemas como solução.

6.3.3 Perfis de tensão para ações com sistema IEEE-30

Na Figura 6.3 são apresentados perfis de tensão para 6 configurações com a finalidade de demonstrar a alteração na magnitude de tensão utilizando somente a ação de chaveamento. As alterações proporcionadas geralmente são próximas ao local onde o chaveamento é realizado. Pode-se notar que a configuração 20 e 50 reduzem a magnitude das barras compreendidas entre 60 e 90 presentes próximas das ações de controle. A configuração 58 aumenta a tensão das barras 44 a 52 e diminui a tensão das barras 52 a 62. Dessa forma, podem ser utilizadas ações em conjunto que melhoram o perfil de tensão do sistema.

Tabela 6.12: Capacidade de diminuição de fluxos para $t = t_1$ (sistema IEEE-30)

Linha Nº	Configuração Nº	% de redução
1	4	4,00
2	43	0,95
3	43	2,24
4	43	1,00
5	4	7,30
6	4	19,07
7	34	8,52
8	43; 54	8,46; 100,0
9	43	7,04
10	7; 44	100,0; 57,74
11	45	4,20
12	65; 34	9,25; 100,0
14	65	5,80
15	54	12,22
17	56; 49	27,36; 100,0
18	14	37,67
19	14	15,45
20	56; 54; 59	100,0; 47,30; 47,30
21	65	23,23
22	22; 60; 54	58,16; 58,16; 100,0
23	22; 60; 65	100,0; 100,0; 34,69
24	64	24,70
25	64	17,32
26	58; 34	100,0; 88,0
27	54; 65	100,0; 21,0
28	48; 65	100,0; 29,4
29	62; 64	100,0; 92,0
30	64	54,60
31	45	53,93
32	64; 24	100,0; 51,64
35	27; 42	100,0; 79,55
36	25	32,67
37	67	61,00
38	25; 26	64,00; 64,00
39	67	100,0; 67,0
40	44; 25; 26	100,0; 36,57; 36,57
41	25; 26	100,0; 31,88

Tabela 6.13: Sobrecargas provocadas por contingências (sistema IEEE-30)

Conting. linha	Linhas sobrecarregadas	% de sobrecarga
1-32	2-31, 2-35	14,3
2-36	2-47, 34-42	13,0
34-42	2-47, 76-80	15,8
44-9	76-80	10,2
9-58	76-80	28,3
16-67	76-80	17,0
17-78	76-80	5,6
20-55	76-80	69,6
23-75	76-80	11,9

Tabela 6.14: Ações sugeridas para alívio de sobrecargas provocadas por contingências (sistema IEEE-30)

Linhas sobrecarregadas	Ação sugerida	% redução do fluxo
2-31, 2-35	31	2,0
2-47, 34-42	26	2,6
2-47, 76-80	65	12,5
76-80	22	66,5
76-80	56	2,9
76-80	54	100,0
76-80	45	55,0
76-80	50	72,5

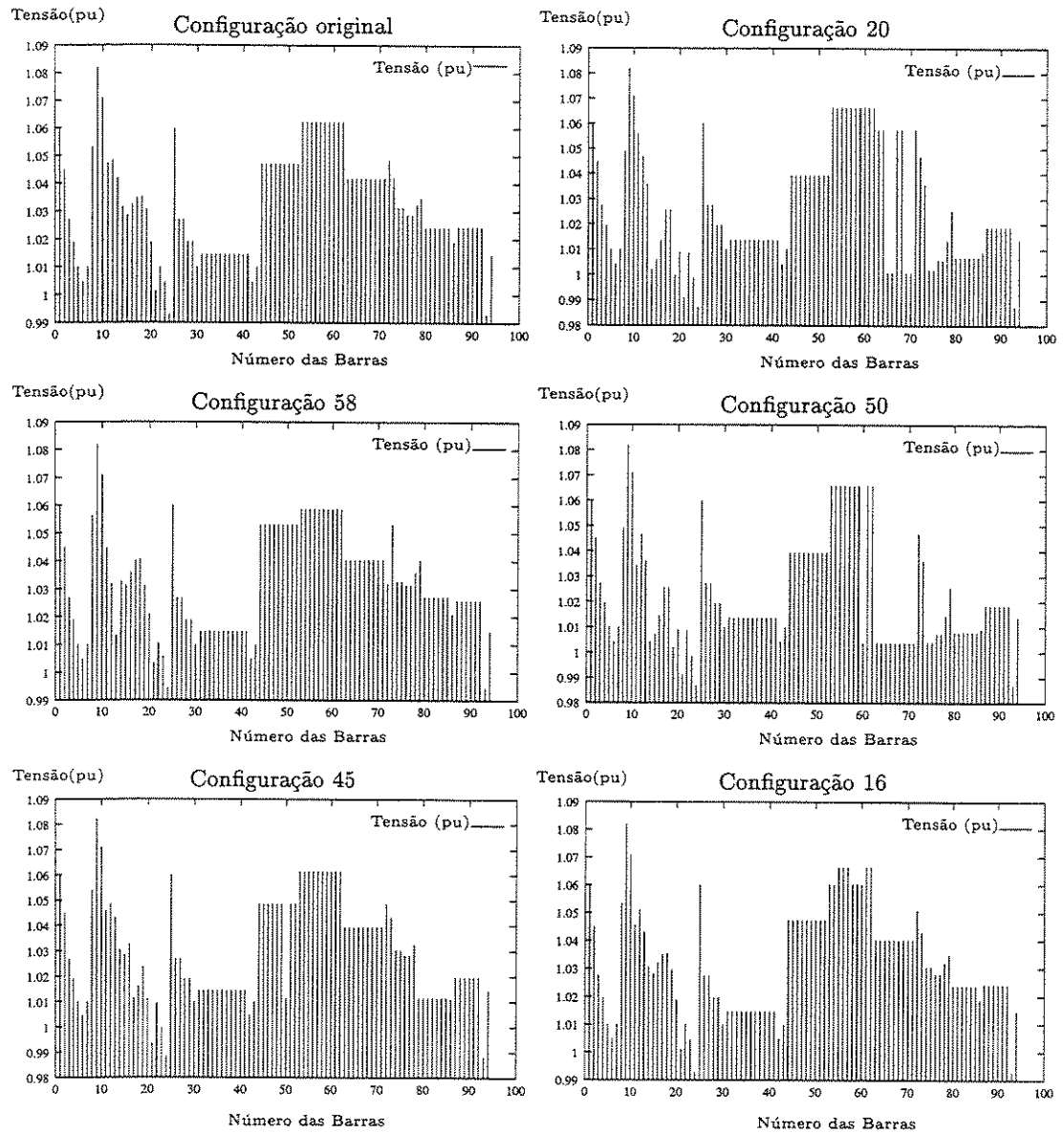


Figura 6.3: Perfis de tensão do sistema IEEE-30

6.4 Testes com sistema CPFLFC-216

Este sistema representa o sistema de transmissão da região de Campinas-SP (Figura 6.4). É composto por 216 barras e 248 linhas de transmissão ou transformadores. O sistema abrange níveis de transmissão em 138/69/13,8-11,95 kV. Para fins de testes este sistema foi alterado com a inclusão de um disjuntor seccionador na barra Tanquinho. O propósito da inclusão do seccionamento da barra em Tanquinho é a obtenção de configurações mais flexíveis. A configuração original sem o seccionamento permite também em certas situações de carregamento,

a eliminação da sobrecarga apenas com a retirada de linhas. Como nas simulações anteriores, esses disjuntores são representados como elementos de impedância nula.

Inicialmente dois casos críticos foram testados: A retirada de um dos autotransformadores da subestação Campinas (345 kV / 138 kV) em uma situação de carga média e uma outra situação onde os níveis de carga foram aumentados em 30% para toda a região. Em ambas situações, aparecem duas sobrecargas nos outros dois auto-transformadores. Na situação onde houve o aumento de carga o fluxo nesta região ultrapassa o nível de fluxo que se observa na situação de emergência.

6.4.1 Teste 1 - contingência do autotransformador Campinas(FCE)-Tanquinho e aumento de carga de 10%

O teste realizado consistiu em simular uma contingência de um dos três autotransformadores. Nesta situação, os outros dois autotransformadores sofrem uma sobrecarga de cerca de 9,14%, conforme ilustrado na Tabela 6.15, a seleção de chaveamentos sugere nove manobras. Destas nove, cinco atendem aos limites de tensão e fluxos da análise AC. A Tabela 6.16 apresenta as configurações que proporcionaram sucesso na eliminação da sobrecarga, o valor do fluxo corrigido, a ação sugerida e a variação do fluxo com a implementação da ação.

Tabela 6.15: Sobrecarga no autotransformador Campinas-Tanquinho (sistema CPFLFC-216)

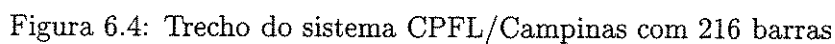
Autotransformadores (2)	171-8241
Fluxo de sobrecarga	155,3 MW
Fluxo Máximo	142,5 MW
% de sobrecarga	9,14

Tabela 6.16: Configurações que eliminam sobrecargas (sistema CPFLFC-216)

Fluxo corrigido (MW)	Abertura dos disjuntores	variação (%)
137,3	8241-3064	-9,16%
134,1	3064-3009; 8241-3064	-13,76%
133,5	3064-3010; 8241-3064	-14,17%
141,5	8241-3002; 8241-3064	-9,04%
137,5	8241-3003; 8241-3064	-8,98%
141,5	8241-3004; 8241-3064	-8,98%

6.4.2 Teste 2 - contingência do autotransformador Campinas (FURNAS)-Tanquinho (CPFL) com aumento de carga de 30%

Para este teste o nível de carga do sistema foi aumentado em 30% (Tabela 6.17), forçando a contingência de um dos autotransformadores produzir um fluxo de sobrecarga acima do limite de



estado de emergência. Foram detectados no total, dez opções de chaveamento e sendo que quatro conseguem a alteração de estado. A Tabela 6.18 apresenta quatro alternativas de chaveamentos para implementação. Os chaveamentos alteram a situação de estado emergência para estado de alerta.

Tabela 6.17: Sobrecarga no autotransformador Campinas-Tanquinho (sistema CPFLFC-216)

Autotransformadores (2)	171-8241
Fluxo de sobrecarga	186,4 MW
Lim. fluxo de emerg.	171,0MW
% de sobrecarga	8,98

Tabela 6.18: Configurações que eliminam a sobrecarga (sistema CPFLFC-216)

Fluxo corrigido (MW)	Abertura dos disjuntores	variação do fluxo (%)
169,8	8241-3064	-9,32%
170,0	8241-3002; 8241-3064	-8,87%
170,1	8241-3003; 8241-3064	-8,75%
170,1	8241-3004; 8241-3064	-8,70%

Descrição das conectividade dos disjuntores para os testes 1 e 2

Os disjuntores citados nos testes realizados são componentes integrantes das subestações indicadas na Tabela 6.19.

Tabela 6.19: Descrição dos disjuntores do sistema CPFLFC-216

Disjuntores	Conectividade
8241-3064	disjuntor seccionador da barra Tanquinho
8241-3002	disjuntor Tanquinho-Rhodia
8241-3003	disjuntor Tanquinho-Paineiras(1)
8241-3004	disjuntor Tanquinho-Paineiras(2)
3064-3009	disjuntor Tanquinho-Morumbi
3864-3010	disjuntor Tanquinho-Fepasa Paulínia

6.4.3 Demonstração de alteração de perfil de tensão para o sistema CPFLFC-216

A Figura 6.5 ilustra casos de alteração de perfil de tensão do sistema para 4 configurações diferentes. A primeira figura localizada na parte superior esquerda, indica o perfil de tensão

para o caso base. A configuração 64 mostra a diminuição do módulo de tensão em várias barras, principalmente na região da subestação de Quilombo, compreendida nas proximidades da barra 50. A alteração realizada consiste no seccionamento da barra Nova Aparecida e abertura da linha que liga Nova Aparecida a subestação de Quilombo.

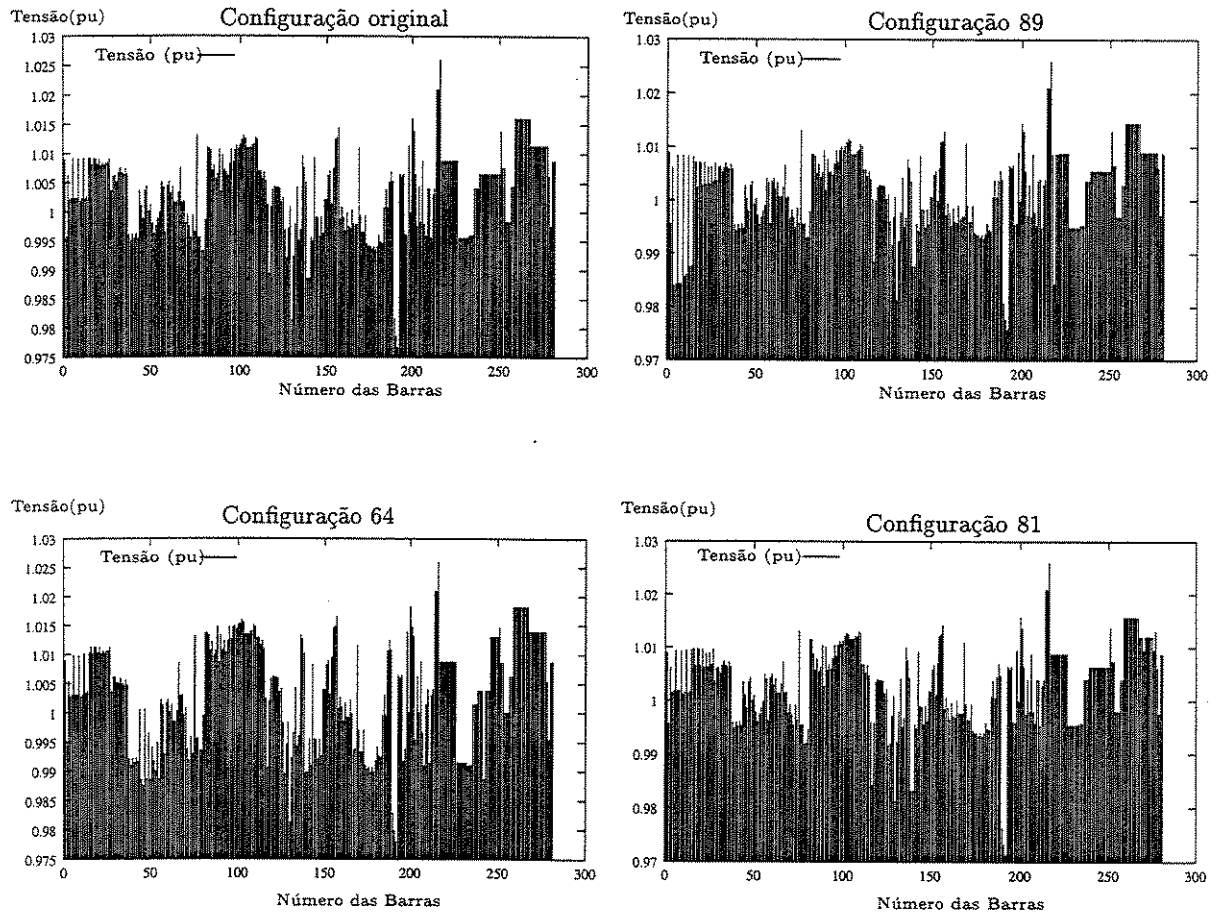


Figura 6.5: Perfis de tensão do sistema CPFLFC-216

A configuração 89 representa o seccionamento de barra da subestação de Tanquinho e abertura da linha que liga a subestação de Tanquinho a barra Rhodia-FIC (ponto de derivação da linha para a barra Rhodia). Para essa situação as alterações concentram-se na região das barras de carga próximas a barra tanquinho, localizadas no início do gráfico. O módulo de tensão para essas barras diminui com a ação.

Por fim, a configuração 81 representa o seccionamento de barra da subestação de Carioba e abertura da linha que liga a subestação de Carioba a usina de Carioba. Essa alteração quase não altera o perfil de tensão do caso base.

6.5 Utilização do fluxo de potência ótimo aliada à análise de chaveamentos

A análise de chaveamentos para alívio de sobrecargas pode ser incorporado ao processo de fluxo de potência ótimo com restrições de segurança. No fluxo de potência ótimo com restrições de segurança são levadas em conta as possíveis ocorrências de contingências. São apresentados testes com os sistemas de 6 barras e de 30 barras para ilustrar a economia em termos de operação aliados ao caráter de segurança. Os testes foram realizados com a implementação de fluxo de potência ótimo realizado por A.C.B. Alves [2]. A idéia do fluxo de potência ótimo com restrições de segurança é apresentada no apêndice D, bem como sugestões de inserção dos chaveamentos a esse problema.

Sistema IEEE-6

Este teste reproduz a mesma situação onde existe um aumento de carga de 5% e a contingência na linha 30-39, o qual gera sobrecargas nas linhas 8-31 e 10-31.

A função custo de geração, que representa a função objetivo do problema, é colocado na forma polinomial. As constantes c_0 , c_1 e c_2 fazem parte da expressão custo;

$$f_g = c_0 + c_1 P_g + c_2 P_g^2 \quad (6.1)$$

O fluxo de potência ótimo gera a solução apresentada na Tabela 6.20.

Tabela 6.20: Redespacho de geração com restrição de contingência sem a ação de chaveamento para o sistema de 6 barras.

Barra/Gerador	Geração	Limites [MW]		Custos		
		Inf.	Sup.	c_0	c_1	c_2
Nº	[MW]					
1	92,47	50,0	110,0	0	1	0
2	101,03	50,0	150,00	0	2	0
Custo total de geração [\$ / h]				294,53		
Número total de iterações PL				2		
Desvio total de geração				11 MW		

Observa-se, neste teste, a necessidade do remanejamento de geração em relação ao caso base de 11 MW, enquanto a retirada da linha que liga a as subestações B1 e B2, resolve o problema.

Sistema IEEE-30

Os testes com este sistema consistiram em obter inicialmente um ponto ótimo sem a consideração das restrições de contingência. Os dados dos geradores e seus custos são apresentados na Tabela 6.21.

Tabela 6.21: Dados dos geradores do sistema IEEE-30

Barra/Gerador	Geração [MW]		Custos		
	P_g^{max}	P_g^{min}	c_0	c_1	c_2
Nº					
1	90,0	0.0	0	2	0,02
2	90,0	0.0	0	1,75	0,0175
5	90,0	0.0	0	1	0,0625
8	90,0	0.0	0	3,25	0,0083
11	90,0	0.0	0	3	0,025
13	90,0	0.0	0	3	0,025

A Tabela 6.22 mostra o resultado do fluxo de potência ótimo sem as restrições de contingências. O ponto obtido, embora possua o menor custo de operação, não leva em conta as restrições de contingência. Na ocorrência da contingência dupla das linhas 61-16 e 75-23 ocorreria uma sobrecarga na linha 76-80 conforme Tabela 6.23. O custo de geração para este ponto é de 968,14 \$/hr.

Tabela 6.22: Resultado do fluxo de potência ótimo sem restrições de segurança para o sistema IEEE-30

Barra/Gerador	Geração [MW]
Nº	P_g
1	57,92
2	74,91
5	28,89
8	68,36
11	29,2
13	28,31

Tabela 6.23: Sobrecarga devido a contingência das linhas 61-16 e 75-23 (sistema IEEE-30)

Linha	76-80
Fluxo de sobrecarga	12,11 MW
Fluxo Máximo	9,5 MW
% de sobrecarga	27,0

A execução do fluxo de potência ótimo com restrições de contingência fornece as gerações apresentadas na Tabela 6.24. Este ponto de operação é ótimo e seguro para as contingências das linhas 61-16 e 75-23. Entretanto, possui um custo operacional maior de 991,0 \$/hr.

Tabela 6.24: Resultado do fluxo de potência ótimo com restrições de segurança para o sistema IEEE-30

Barra/Gerador	Geração [MW]
Nº	P_g
1	69,5
2	76,5
5	27,0
8	67,0
11	40,0
13	10,0

No primeiro caso, onde o sistema é inseguro, se considerada a inserção das ações corretivas de chaveamento ao processo de PL, seria possível a operação segura no estado ótimo. Para este caso, no momento da avaliação das contingências, seriam também testadas ações de chaveamento que eliminam as sobrecargas antes da elaboração das restrições de segurança. Esta forma de abordagem das restrições de segurança estão descritas no apêndice D.

Para o caso testado, operando-se no ponto ótimo, a ocorrência da contingência dupla, gera sobrecarga de 27% na linha 76-80. A análise de chaveamentos propõe para essa situação três alternativas:

1. Abertura do disjuntor 81-18
2. Abertura do disjuntor 19-82
3. Abertura do disjuntor 80-18

A primeira alternativa retira a linha 81-19 de operação e proporciona uma redução de 27% no fluxo da linha sobrecarregada, normalizando-o. A segunda alternativa representa o seccionamento da barra, proporcionando o mesmo efeito anterior e a terceira alternativa, seria a retirada da própria linha sobrecarregada. Todas as opções não provocam outras sobrecargas. Observa-se assim, um controle mais eficaz e possível de ser implementado em um menor intervalo de tempo, se comparado ao remanejamento de geração.

6.6 Análise dos resultados

Observa-se pelos testes realizados a não linearidade das soluções obtidas. Em determinadas situações pode-se ter a eliminação completa da sobrecarga e em outras o seu aumento. A extensão dos efeitos de remanejamento de fluxos depende do elemento chaveado e a situação de carga. Os testes conduzidos através de verificação de configurações pré-determinadas representa um limitante com relação ao número de ações possíveis de implementação e, conseqüentemente,

isso reflete na determinação de qual ação seria mais eficiente ou econômica. Entretanto, os testes realizados visaram apenas a eliminação da sobrecarga atendendo certas restrições de operação e de tempo sem a necessidade de redefinir níveis de geração.

A apresentação de uma quantidade variada de ações com diferentes efeitos foi realizada com o objetivo de demonstrar que é possível a implementar alterações topológicas que melhorem a distribuição de fluxos na rede. Foram apresentados também perfis de tensão para várias configurações e constatou-se o seu potencial para uso como forma de melhorar os níveis de tensão em regiões específicas da rede. Um maior efeito pode ser conseguido com um redespacho de geração aliado a essas configurações.

O uso dos chaveamentos como parte integrante de funções que determinam um ponto de operação ótimo e seguro mostra-se útil e permite um aumento na versatilidade de operação e redução nos custos.

Através dos resultados obtidos, conclui-se que a mudança de topologia não pode ser desprezada, principalmente em situações de emergência, onde a rapidez de restauração é importante para a manutenção da normalidade de operação. Pode-se observar também que nessas situações é possível utilizar o chaveamento como manobra preventiva. A realização de testes de variantes de topologias através de métodos de compensação representa uma tarefa rápida, uma vez que a análise de várias configurações são realizadas ao tempo de execução do fluxo de potência DC para um caso apenas. O processo mais demorado é a execução do fluxo de potência AC para verificação dos limites de tensão nas barras. Os limites de tensão devem ser verificados com atenção, principalmente para testes com sistemas reais, onde a presença de estruturas radiais pode fornecer um valor de tensão muito baixo nas barras situadas na extremidade.

6.7 Ambiente de programação

Todos os testes realizados foram implementados com a linguagem de programação Fortran77, utilizando o compilador fortran da GNU, o g77. O sistema operacional utilizado foi Linux RedHat 6.1 em máquinas Pentium-III de 400MHz e 128 MB de memória RAM.

Capítulo 7

Conclusão

Este trabalho apresentou resultados da aplicação de alterações topológicas de sistema baseados em chaveamento de linhas de transmissão e de transformadores e alteração na configuração de subestações com o objetivo de proporcionar o alívio de sobrecarga em linhas de transmissão em situações de emergência, ou quando o redespacho de potência ativa não consegue normalizar a situação. Uma das propostas deste trabalho foi mostrar a possibilidade de aplicação de ações de chaveamento como forma de controle, uma vez que tais ações geralmente não são consideradas do ponto de vista operacional, mas sim como contingências capazes de ameaçar a segurança do sistema.

Observou-se através de diversos testes que sobrecargas geralmente até 10% podem ser aliviadas na maioria das vezes e em casos de múltiplas sobrecargas, as linhas tem o seu fluxo diminuído, melhorando a situação de emergência. Nos sistemas testados, foram observados a capacidade de melhor aproveitamento da rede de energia, podendo proporcionar uma distribuição melhor dos fluxos de potência. O resultado obtido pode ser acoplado ao fluxo de potência ótimo com restrições de segurança. Os chaveamentos podem ser considerados como variáveis de controle na determinação de um ponto de operação ótimo ou simplesmente como um pré-filtro para a fase de análise de contingências para construção das restrições de segurança.

O modelo mais completo da rede elétrica que inclui chaves e disjuntores proporciona uma versatilidade maior no controle e permite a visualização direta dos fluxos nas chaves. Tal modelo é utilizado em rotinas de estimação de estado. A modelagem apresentada requer um cuidado adicional para a sua resolução. A inclusão de restrições de igualdade torna o sistema indefinido e o uso da fatoração convencional pode não funcionar. O uso do pivoteamento misto 1×1 , 2×2 garante a sua resolução.

A utilização do modelo completo, e portanto, a implementação de alterações múltiplas da topologia do sistema, dependerá da flexibilidade operativa das subestações. Estudos de confiabilidade no projeto de construção devem contemplar aspectos operacionais e uma maior integração entre o planejamento do sistema e operação é desejado.

Métodos de compensação mostraram-se eficientes e rápidos para a resolução de múltiplos

problemas, envolvendo a variação simultânea de estado de diversas chaves e disjuntores. A rapidez na obtenção da solução possibilita o seu uso em análises em tempo real e proporciona ao operador mais um instrumento de diagnóstico de implementação de ações de chaveamento.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

A possibilidade do uso de alterações topológicas como forma de controle de fluxos de potência, abre caminho para diversas aplicações. Um dos principais interesses na operação de sistemas de energia nos dias atuais está na versatilidade operacional aliado a minimização de custos e maximização de lucros frente a um mercado aberto de energia elétrica. Este trabalho abordou a possibilidade de implementação de modificações topológicas para alívios de sobrecargas em situações de emergência e na impossibilidade de realização de redespachos de geração. A análise é rápida e possível de ser implementada em tempo-real. A seqüência deste trabalho seria a interação com métodos de otimização que incluam operações ligadas ao fluxo de potência ótimo que sejam rápidos o suficiente para serem implementados frente a uma ocorrência de contingência ou de outra anormalidade.

Outra opção seria a determinação de estados ótimos de operação para determinadas situações de carga, considerando-se para cada período de tempo a configuração de rede que traga mais benefícios à companhia, em geral, aliando-se segurança e operacionalidade.

As situações citadas devem considerar uma outra forma de modelagem e de resolução. A geração de configurações diferentes aliados a determinação de novos níveis de geração exigem a solução de um problema de otimização não linear combinatorial. A possibilidade de aplicação dessa modelagem exige um sistema extremamente versátil do ponto de vista topológico que deve respeitar os limites de operação e de atendimento de carga.

Para as duas situações é necessário a resolução do seguinte problema de otimização. Considere a seguinte formulação de um problema de otimização, onde $f(.)$ representa a função objetivo a ser otimizada com suas restrições de igualdades e desigualdades

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min & f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.a.} & \\ & g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \text{ (restrições de igualdade)} \\ & h(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \text{ (restrições de desigualdade)} \\ & \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \end{array} \right. \quad (7.1)$$

Considerando um universo de N combinações possíveis de chaveamento, a solução será obtida a partir de:

$$\inf \left\{ \begin{array}{ll} \min & f^k(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \\ \text{s.a.} & \\ & g^k(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ & h^k(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \leq 0 \\ & \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \end{array} \right\} \quad (7.2)$$

Onde g^k e h^k representam as matrizes de restrições com adição das restrições de igualdades representando a nova formulação dos disjuntores. Este problema busca a melhor configuração através de sucessivas iterações. Cada iteração é representada pela solução de um problema de otimização. A escolha das configurações pode ser feita através de métodos heurísticos como *branch-and-bound*, busca tabu, ou simplesmente por uma lista pré-definida. A resolução do problema de otimização pode ser obtida por métodos baseados no simplex ou em pontos interiores. Os principais métodos utilizados para resolução de problemas de otimização combinatorial são baseados nos algoritmos *branch and bound*, *brunch and cut*, busca tabu, algoritmos genéticos e outras meta-heurísticas. Esses métodos são utilizados constantemente para estudos de planejamento de expansão de redes de energia elétrica. Uma forma da adequação do problema de chaveamento seria a consideração do problema como sendo uma forma de busca de expansão do sistema a partir de uma configuração inicial sobre um conjunto de linhas ou chaves já existentes. Entretanto, a forma de aplicação desse estudo voltado para situações de emergência deve proporcionar a solução com certa rapidez.

Referências Bibliográficas

- [1] Alsac, O.; Stott, B.; Tinney, W.F.; "Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions", *IEEE Trans. on Power Ap. and Syst.*, vol. PAS-102, No. 5, p. 1050-1060, maio 1983.
- [2] Alves, A.B.; Tese de Doutorado - "Processamento Distribuído Aplicado à Análise de Segurança Estática de Sistemas de Energia Elétrica", FEEC, UNICAMP, Campinas/SP, ago. 1997.
- [3] Alves, A.B.; Asada, E.N.; Monticelli, A.J.; "Critical Evaluation Of Direct and Iterative Methods for Solving $Ax = b$ Systems in Power Flow Calculations and Contingency Analysis", *IEEE Trans. on PWRS*, vol. 14, no. 2, p. 702-708, maio 1999.
- [4] Bacher, R.; Glavitsch, H.; "Network Topology Optimization with Security Constrains", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. PWRS-1, no. 4, p. 103-111, nov. 1986.
- [5] Bakirtzis, A.G.; Meliopoulos, A.P.S.; "Incorporation of Switching Operations in Power System Corrective Control Computations", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PWRS-2, no. 3, p. 669-676, ago. 1987.
- [6] Balu, N.; Bertram, T.; Bose, A.; Brandwajn, V.; Cauley, G.; Curtice, D.; Fouad, A.; Fink, L.; Lauby, M.G.; Wollenberg, B.F.; Wrubel, J.N.; "On Line Power System Security Analysis", *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 2, p.262-280, fev. 1992.
- [7] Billinton, R.; Kumar, S.; Chowdhury, N.; Chu, K.; Debnath, K.; Goel, L.; Khan, E.; Kos, P.; Nourbakhsh, G. Oteng-Adjei, J.; "A Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Data", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 4, no. 3, p. 1238-1244, ago. 1989
- [8] Billinton, R.; Jonnavithula, S.; "A Test System for Teaching Overall Power System Reliability Assessment", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 11, no. 4, p.1670-1676, nov. 1996.
- [9] Bunch, J.R.; Parlett, B.N.; "Direct Methods for Solving Symmetric Indefinite Systems of Linear Equations", *SIAM, Journ. of Numer. Anal.*, vol. 8, no. 4, p. 639-655, dez. 1971.
- [10] Bunch, J.R.; Parlett, B.N.; "Analysis of the Diagonal Pivoting Method", *SIAM, Journ. of Numer. Anal.*, vol. 8, no. 4, p. 656-680, dez. 1971.
- [11] Chan, S.M.; Bandwajn, V.; "Partial Matrix Refactorization", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. PWRS-1, no. 1, p. 193-200, fev. 1986.

- [12] Clements, K.A.; Woodzell G.W.; Burchett, R.C.; "A New Method for Solving Equality-Constrained Power System Static-State Estimation", *IEEE. Trans. on Power Syst.*, vol. 5, no. 4, p. 1260-1265, nov. 1990.
- [13] Dodu, J.C.; Merlin, A.; David, J.M.; "On the Search of Optimal Switching Configurations in Power Transmission System Studies", p. 282-292, *7th Power System Computation Conference (PSCC)*, Lausanne, 1981.
- [14] Duff, I.S. and Reid, J.K., "MA27 - A Set of FORTRAN Subroutines for Solving Sparse Symmetric Sets of Linear Equations". Harwell Report AERE R-10533. HMSO, London, 1982.
- [15] Ejebe, C.C.; Wollenberg, B. F.; "Automatic Contingency Selection", *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-98, p. 92-104, jan./fev. 1979.
- [16] Freitas e Silva, J.O.; Machado, L.J.B.; "Switching Lines Selection to Integrate the Network Topology Optimization with the Usual Overload Control Actions of Electrical Power Systems", p.233-239, *11th. Power System Computation Conference, 1993*.
- [17] Galiana, F.D.; "Bound Estimates of the Severity of Line Outages", *IEEE Trans. on Power Ap. and Syst.*, vol. PAS-103, no. 9, p. 2612-2624, set. 1984.
- [18] Galiana F.D., Javidi H., McFee S. "On the Application of a Preconditioned Conjugate Gradient Algorithm to Power Network Analysis". *IEEE Trans. on Power Systems*, vol.9, no. 2, p. 629-636, maio, 1994.
- [19] Gaushell, D.J., Darlington, H.T., "Supervisory Control and Data Acquisition", *Proc. of the IEEE*, p. 1645-1658, dez. 1987.
- [20] GCOI, Relatório SCO.GTAN-01/77 - "Arranjo de Barras". Secretaria de Supervisão e Coordenação, 1977.
- [21] Glavitsch, H. "Switching as Means of Control in the Power System", State of Art Review, *Electric Power and Energy Systems*, vol. 4, p. 92-100, 1985.
- [22] Glavitsch, H.; Kronig, H.; Bacher, R.; "Combined Use of Linear Programming and Load Flow Techniques in Determining Optimal Switching Sequences", p. 627-636, *Proc. 8th PSCC Helsinki(19-24 ago. 1984)*.
- [23] Gorenstin, G.B.; 1985, Dissertação de Mestrado - "Chaveamento de Circuitos para Alívio de Sobrecargas", COPPE-UFRJ, Engenharia de Sistemas, p. 99, 1985.
- [24] Koglin, H.; Müller, H.; "First Experiences with Computer-Aided Corrective Switching", *Proceedings of 7th Power System Computation Conference*, p. 474-481, Lausanne, 12-17 July, 1981.
- [25] Koglin, H.; Müller, H.; "Overload Reduction Throught Corrective Switching Actions", *Int. Conf. on Power Syst. Monit. and Control, IEE Conference Publication*, no. 187, p. 159-164, London, jun. 1980.

- [26] Koglin, H.; Medeiros Jr, M.F.; "Corrective Switching Approaching On-Line Application", p. 237-241, *IFAC Energy Systems* Rio de Janeiro, Brazil 1985.
- [27] Krumpholz, G.R.; Clements, K.A.; Davis, P.W. "Power System Observability: A Practical Algorithm Using Network Topology", *IEEE Trans. on Power Ap. Syst.*, vol. PAS-99, no. 4, p. 1534-1542, jul./ago., 1980.
- [28] Machado, P. A.; Azevedo, G. P.; Monticelli, A.J.; "A Mixed Pivoting Approach to the Factorization of Indefinite Matrices in Power System State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 6, no. 2, p. 676-682, maio, 1991.
- [29] Makram, E.B., Thornton, K.P.; Brown, H.E.; "Selection of Lines to be Switched to Eliminate Overloaded Lines Using a Z-Matrix Method", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 4, no. 2, p.653-661, maio 1989.
- [30] Mazzi, A. A.; Wollenberg, B.F.; Hesse, M. H.; "Corrective Control of Power Systems Flow by Line and Bus-Bar Switching", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. PWRS-1, no. 3, p. 258-265, ago. 1986.
- [31] Monticelli, A.; "Modeling Circuit Breakers in Weighted Least Squares State Estimation", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8(1), p. 364-370, fev. 1993.
- [32] Monticelli, A., Garcia, A.; "Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 6, no. 4, p. 1561-1570, nov. 1991.
- [33] Monticelli, A.; Garcia, A. "Fast Decoupled State Estimators", *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 5, no. 2, p. 556-564, 1990.
- [34] Monticelli, A.; Wu, F.; "Network Observability: Theory", *IEEE Trans. on Power Ap. Syst.*, vol. PAS-104, no. 5, p.1042-1048, maio, 1985.
- [35] Monticelli A. J., "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica". Editora Edgard Blucher, 1983.
- [36] Rolim J.G.; Machado, L.J.B.; "A Study of the Use of Corrective Switching in Transmission Systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, No. 1, p. 336-341, fev. 1999.
- [37] Rossier, C. A. and Germond, A.; "Network Topology Optimization for Power Systems Enhancement", *Proc. CIGRE/IFAC Symp. Control Applications for Power Systems Security*, Florence, Italy, 26-28 Set. 1983.
- [38] Stott, B.; Alsac, O. and Monticelli, A. J.; "Security Analysis and Optimization", *Proc. of the IEEE*, p. 1623-1644, dez. 1987.
- [39] Stott, B.; Alsac, O.; "Fast Decoupled Load Flow", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, no. 3, p. 859-867, maio/jun 1974.
- [40] Stott, B.; Marinho, J. L.; "Linear Programming for Power-System Network Security Applications", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. vol. PAS-98, no. 3, p. 837-848, maio/jun. 1979.

- [41] Tinney, W.F. ; Brandwajn, V.; and Chan, S. M. "Sparse Vector Methods", *IEEE Trans. on PAS*; vol PAS-104, p. 295-301, fev. 1985.
- [42] Tinney, W.F.; Bright, J.M.; Demaree, K.D.; Hughes, B.A.; "Some Deficiencies in Optimal Power Flow", *IEEE Trans. on PWRs*, vol. 3, no. 2, p. 676-683, maio 1988.
- [43] Vassel, G.S.; "Northeast Blackout of 1965", *IEEE Power Engineering Review*, p. 4-8, jan., 1991.
- [44] Vieira Filho, X; Salgado, E.; Pilotto, L.A.S. ; Martins, N.; Roitman, M.; Mello, J.C.O.; Carvalho, A.R.; Couri, J.J.G.; Steinberger, J.M.; Chipp, H.J.; Gomes, P.; " Blecaute de 11 de Março de 1999: Medidas de Curto Prazo para Aumento de Segurança do Sistema Elétrico e Principais Aspectos dos Relatórios Elaborados por Especialistas Internacionais ", *VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, maio 21-26 2000; Paraná, Brasil.
- [45] Wrubel, J.N; Rapcienski, P.S.; Lee, K.L.; Gisin, B.B.; Woodzell, G.W.; "Practical Experience with Corrective Switching Algorithm for On-Line Applications", *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 2, Issue 1, p. 415-421, fev. 1996.
- [46] Wu F.; "Power system state estimation: a survey", *Electric Power and Energy Systems*, vol.12, no. 2, p. 80-87, abr. 1990
- [47] Zagari, Eduardo N.F.; Dissertação de Mestrado - "Escalonamento em Tempo Real das Funções Avançadas de Análise de Rede Elétrica de um Moderno Centro de Controle", FEEC, UNICAMP, Campinas/SP, 1995.

Apêndice A

Lema de Inversão de Matrizes

O desenvolvimento original do lema de inversão de matrizes é apresentado na referência [1] e discutido na referência [35]. Considere o seguinte sistema de equações lineares:

$$\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b} , \quad (\text{A.1})$$

onde $\mathbf{A}$ é uma matriz $n \times n$, $\mathbf{x}$ é um vetor $n \times 1$ e $\mathbf{b}$ é também um vetor $n \times 1$.

Suponha que uma variação de $\Delta\mathbf{A}$ é introduzida na matriz $\mathbf{A}$ e o vetor independente permanece o mesmo.

$$(\mathbf{A} + \Delta\mathbf{A})(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) = \mathbf{b} \quad (\text{A.2})$$

Suponha que a matriz $\Delta\mathbf{A}$ possa ser decomposta da seguinte forma:

$$\Delta\mathbf{A} = \mathbf{CDE} , \quad (\text{A.3})$$

onde:

- $\mathbf{C}$ é uma matriz $n \times l$
- $\mathbf{D}$ é uma matriz $l \times l$
- $\mathbf{E}$ é uma matriz $l \times n$

Distribuindo a equação A.2 pode-se deixá-lo na seguinte forma:

$$\Delta\mathbf{x} = -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CDE}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) \quad (\text{A.4})$$

Pré-multiplicando as duas partes da expressão anterior por $\mathbf{E}$ tem-se:

$$\mathbf{E}\Delta\mathbf{x} = -\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CDE}(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) \quad (\text{A.5})$$

Isolando $\Delta\mathbf{x}$ tem-se:

$$\mathbf{E}\Delta\mathbf{x} = (\mathbf{I} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD})^{-1}(-\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CDE}\mathbf{x}) \quad (\text{A.6})$$

Substituindo A.6 em A.4 :

$$\begin{aligned} \Delta\mathbf{x} &= -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CDE}\mathbf{x} + \mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD}(\mathbf{I} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CDE}\mathbf{x} \\ &= -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD}[\mathbf{I} - (\mathbf{I} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD}]\mathbf{E}\mathbf{x} \\ &= -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD}[\mathbf{I} - \mathbf{D}^{-1}(\mathbf{D}^{-1} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{C})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{CD}]\mathbf{E}\mathbf{x} \\ &= -\mathbf{A}^{-1}\mathbf{C}(\mathbf{D}^{-1} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{C})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{x} \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Da expressão A.2 tem-se que:

$$\mathbf{A}_{mod}^{-1}\mathbf{b} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{b} + \Delta\mathbf{x} \quad (\text{A.8})$$

O índice *mod* indica a matriz $\mathbf{A}$ alterada.

Substituindo A.7 em A.8 resulta na seguinte expressão,

$$\mathbf{A}_{mod}^{-1}\mathbf{b} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{b} - \mathbf{A}^{-1}\mathbf{C}(\mathbf{D}^{-1} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{C})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{b} \quad (\text{A.9})$$

A expressão acima não depende de $\mathbf{b}$. Chega-se então na seguinte igualdade que representa o lema de inversão de matrizes simétricas.

$$\mathbf{A}_{mod}^{-1} = \mathbf{A}^{-1} - \mathbf{A}^{-1}\mathbf{C}(\mathbf{D}^{-1} + \mathbf{E}\mathbf{A}^{-1}\mathbf{C})^{-1}\mathbf{E}\mathbf{A}^{-1} \quad (\text{A.10})$$

Observa-se que a inversa da matriz alterada está em função somente da matriz original. Este fato permite a elaboração de um algoritmo para a atualização do vetor de estado para modificações na matriz dos coeficientes.

Conforme o capítulo 4, se no lugar de $\mathbf{C}, \mathbf{D}$ e $\mathbf{E}$ tivermos, $\mathbf{M}, \delta\mathbf{y}^{-1}$ e $\mathbf{M}^t$ respectivamente, tem-se a formulação do método compensação intermediária:

$$\Delta \mathbf{x} = -\mathbf{A}^{-1} \mathbf{M} (\Delta \mathbf{y}^{-1} + \mathbf{M}^t \mathbf{A}^{-1} \mathbf{M})^{-1} \mathbf{M}^t \mathbf{x} \quad (\text{A.11})$$

Apêndice B

Solução de Sistemas Indefinidos

A representação de elementos com impedância nula torna a matriz de coeficientes indefinida. A fatoração convencional (simétrica) de uma matriz indefinida leva ao processamento de pivôs zero, o que acarretaria problemas durante os cálculos. É comum o emprego de técnicas que adiam o processamento desses elementos até que a posição nula seja preenchida durante a fatoração. Entretanto, essas estratégias nem sempre garantem a solução do problema. Esse problema, então, pode ser resolvido com a aplicação de estratégias diferentes de pivoteamento, como a utilização mista de pivôs 1×1 e 2×2 . Através da referência [9] é demonstrado que sempre é possível determinar um pivô 2×2 para um sistema indefinido.

Considere as seguintes definições:

Definição 1.

Uma matriz é definida positiva se e somente se o produto escalar:

$$\langle \mathbf{x}, \mathbf{Ax} \rangle \triangleq \mathbf{x}' \mathbf{Ax} > 0 ; \forall \mathbf{x}, \mathbf{x} \neq 0, \in \mathbb{R}^n \quad (\text{B.1})$$

Definição 2.

Uma matriz é definida negativa se e somente se o produto escalar:

$$\langle \mathbf{x}, -\mathbf{Ax} \rangle \triangleq \mathbf{x}' \mathbf{Ax} > 0 ; \forall \mathbf{x}, \mathbf{x} \neq 0, \in \mathbb{R}^n \quad (\text{B.2})$$

As definições acima aplicam-se para casos restritos. No caso da definição de matrizes semi-definidas positiva ou negativa, todo o raciocínio acima vale, exceto pelo símbolo “ $>$ ” que é

substituído por “ $\geq$ ”.

Uma matriz que não se encaixa em nenhuma das definições acima é chamada de matriz indefinida.

Uma matriz indefinida, mesmo sendo inversível, não permite a aplicação de métodos tradicionais de fatoração LDU ou Cholesky. Pois nesse caso não é possível garantir a decomposição LDU ou a convergência em métodos iterativos.

Considere a seguinte matriz:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

Para esta matriz não existe uma matriz $\mathbf{N}$ de permutação tal que $\mathbf{NAN}^t$ possibilite a decomposição em $\mathbf{LDL}^t$. Ou uma decomposição Cholesky do tipo $\tilde{\mathbf{L}}\tilde{\mathbf{L}}^t$, onde $\tilde{\mathbf{L}}$ é uma matriz triangular inferior.

O erro causado pela utilização da fatoração LDU sobre matrizes indefinidas é demonstrado através da seguinte análise. Tomando-se a matriz anterior de dimensão 2, com os elementos nulos substituídos por ε , o sistema linear $\mathbf{Ax} = \mathbf{b}$ assume os valores:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} \varepsilon & 1 \\ 1 & k\varepsilon \end{bmatrix}, \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad 0 < \varepsilon \ll k \leq 1. \quad (\text{B.4})$$

A decomposição da matriz $\mathbf{A}$ é dada por:

$$\mathbf{LDL}^t = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1/\varepsilon & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varepsilon & 0 \\ 0 & k\varepsilon - 1/\varepsilon \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1/\varepsilon \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.5})$$

Considerando que ε seja pequeno o suficiente, como por exemplo $\varepsilon = 1.10^{-5}$, para operações de precisão finita, pode-se realizar a aproximação, $k\varepsilon - 1/\varepsilon \approx 1/\varepsilon$.

A nova matriz diagonal $\mathbf{D}$, resulta em:

$$\mathbf{D}_c = \begin{bmatrix} \varepsilon & 0 \\ 0 & -1/\varepsilon \end{bmatrix} \quad (\text{B.6})$$

A solução calculada por esse método fornece o seguinte vetor $\mathbf{x}_c$.

$$\mathbf{x}_c = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.7})$$

O erro relativo da solução $\mathbf{x}_c$ obtido pela decomposição é dado por:

$$\frac{\|\mathbf{x} - \mathbf{x}_c\|_\infty}{\|\mathbf{x}\|_\infty} = k\varepsilon \quad (\text{B.8})$$

Realizando a inversão direta da matriz $\mathbf{A}$ tem-se:

$$\mathbf{A}^{-1} = \frac{1}{k\varepsilon^2 - 1} \begin{bmatrix} k\varepsilon & -1 \\ -1 & \varepsilon \end{bmatrix} \quad (\text{B.9})$$

A solução do sistema através do método direto é:

$$\mathbf{x} = \mathbf{A}^{-1}\mathbf{b} = \frac{1}{1 - k\varepsilon^2} \begin{bmatrix} -k\varepsilon \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.10})$$

Para a resolução através do método direto, supondo que a inversa da matriz $\mathbf{A}$ é calculada através de precisão finita, faz-se a seguinte aproximação do componente $k\varepsilon^2 - 1$.

$$k\varepsilon^2 - 1 \simeq -1, \quad \varepsilon \text{ suficientemente pequeno.} \quad (\text{B.11})$$

A solução é dada por:

$$\mathbf{x}_c = \underbrace{\begin{bmatrix} -k\varepsilon & 1 \\ 1 & -\varepsilon \end{bmatrix}}_{\mathbf{A}_c^{-1}} \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k\varepsilon \\ 1 \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

Com erro relativo de:

$$\frac{\|\mathbf{x} - \mathbf{A}_c^{-1}\mathbf{b}\|_\infty}{\|\mathbf{x}\|_\infty} = k\varepsilon^2 \quad (\text{B.13})$$

O erro relativo calculado nos dois casos ($\|\mathbf{x} - \mathbf{x}_c\|/\|\mathbf{x}\|$) é proporcionalmente limitado pelo número de condição da matriz $\mathbf{A}$, através da relação de seus autovalores máximo e mínimo. É de se esperar, então, que para que o método seja estável, o número de condição não seja um valor alto e por consequência, o erro relativo seja baixo. No exemplo apresentado, o número de condição $\kappa(\mathbf{A}) = \|\mathbf{A}\|_\infty \|\mathbf{A}^{-1}\|_\infty = \|\mathbf{A}\|_1 \|\mathbf{A}^{-1}\|_1$ é dado por:

$$\kappa(\mathbf{A}) = \frac{(1 + \varepsilon)^2}{1 - k\varepsilon^2} = 1 + 2\varepsilon + O(\varepsilon^2) \quad (\text{B.14})$$

Observa-se a partir dos erros relativos das duas formas de resolução do problema que a solução proporcionada pela decomposição da matriz na forma $\mathbf{LDL}^t$ fornece resultados com a introdução de erros indesejados enquanto o método direto (ou eliminação de Gauss com pivoteamento parcial ou total) proporciona solução precisa para um problema bem condicionado e indefinido.

B.1 Pivoteamentos mistos 1×1 e 2×2

Quando o método de Gauss é aplicado, busca-se a escolha de pivôs de forma que a resolução do problema seja rápida. Do ponto de vista da obtenção da solução é desejável que o processo seja estável. Uma das formas mais simples de busca do pivô consiste na escolha do elemento de maior magnitude na coluna. Muitos métodos de escolha e ordenação do pivô são baseados na esparsidade da matriz de coeficientes. A escolha depende da quantidade de fill-ins que serão gerados dependendo da posição ocupada pelos coeficientes da matriz. Vários algoritmos de ordenação têm sido empregados com sucesso na resolução de sistemas esparsos. Entre eles, um dos mais conhecidos é o Tinney-II (ordenação mínimo grau).

Entretanto, a aplicação de ordenações que contemplam apenas a esparsidade da matriz e que não distinguem a ocorrência de blocos diagonais com determinante zero não resolvem problemas cuja matriz é indeterminada. Portanto, devem ser adicionadas estratégias de pivoteamento que lidam com a singularidade da submatriz bloco diagonal ¹.

O artigo [9] aborda duas estratégias de pivoteamento onde são utilizadas as noções de pivô 1×1 e pivô 2×2 . O pivô 1×1 é uma submatriz de dimensão 1 e representa o pivô utilizado nas implementações convencionais. Já o pivô 2×2 representa uma submatriz de $\mathbf{A}$ de dimensão 2. São apresentados duas formas de pivoteamentos, total e parcial. O pivoteamento total procura por toda a matriz por:

$$mc = \max_{i,j,k} \{A_{ii}^2, |A_{jj}A_{kk} - A_{jk}^2|\} \quad (\text{B.15})$$

Caso o máximo seja A_{ii}^2 , ela é utilizada como pivô, por exemplo, trocando a linha e coluna 1 por i . Se $A_{jj}A_{kk} - A_{jk}^2$ é o maior, então a submatriz,

$$\begin{bmatrix} A_{jj} & A_{jk} \\ A_{jk} & A_{kk} \end{bmatrix} \quad (\text{B.16})$$

é utilizada como um pivô 2×2 trocando-se as linhas e colunas 1 por j e 2 por k .

Outra estratégia de pivoteamento consiste na busca pela primeira coluna e na diagonal principal e leva o nome de pivoteamento parcial. Entretanto esse pivoteamento é instável para matrizes não equilibradas. Uma matriz $\mathbf{A}$ é equilibrada se $\max_j |A_{ij}| = 1$ para cada linha i .

¹Esta submatriz é composta pela diagonal principal e duas diagonais adjacentes

A utilização de pivoteamento misto 1×1 e 2×2 como uma proposta de um método estável e que preserva a simetria do problema provém da redução da função real quadrática $\phi(\mathbf{x}) = \mathbf{x}^t \mathbf{A} \mathbf{x}$ através do método de Lagrange. Este método foi proposto por W. Kahan em 1965.

B.1.1 Estratégia de fatoração

Uma das estratégias de fatoração consiste no emprego do uso misto dos pivôs 1×1 e 2×2 . O pivoteamento é realizado normalmente seguindo a ordenação mínimo grau. Quando o elemento da diagonal for zero ou de valor muito baixo, utiliza-se o pivô 2×2 . O método pode ser descrito pelo seguinte algoritmo:

Algoritmo

1. Para $\alpha = 1, n$
2. Selecione a próxima linha baseada na ordenação Tinney-II.
3. Se $|d_k| > \delta$ (d_k é o elemento k da diagonal)então
 - a) Utilize o pivô 1×1 .
 - b) $\alpha \leftarrow \alpha + 1$
 - senão,
 - a) Selecione a segunda linha (linha i) da submatriz 2×2 baseada no critério Tinney-II estendido.
 - b) Utilize o pivoteamento 2×2 para zerar os elementos das colunas i e k .
 - c) $\alpha \leftarrow \alpha + 2$
4. Fim.

Para este caso, o critério mínimo grau busca o segundo pivô para o pivoteamento 2×2 . A presença de um elemento nulo na matriz 2×2 favorece bastante o número cálculos necessários, pois o número de *fill-ins* diminui consideravelmente. A escolha de outra linha pivô depende das características do problema. No caso de fechamento de chaves, a melhor escolha seria o nó vizinho, com o qual haveria uma linha de impedância nula. De qualquer forma, a busca deve ser realizada de tal forma que a matriz 2×2 não possua determinante nulo.

Apêndice C

Técnicas de Vetores Esparsos

C.1 Introdução

É comum a aparição de problemas em que o vetor independente ou o vetor solução é esparso. Uma dessas ocorrências é o cálculo da impedância equivalente entre dois nós quaisquer do sistema, outra aplicação é o emprego do método de compensação. Para a aplicação no algoritmo de compensação visto no capítulo 4, é verificado a utilização de vetores do tipo **b** esparso. Uma outra utilização é quando deseja-se apenas conhecer especificamente, algumas soluções do vetor **x**. As técnicas de vetores esparsos visam otimizar as etapas de *forward* e *backward* utilizadas nessas situações.

Quando o vetor **b** é esparso, apenas um subconjunto da coluna da matriz **L** é necessário para a etapa *forward*. Quando apenas se deseja conhecer alguns elementos do vetor **x**, apenas alguns subconjuntos das linhas da matriz **U** são necessárias.

A partir da definição exata de quais elementos são necessários para cada uma dessas operações, é possível otimizar as etapas *forward* e *backward* tornando-as em *fast-forward* e *fast-backward*.

C.2 Caminho de fatoração

Os algoritmos para a realização do *fast-forward* (FF) e *fast-backward* (FB) são baseadas no caminho de fatoração. O caminho de fatoração representa listas ordenadas de colunas da matriz **L** para o FF e linhas da matriz **U** para o FB. A lista é determinada a partir da análise de um vetor *singleton*.

O vetor *singleton* é um vetor que contém apenas um elemento não nulo na posição k .

$$\mathbf{e}_2^T = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{C.1})$$

Os elementos necessários pelo *singleton* durante a fatoração podem ser determinados pelo seguinte algoritmo:

Algoritmo

1. Seja k a primeira coluna da matriz $\mathbf{L}$;
2. Pegue o primeiro índice da linha que contenha elemento diferente de zero na coluna k de $\mathbf{L}$, faça k igual a índice e inclua-o na lista;
3. Se k é a última coluna de $\mathbf{L}$, pare. Senão, volte ao passo 2.

Um vetor esparso é formado pela soma de *singletons* e o caminho é a união dos caminhos de cada *singleton*. Os caminhos podem ser determinados diretamente da matriz $\mathbf{L}^{-1}$.

No caso do vetor $\mathbf{b}$ possuir apenas um elemento, ele então será um *singleton* e somente as colunas de $\mathbf{L}$ pertencentes ao caminho de fatoração serão necessárias durante a operação *forward*. Um vetor esparso com mais elementos, ao final da determinação dos caminhos, gerará uma árvore de caminhos (*Path Graph*). A ordenação MD-ML também lida com o tamanho do caminho médio. Quanto menor o caminho, menor a quantidade de colunas processadas.

A etapa *forward* que percorre apenas as colunas de $\mathbf{L}$ contidas na árvore de fatoração representa o *fast-forward*. O sentido do acesso na árvore deve ser sempre das folhas para o tronco.

As mesmas deduções acima para o FF podem ser estendidas para o *fast-backward*. Neste caso, a matriz considerada é a $\mathbf{U}$ e o acesso é feito por linha.

Tabela C.1: Resumo da utilização das operações *forward*, *backward*, *fast-forward* e *fast-backward*

Ação	$\mathbf{b}$ cheio calc. todo $\mathbf{x}$	$\mathbf{b}$ esparso calc. todo $\mathbf{x}$	$\mathbf{b}$ esparso poucos elem. de $\mathbf{x}$	$\mathbf{b}$ cheio poucos elem. de $\mathbf{x}$
<i>forward</i>	✱			✱
<i>backward</i>	✱	✱		
<i>fast-forward</i>		✱	✱	
<i>fast-backward</i>			✱	✱

Rede exemplo de 9 barras

A árvore de fatoração pode ser obtida diretamente através da estrutura da matriz. Observe o exemplo de nove barras da Figura C.1.

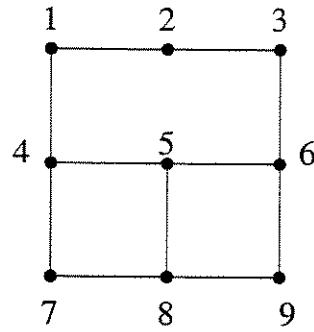


Figura C.1: Rede exemplo de 9 barras

Na Figura C.2 é fornecida a matriz incidência. Na Figura C.3, após a ordenação e a fatoração, encontram-se na mesma matriz as submatrizes triangulares **L**, **D** e **U**. O caminho de fatoração é obtido através da submatriz **L**, onde a cada coluna pega-se o primeiro elemento e dirige-se para a diagonal correspondente, indo sucessivamente até o final. O exemplo anterior ilustra a obtenção do caminho formado pelos nós 1-2-4-6. Realizando esse procedimento para todas as colunas e juntando os caminhos que vão para o mesmo nó, tem-se ao final a árvore de fatoração.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	X	X		X					
2	X	X	X						
3		X	X						
4	X			X	X		X		
5				X	X	X		X	
6					X	X			X
7				X			X	X	
8					X		X	X	X
9						X		X	X

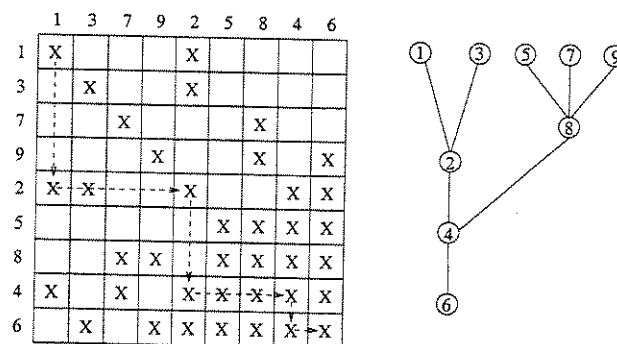
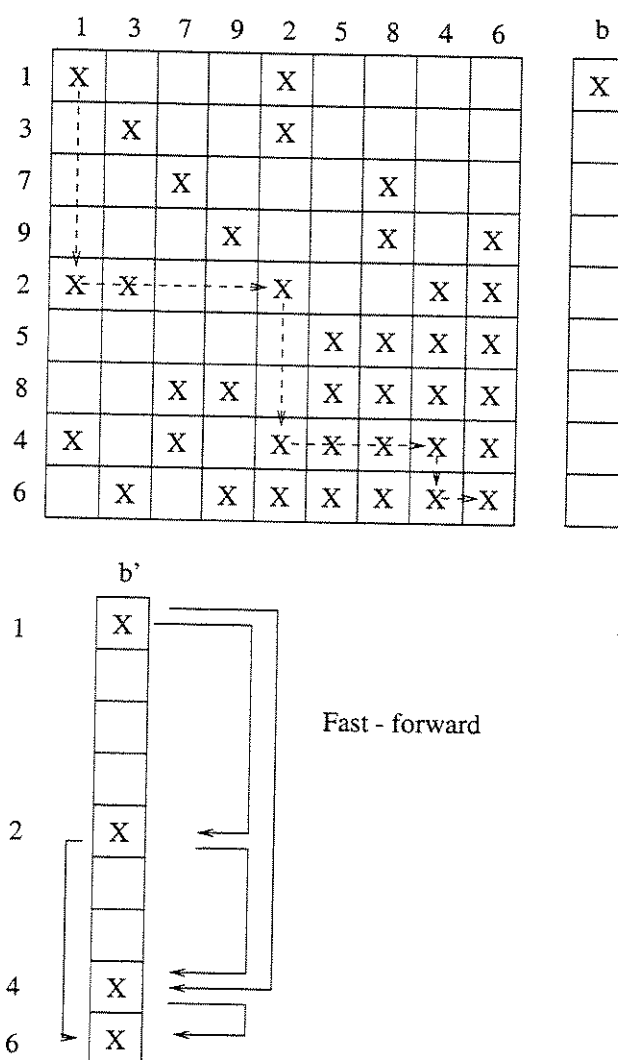
Figura C.2: Estrutura matricial da rede exemplo

A árvore de fatoração é armazenada em um vetor. O FF baseará a ordem de processamento dos nós a partir desse vetor.

C.3 Refatoração parcial de matrizes

Este método representa uma alternativa aos métodos de compensação apresentados anteriormente para resolver problemas do tipo: $(\mathbf{A} + \Delta\mathbf{A})(\mathbf{x} + \Delta\mathbf{x}) = \mathbf{b}$, onde $\Delta\mathbf{A}$ representa a alteração na matriz original. Este método aproveita os cálculos realizados durante a resolução do sistema original.

Considere por exemplo, o sistema anterior onde o ramo 8-9 tem o valor de sua reatância

Figura C.3: Matriz L após a ordenação e fatoraçãoFigura C.4: Exemplo de *fast-forward*

alterada. Nesse caso, na matriz incidência, os elementos alterados serão: $(8,8)$, $(8,9)$, $(9,8)$ e $(9,9)$. Precisa-se saber quais são os fatores triangulares que serão afetados por essas alterações. Observando a árvore de caminhos de fatoração, o subgrafo composto pelos nós 9,8,4,6 deverá ter os fatores novamente calculados.

O procedimento adotado consiste em montar uma matriz a partir dos fatores LDU do caso base. No caso, uma matriz admitância formada pelos nós 9,8,4,6. Feito isso, a alteração sobre os elementos $(8,8)$, $(8,9)$, $(9,8)$ e $(9,9)$ é realizado. Neste ponto, de posse da nova submatriz admitância é realizado a fatoração para se obter os novos fatores triangulares modificados.

Apêndice D

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança

O fluxo de potência ótimo (FPO) é um problema de otimização não-linear, multivariável, inteiro, misto na sua definição completa, cuja solução nos fornece um ponto de operação ótimo para uma determinada condição de carregamento da rede. O FPO pode expressar a otimização da operação de diversos enfoques como: minimização de perdas elétricas em linhas de transmissão, minimização do desvio do ponto de operação ótimo, ou a minimização do número de controles a ser aplicado. Ao contrário do problema de despacho econômico onde tem-se apenas a geração como variável de controle, o fluxo de potência ótimo permite o controle de várias variáveis como: tensão do gerador, taps dos transformadores LTC, taps dos transformadores defasadores, injeção reativa através de compensadores síncronos, potência transmitida através de elos de corrente contínua. Observa-se assim, a versatilidade do FPO que cria condições mais dinâmicas para o controle do sistema de modo a otimizar a operação. Podemos citar várias aplicações como:

1. Cálculo de um padrão ótimo de geração, como também o estado de todas as variáveis de controle que obedeçam o custo mínimo de geração e as limitações de transmissão do sistema.
2. O FPO pode ser utilizado para fornecer um *despacho preventivo* através de um despacho de carga a curto prazo, caso restrições de segurança sejam acrescentadas a ele.
3. O FPO pode fornecer um despacho corretivo no caso de algum componente do sistema estar sobrecarregado. Ele pode instruir o operador de quais ajustes devem ser realizados.
4. O FPO pode ser utilizado periodicamente para determinar ajustes ótimos para tensões dos geradores, taps de transformadores, compensadores, etc.
5. Pode ser utilizado para o estudo de planejamento do sistema.

Os principais objetivos de otimização utilizados no FPO são:

- Mínimo custo de operação - minimização da soma dos custos das gerações controláveis mais a transferência de intercâmbio. Se a otimização considerar apenas a potência ativa, então teremos um despacho econômico.

A complexidade de implementação desse modelo está na modelagem da curva de custos dos geradores, que geralmente não são convexas. O que é feito então, é uma aproximação através de segmentos de retas que é então tratada como linear por partes.

- Mínimo desvio - Em geral tenta-se minimizar a soma dos quadrados ponderados dos desvios das variáveis de controle em relação a um ponto de referência. Este ponto de referência pode ser a melhor distribuição dos níveis de geração fornecido pelo departamento de recursos hídricos,
- Mínima perda de potência ativa na transmissão - Geralmente as variáveis associadas a esse objetivo são aquelas ligadas ao controle da tensão e da potência reativa do sistema e o tap de transformadores. Estes controles tendem a diminuir o fluxo de reativos nas linhas e permite a melhora no perfil de tensão.
- Mínimo número de ações de controle - Um dos defeitos do FPO é a diversidade e o número de controles elevado para ser implementado (o que muitas vezes não é possível em tempo-real). A definição desse objetivo é bastante ampla e não pode ser formulado com rigor matemático, possivelmente a sua solução será sub-ótima, mas que será prática ao centro de controle.

Atualmente a principal preocupação está em incluir restrições de segurança no FPO (Fluxo de potência com restrições de segurança-FPORS). Tais restrições de segurança representam a manutenção da segurança do sistema para ocorrência de contingências. A solução do FPORS poderá ter característica conservadora (o sistema deverá operar sem ter a necessidade de realizar ajustes pós-contingências) ou permitir reajustes pós-contingência.

O FPO por representar uma otimização não linear com diversas variáveis de controle, revela-se como uma função de computação extremamente intensiva. Vários métodos têm sido desenvolvidos desde então:

- Métodos baseados em gradiente.
- Métodos de Newton.
- Métodos de programação linear.
- Métodos dos pontos interiores.

Os algoritmos intensamente estudados hoje-em-dia, são os algoritmos de programação linear baseados em métodos dos pontos interiores, pois esses métodos permitem um melhor tratamento das restrições de desigualdade e das funções objetivas não-lineares. O método de programação linear é adequado para o uso de restrições de desigualdade, e o problema não linear, em muitos casos pode ser linearizado e resolvido sem a perda da qualidade da solução, mas deve-se levar

em conta que se trata de um problema não linear, em geral não convexo e que pode não haver a possibilidade de determinar um ponto ótimo de operação.

O diagrama dado na Figura D.1 mostra uma estratégia para resolver um fluxo de potência ótimo a partir da programação linear. Nesse caso pode-se utilizar tanto o fluxo de potência linearizado ou não linear. A escolha entre os métodos de fluxo de potência afetará a obtenção dos coeficientes de sensibilidade lineares e o teste de convergência utilizado.

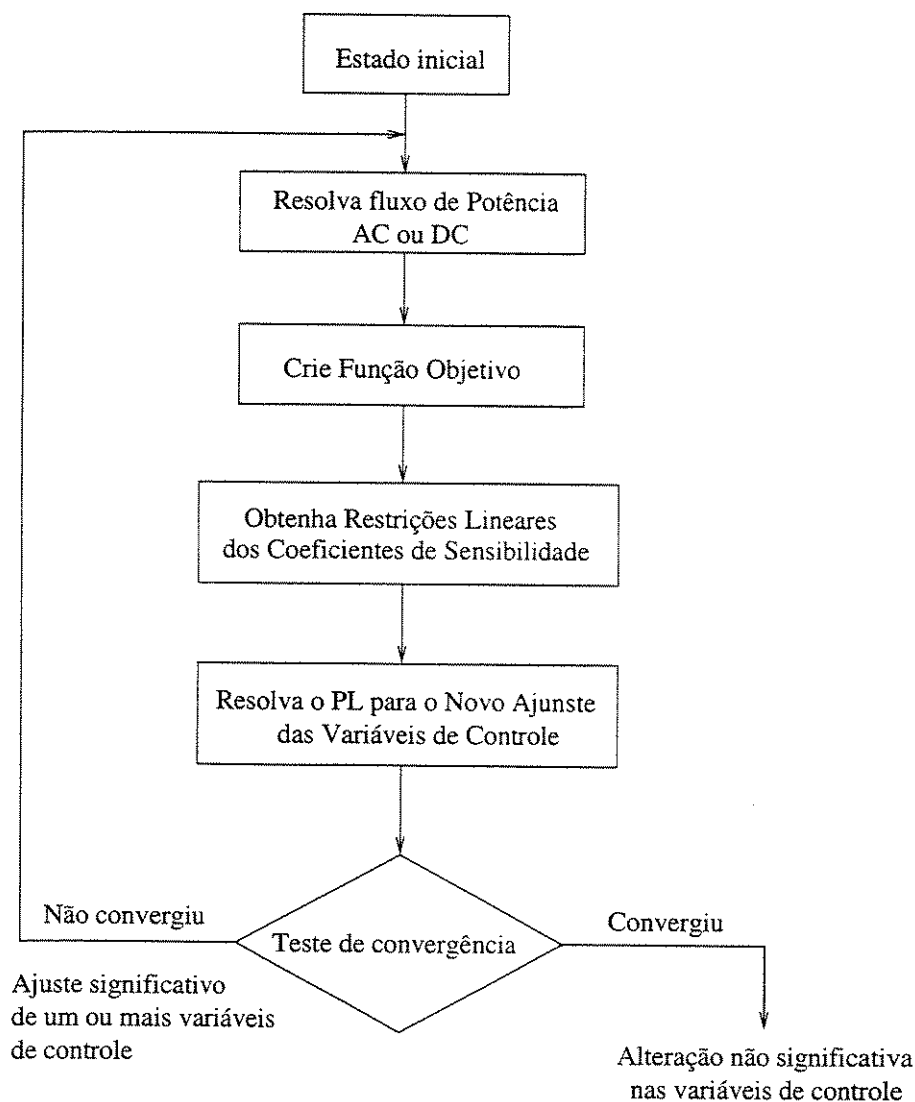


Figura D.1: Diagrama do FPO através de PL

O coeficiente de sensibilidade linear fornece uma indicação da mudança das variáveis do sistema quando outras são alteradas, daí um dos seus usos na análise de contingências. As relações lineares fornecidas por ele são essenciais ao PL. Pode-se observar que quando as variáveis ajustáveis são alteradas, assume-se que o sistema reage no sentido de manter as equações de fluxo de potência resolvidas. Tais coeficientes podem ser representadas como derivadas parciais do

tipo:

$$\frac{\partial MVA_{\text{fluxo } i,j}}{\partial MW_{\text{geração } k}} \quad (\text{D.1})$$

O coeficiente nos fornece a sensibilidade do fluxo (MVA) da linha i-j com relação a potência gerada em k.

Alguns coeficientes podem mudar rapidamente se ajustes são feitos e as condições de fluxo de potência são atualizados. Isto se deve ao fato de que em alguns sistemas as variáveis possuem características não lineares em relação ao ajuste e a resolução das equações de fluxo de potência. Isto é verdade principalmente quando se envolve tensão e fluxos MVars. Por isso, os valores fornecidos por esses fatores são bons apenas para pequenos ajustes e devem sempre ser recalculados.

O tratamento das funções não lineares, como custos de geradores ou das funções objetivo, é realizado aproximando-se a função não linear através de uma série de seguimentos de reta com uma determinada declividade (função linear por partes). Por exemplo, para uma função custo ou objetivo ilustrado na Figura D.2:

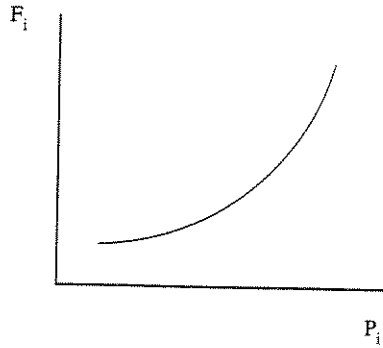


Figura D.2: Função custo não linear

A função custo linearizada assume a seguinte forma:

$$F_i(P_i) = F_i(P_i^{min}) + s_{i1} + s_{i2}P_{i2} + s_{i3}P_{i3} \quad (\text{D.2})$$

e

$$0 \leq P_{ik} \leq P_{ik}^+ \quad \text{Para } k = 1, 2, 3 \quad (\text{D.3})$$

$$P_i = P_i^{min} + P_{i1} + P_{i2} + P_{i3} \quad (\text{D.4})$$

A nova função custo linearizada pode ser vista na Figura D.3.

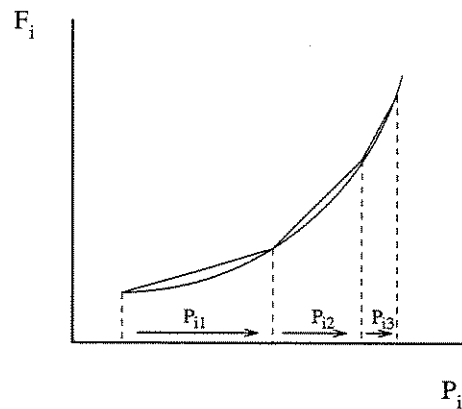


Figura D.3: Função custo linearizada

A consideração das restrições de segurança no problema representa atualmente uma necessidade. Essas restrições são representadas por contingências de elementos e suas análises são fundamentais para o controle ótimo e seguro do sistema. Entretanto, poucos trabalhos tem considerado a inclusão dessas restrições. Para um sistema real de grande porte, o número de restrições de segurança a serem incluídos é enorme e além disso, deve-se considerar o seu estado após a implementações dos controles, pois no novo ponto de operação, contingências que antes apenas ameaçavam a segurança podem provocar severas violações. A eliminação dos efeitos colaterais causados pela mudança no ponto de operação podem ser extremamente onerosas e a obtenção de um ponto ótimo e seguro pode ser uma tarefa extremamente árdua. Pode-se perceber, então, que o fluxo de potência ótimo com restrições de segurança potencialmente revela-se de extrema carga computacional, pois somam-se os recursos necessários para avaliar as contingências e a determinação de um ponto ótimo.

O esquema da inclusão de restrições de contingências pode então ser colocado da seguinte forma:

1. Uma análise ou uma seleção de contingências é efetuada para o ponto de operação corrente do sistema onde nc casos são selecionados como as de maior risco.
2. Os nc casos são incorporados ao FPO como restrições.
3. Obtido o novo ponto de operação, volta-se ao passo 1 e verifica se há ainda contingências críticas, se sim reinicia o processo. Se não, fim.

A incorporação das restrições de contingência leva a seguinte formulação, que é uma extensão da formulação geral.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min & f(\mathbf{x}^0, \mathbf{u}^0) \\ \text{s.a.} & \\ & g^\kappa(\mathbf{x}^\kappa, \mathbf{u}^\kappa) = 0 \quad \text{para } \kappa = 0, 1, \dots, nc \\ & h^\kappa(\mathbf{x}^\kappa, \mathbf{u}^\kappa) \leq 0 \quad \text{para } \kappa = 0, 1, \dots, nc \\ & \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x}^\kappa \leq \mathbf{x}_{\max} \end{array} \right. \quad (\text{D.5})$$

O sobrescrito 0 representa o caso base e κ , os estados pós contingência para os nc casos selecionados.

Conforme foi citado anteriormente, a filosofia do FPO com restrições de segurança pode ser conservativa ou permitir correções pós-contingências. Verifica-se que em termos de custo de operação, que o ponto obtido pelo FPO no modo conservador será mais caro que se permitir correções após as ocorrências.

Na abordagem conservadora dada pela formulação D.5 as variáveis de estado pós-contingência são atualizadas da seguinte forma:

$$\mathbf{x}^\kappa = \mathbf{x}^0 + \Delta \mathbf{x}^\kappa \quad (\text{D.6})$$

Quando se é permitido realizar o remanejamento corretivo, a ação corretiva $\delta \mathbf{x}^\kappa$ fornecida pelo centro de controle passa a ser parte integrante do sistema, então, as variáveis de estado passam a ser atualizadas da seguinte maneira:

$$\mathbf{x}^\kappa = \mathbf{x}^0 + \Delta \mathbf{x}^\kappa + \delta \mathbf{x}^\kappa \quad (\text{D.7})$$

A nova formulação para o fluxo de potência ótimo com restrições de segurança e com capacidade de remanejamento pós contingência é:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \min & f(\mathbf{x}^0, \mathbf{u}^0) \\ \text{s.a.} & \\ & g^\kappa(\mathbf{x}^\kappa, \mathbf{u}^\kappa) = 0 \quad \text{para } \kappa = 0, 1, \dots, nc \\ & h^\kappa(\mathbf{x}^\kappa, \mathbf{u}^\kappa) \leq 0 \quad \text{para } \kappa = 0, 1, \dots, nc \\ & \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x}^\kappa \leq \mathbf{x}_{\max} \\ & |\mathbf{x}^0 - \mathbf{x}^\kappa| \leq \delta^\kappa \quad \text{para } \kappa = 0, 1, \dots, nc \end{array} \right. \quad (\text{D.8})$$

A última restrição $|\mathbf{x}^0 - \mathbf{x}^\kappa| \leq \delta^\kappa$ realiza o acoplamento entre o ponto de operação do caso base $\mathbf{x}^0$ e o ponto pós-distúrbio $\mathbf{x}^\kappa$. O vetor δ representa a margem de correção pós-contingência das variáveis de estado. A pré-determinação desse vetor depende de vários fatores, principalmente o estado atual em que se encontra a rede em operação. Deve-se considerar os níveis de tensão e fluxos, controles disponíveis, tempo de implementação, topologia da rede e questões econômicas. O valor de δ pode refletir na capacidade de alteração de geração após a contingência, ou a capacidade de alteração da injeção de fluxo na barra causada por um chaveamento.

Um algoritmo especializado que utiliza otimização linear aliado a restrições de contingências foi apresentado por Stott e Marinho no final da década de 70 [40] e que serve de base para diversas implementações atuais. A programação linear é aplicada ao cálculo do despacho seguro e controle de emergência para sistemas de grande dimensão. Ele busca um ponto de operação seguro, livre de sobrecargas através do controle de potência ativa, que envolve os controles de geração, controle de *links* hvdc, corte de carga, controle de transformadores defasadores e partida com urgência de geradores. A programação baseia-se no método dual simplex revisado, utilizando base reduzida e técnicas de relaxação. Difere bastante dos métodos de PL apresentados pelos livros, sendo altamente especializado.

O processo parte de um ponto de operação, onde os limites de linhas estão violados. Como se trata de um PL na sua forma dual, a solução inicial é otimista. Se a função objetivo for, por exemplo, a minimização do custo de operação, a solução pode ser obtida colocando-se todos os geradores controláveis no limite inferior e aumentando-se a geração em ordem crescente de custo incremental até satisfazer o balanço de potência. Esta solução que atende apenas o balanço de potência é chamada de base inicial. Até este ponto, as restrições de fluxos nos ramos estão relaxadas. Apenas um pequeno conjunto de restrições de fluxos tratados de forma esparsa são necessários nos estágios de PL. Restrições não esparsas são criadas apenas para poucos fluxos cujos limites são impostos. O esquema geral de resolução pode ser visualizado na Figura D.4.

O bloco B identifica todas as linhas com carga acima de 90% do nominal como conjunto monitorado no processo do PL. Na mesma hora, verifica-se se existe alguma sobrecarga. Na maior parte dos casos, esse bloco é verificado apenas duas vezes, no começo e no final de todo cálculo de PL. O bloco C seleciona a linha mais sobrecarregada do conjunto monitorado e computa a restrição de fluxo para esta linha violado. O fluxo é então fixado no seu limite com a introdução de sua restrição na forma de igualdade no processo de PL no bloco D. O bloco D realiza a iteração de PL e determina os novos valores das variáveis de controle de forma a satisfazer as restrições de igualdade. Se qualquer violação de geração é detectada pelo bloco E, a geração mais violada é colocada no limite e insere-se a restrição de igualdade no PL. Após as gerações entrarem no estado seguro (sem restrições violadas), os ângulos das barras são recalculados no bloco F. O processo então retorna ao bloco C para achar e executar a próxima linha com os limites mais violados e assim em diante até que não haja mais nenhuma linha com os limites violados.

As variáveis consideradas na implementação de Stott são representadas por variações das gerações controláveis nas barras, ou a injeção controlável de potência nas barras. Esta é uma forma geral de se incluir controles como cortes de carga, mudança de taps de transformadores defasadores, controles de *links* hvdc, e ações de chaveamento. Para n barras com injeções de potência controláveis, tem-se:

$$\Delta \mathbf{P} = (\Delta P_1, \Delta P_2, \dots, \Delta P_n)^T \quad (\text{D.9})$$

O problema consiste em se resolver o seguinte problema:

$$\begin{aligned}
& \min && f(\Delta \mathbf{P}) = \mathbf{C} \Delta \mathbf{P} \\
& \text{s.a.} && \beta^T \Delta \mathbf{P} = 0 \\
& && \mathbf{L}^{\min} \leq \mathbf{A}^T \Delta \mathbf{P} \leq \mathbf{L}^{\max}
\end{aligned} \tag{D.10}$$

$\Delta \mathbf{P} = \mathbf{P} - \mathbf{P}^{\text{inicial}}$ - vetor das variáveis de decisão

$\mathbf{C}$ representa o vetor de custos

β representa fatores incrementais de perdas de transmissão

$\beta^T \Delta \mathbf{P} = 0$ representa as equações de balanço de fluxo de potência ativa

A restrição $\mathbf{L}^{\min} \leq \mathbf{A}^T \Delta \mathbf{P} \leq \mathbf{L}^{\max}$ representa um grande conjunto de restrições que pode ser de dois tipos:

1. Restrições de limites de linhas de transmissão
2. Restrições de limites de geradores

Para o subconjunto que representa restrições de linhas de transmissão, $\mathbf{A}^T$ possui em cada posição, fatores de distribuição:

$$\mathbf{A}_{km}^T = \mathbf{e}_{km}^T [\mathbf{B}']^{-1} \tag{D.11}$$

O vetor $\mathbf{e}_{km}$ possui todas as posições nulas exceto nas posições k e m onde existem os elementos 1 e -1 respectivamente.

As restrições de limites de geradores são consideradas no vetor coluna $\mathbf{A}_j$ como um vetor nulo a menos da posição j que possui o elemento 1.

D.1 Inclusão das restrições de contingência no PL

A adição de restrições de contingência ao processo de otimização pode ser realizada com dois objetivos, determinar controles preventivos que permitam o sistema operar em um estado relativamente imune a ocorrência de certas contingências ou para determinar um estado de operação que permita certos ajustes pós-contingência. Uma vez que a ocorrência é incerta, a primeira alternativa torna-se cara do ponto de vista operacional. É desejável determinar um ponto de operação com um custo menor e ao mesmo tempo possibilitar a volta do sistema ao estado normal nessas situações. A computação de tal ponto representa um maior investimento computacional e maior complexidade na sua modelagem, uma vez que várias restrições surgem.

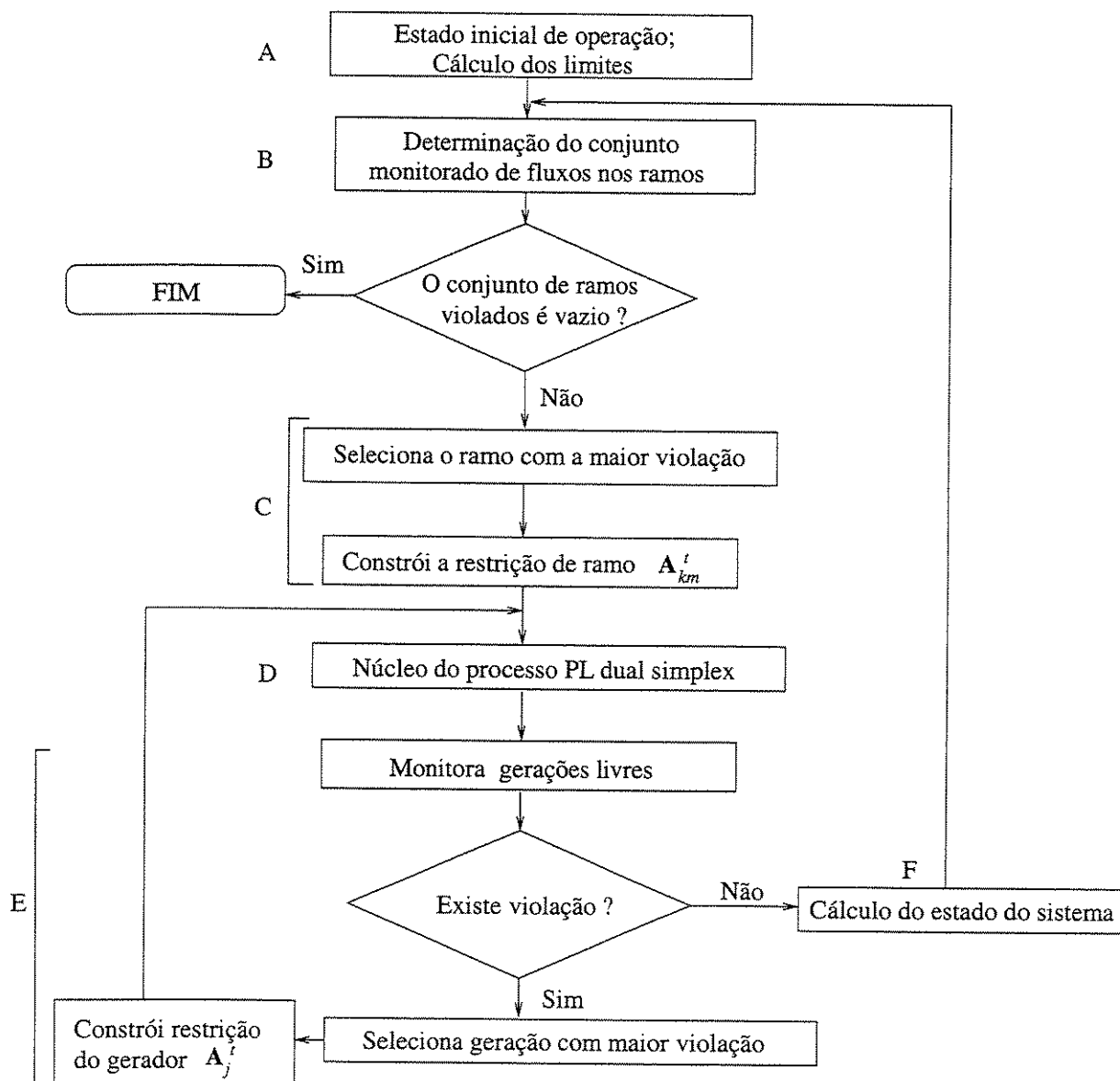


Figura D.4: Fluxograma do PL especializado de Stott

Alves, em seu trabalho [2], realiza vários testes e demonstra como se comporta o processo de otimização frente a diferentes níveis de capacidade de remanejamento de controles sujeitos a restrições de contingências em ambientes de programação diferentes (processamento serial e distribuído).

A inclusão das restrições de contingência ao processo de PL requer o processamento da análise de contingências para cada iteração do algoritmo. No caso mais conservador, onde não é permitido nenhum ajuste pós-contingência ao final do processo de PL, o ponto de operação definido não pode permitir a sobrecarga decorrente de alguma das contingências testadas.

Supondo a ocorrência de contingência de uma linha de transmissão $i - j$ que cause uma sobrecarga na linha $k - m$, a restrição $\mathbf{A}_{km}^T$ é determinada através do cálculo do fluxo incremental Δf_{km} sobre a linha $k - m$.

$$\Delta f_{km} = \mathbf{A}_{km}^T \Delta \mathbf{P} \quad (\text{D.12})$$

Através da determinação do incremento pela variação do estado $\Delta \Theta$ tem-se:

$$\Delta f_{km} = -b_{km}(\mathbf{e}'_{km})^T \Delta \Theta = -b_{km}(\Delta \theta_k - \Delta \theta_m) \quad (\text{D.13})$$

Colocando-se em termos do estado pós-contingência, isto é, considerando as alterações na matriz $\mathbf{B}'$ e utilizando lema de inversão de matrizes (apêndice A), chega-se às seguintes expressões para restrição de contingência simples.

$$\mathbf{A}_{km} = -b_{km}[\mathbf{B}']^{-1}(\mathbf{e}'_{km} - \alpha_{km}\mathbf{e}'_{ij}) \quad (\text{D.14})$$

onde,

$$\alpha_{km} = (\mathbf{e}'_{km})^T [\mathbf{B}']^{-1} \mathbf{e}'_{ij} c'$$

$$c' = \frac{1}{\frac{1}{b_{ij}} + (\mathbf{e}'_{ij})^T [\mathbf{B}']^{-1} \mathbf{e}'_{ij}}$$

O novo diagrama de resolução do fluxo de potência ótimo com restrições de segurança pode ser visualizado na Figura D.5. Este diagrama refere-se a obtenção de um ponto ótimo e seguro sem a consideração de remanejamento de geração pós-contingência. Pode-se observar que se trata de processo de otimização cujas iterações envolvem a contínua análise de contingências até o momento da determinação de um ponto que satisfaça as restrições de geração e de fluxos.

O módulo de chaveamentos para alívio de sobrecargas pode ser adicionado à análise de contingências. Apenas os casos onde o chaveamento não resolve a sobrecarga geram restrições para o PL, conforme apresentado na Figura D.6.

Para este trabalho foram realizados testes utilizando a função objetivo custo de operação:

$$f(\mathbf{P}) = \sum_j a_{1j} + a_{2j}P_j + a_{3j}P_j^2 \quad (\text{D.15})$$

Onde, $P_j = P_j^{\text{inicial}} + \Delta P_j$.

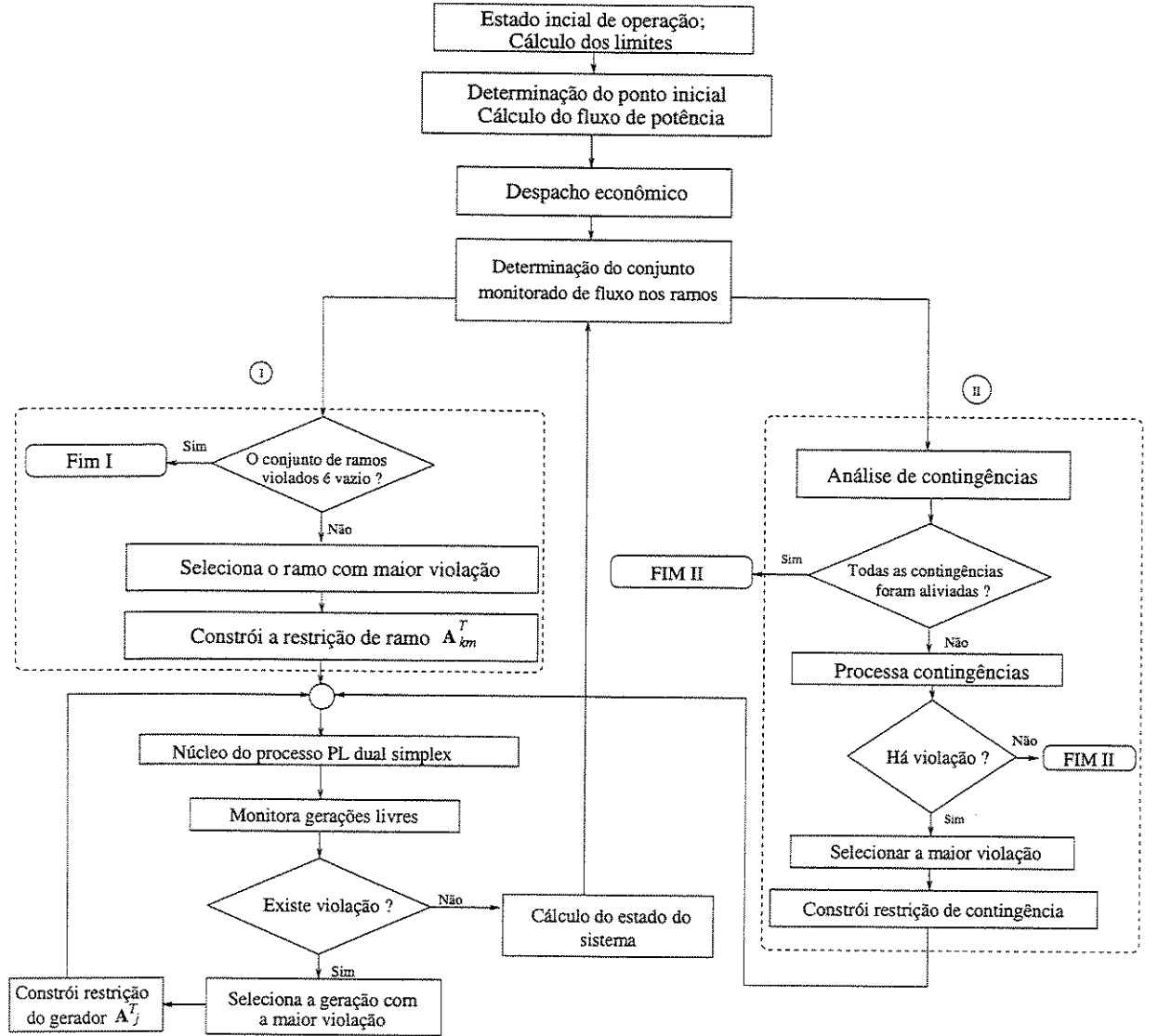


Figura D.5: Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança

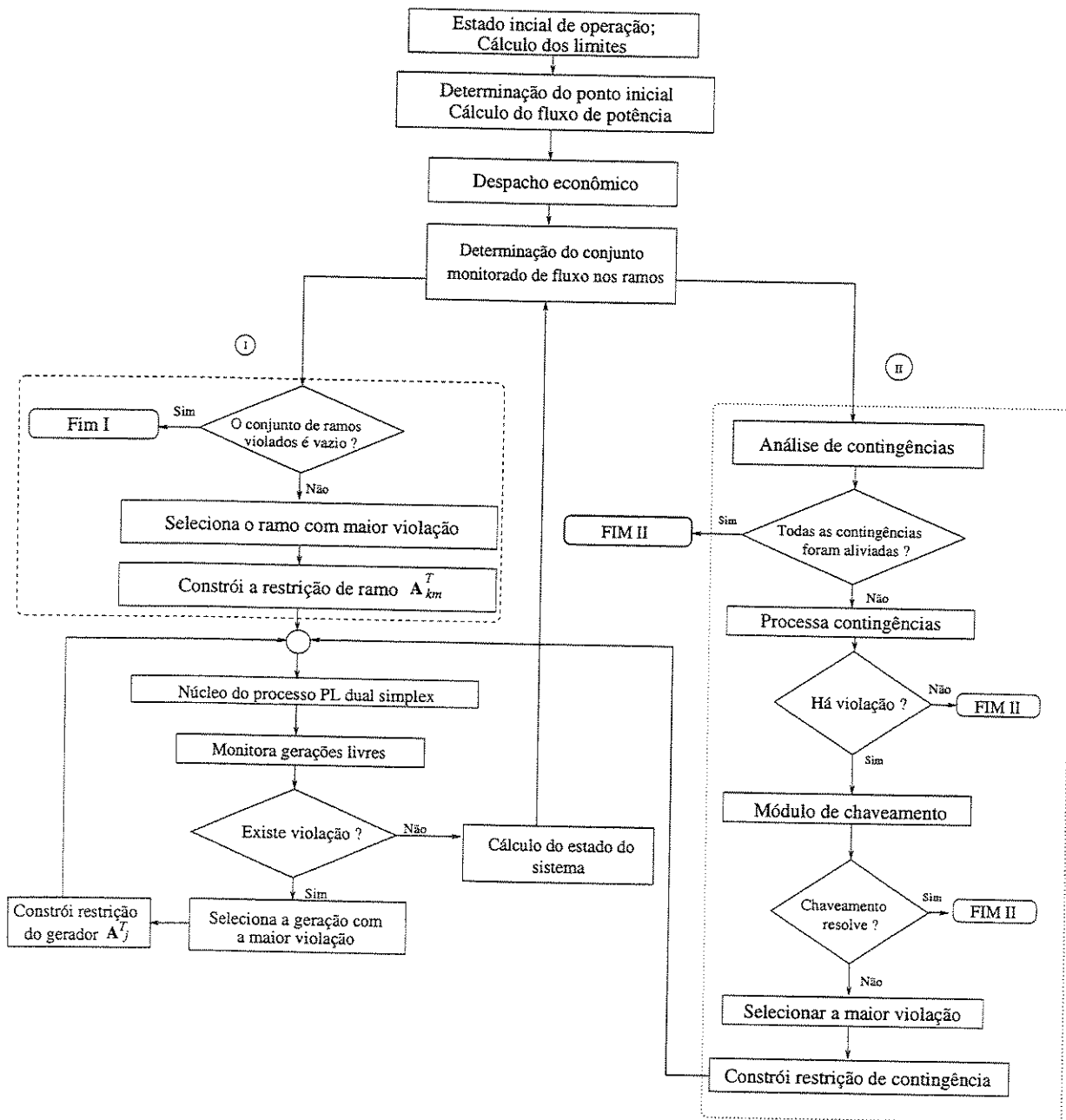


Figura D.6: Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança e análise de chaveamentos

Apêndice E

Dados dos Sistemas Testados

E.1 Dados de barras e linhas do sistema de 6 barras

Tabela E.1: Dados de barra para o sistema 6 barras

Barra	P_c	Q_c	P_g	Q_{max}	Q_{min}	V	V_{max}	V_{min}
2	0,0	0,0	40,0	18,0	-15,0	1,05	1,05	0,97
4	0,0	0,0	20,0	9,0	-8,0	1,05	1,05	0,97
6	0,0	0,0	40,0	18,0	-15,0	1,05	1,05	0,97
7	0,0	0,0	10,0	5,0	-2,0	1,05	1,05	0,97
11	0,0	0,0	5,0	5,0	-5,0	1,05	1,05	0,97
13	0,0	0,0	5,0	5,0	-5,0	1,05	1,05	0,97
15	0,0	0,0	5,0	20,0	-10,0	1,05	1,05	0,97
17	0,0	0,0	40,0	20,0	-10,0	1,05	1,05	0,97
19	0,0	0,0	40,0	20,0	-10,0	1,05	1,05	0,97
14	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	1,05	0,97
27	95,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	1,05	0,97
36	30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	1,05	0,97
42	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	1,05	0,97
48	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,00	1,05	0,97

Tabela E.2: Dados de linhas do sistema de 6 barras

Linhas	Barras		Impedância			Lim. Fluxo (MVA)
	Inicial	Final	R	X	B/2	
1	10	31	0,0342	0,180	0,0106	62
2	20	37	0,1140	0,600	0,0352	40
3	9	22	0,0912	0,480	0,0282	40
4	30	39	0,0228	0,120	0,0071	40
5	29	45	0,0228	0,120	0,0071	40
6	8	28	0,0342	0,180	0,0106	62
7	21	40	0,1140	0,600	0,0352	40
8	38	46	0,0228	0,120	0,0071	40
9	48	48	0,0228	0,120	0,0071	40

E.1.1 Ações utilizadas no teste do sistema de 6 barras

Tabela E.3: Ações adotadas para testes com o sistema de 6 barras (A - Abertura, F - Fechamento)

Config. Nº	Config. das chaves
1	1-2 A, 5-6 A, 1-7 F
2	1-2 A, 3-4 A, 1-7 F, 5-4 F
3	4-5 A, 6-7 A, 1-7 F
4	1-2 A, 4-5 A, 1-7 F
5	1-2 A, 6-7 A, 1-7 F
6	11-12 A, 16-17 A, 11-19 F
7	13-14 A, 17-18 A, 11-19 F
8	13-14 A
9	11-12 A, 17-18 A, 11-19 F
10	11-12 A, 15-16 A, 11-19 F
11	23-24 A, 26-27 A, 23-27 F
12	24-25 A
13	25-26 A
14	24-25 A, 26-27 A, 23-27 F
15	32-33 A, 35-36 A, 32-36 F
16	33-34 A
17	34-35 A
18	33-34 A, 35-36 A, 32-36 F
19	41-42 A, 43-44 A, 41-44 F
20	42-43 A
21	1-8 A
22	3-9 A
23	5-10 A
24	12-20 A
25	16-21 A
26	25-30 A
27	24-29 A
28	33-38 A

E.2 Dados de barras e linhas do sistema IEEE-30

Tabela E.4: Dados de barra para o sistema IEEE-30

Barra	Tipo*	P_g	Q_g	Q_g^{min}	Q_g^{max}	P_c	Q_c	V_{max}	V_{min}
1	2	0,0	-9,0	9,0	0,0	0,0	0,0	1,07	0,97
2	1	40,0	-40,0	50,0	21,7	12,7	0,0	1,07	0,97
3	0	0,0	0,0	0,0	2,4	1,2	0,0	1,07	0,97
4	0	0,0	0,0	0,0	7,6	1,6	0,0	1,07	0,97
5	1	50,0	-40,0	40,0	94,2	19,0	0,0	1,07	0,97
7	0	0,0	0,0	0,0	22,8	10,9	0,0	1,07	0,97
8	1	27,9	-40,0	40,0	30,0	30,0	0,0	1,07	0,97
11	1	10,0	-6,0	24,0	0,0	0,0	0,0	1,07	0,97
13	1	30,0	-6,0	24,0	0,0	0,0	0,0	1,07	0,97
14	0	0,0	0,0	0,0	6,2	1,6	0,0	1,07	0,97
16	0	0,0	0,0	0,0	3,5	1,8	0,0	1,07	0,97
17	0	0,0	0,0	0,0	9,0	5,8	0,0	1,07	0,97
18	0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,9	0,0	1,07	0,97
20	0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	1,07	0,97
21	0	0,0	0,0	0,0	17,5	11,2	0,0	1,07	0,97
22	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,07	0,97
23	0	0,0	0,0	0,0	3,2	1,6	0,0	1,07	0,97
26	0	0,0	0,0	0,0	3,5	2,3	0,0	1,07	0,97
29	0	0,0	0,0	0,0	2,4	0,9	0,0	1,07	0,97
30	0	0,0	0,0	0,0	10,6	1,9	0,0	1,07	0,97
54	0	0,0	0,0	0,0	5,8	2,0	19,0	1,07	0,97
63	0	0,0	0,0	0,0	11,2	7,5	0,0	1,07	0,97
70	0	0,0	0,0	0,0	8,2	2,5	0,0	1,07	0,97
82	0	0,0	0,0	0,0	9,5	3,4	0,0	1,07	0,97
87	0	0,0	0,0	0,0	8,7	6,7	4,3	1,07	0,97

Tipo* de barras:

0 - Barra de carga

1 - Barra de geração (PV)

2 - Barra de referência ($V\theta$)

Tabela E.5: Dados de linhas do sistema IEEE-30

Barras		Características						
Inicial	Final	R %	X %	$y_{shunt}\%$	TAP	TAP _{min}	TAP _{max}	Lim. MVA
31	2	1,92	5,75	5,280				130
1	32	4,52	18,52	4,080				80
2	35	5,70	17,37	3,680				50
33	4	1,32	3,79	0,840				60
2	36	4,72	19,83	4,180				60
2	47	5,81	17,63	3,740				60
34	42	1,19	4,14	0,900				60
5	48	4,60	11,60	2,040				70
46	7	2,67	8,20	1,700				130
45	8	1,20	4,20	0,900				32
44	9	0,00	20,80		0,978	0,900	1,100	65
43	53	0,00	55,60		0,969	0,900	1,100	32
9	11	,001	20,80					65
9	58	,001	11,00					65
4	68	0,00	25,60		0,932	0,900	1,100	65
64	13	,001	14,00					65
65	14	12,31	25,59					32
66	77	6,62	13,04					32
67	16	9,45	19,87					32
14	69	22,10	19,97					16
78	17	8,24	19,23					16
76	80	10,70	21,85					10
81	19	6,39	12,92					16
83	84	3,40	6,80					32
55	20	9,36	20,90					32
54	79	3,24	8,45					32
56	21	3,48	7,49					32
57	22	7,27	14,99					32
85	22	1,16	2,36					32
75	23	10,00	20,20					16
22	89	11,50	17,90					16
23	90	13,20	27,00					16
91	25	18,85	32,92					16
25	26	25,44	38,00					16
92	93	10,93	20,87					16
28	96	0,00	39,60		0,968	0,900	1,100	65
97	29	21,98	41,53					16
94	30	32,02	60,27					16
29	99	23,99	45,33					16
49	28	6,36	20,00	4,280				32
100	28	1,69	5,99	1,300				32

E.2.1 Ações utilizadas no sistema IEEE-30

Tabela E.6: Ações utilizadas para testes com o sistema IEEE-30 (A - Abertura, F - Fechamento)

Config. Nº	Config. das chaves
1	37-38 A
2	37-42 A, 38-39 A, 40-41 F
3	37-42 A, 39-40 A, 40-41 F
4	41-42 A, 39-40 A, 40-41 F
5	41-42 A, 38-39 A, 40-41 F
6	37-42 A, 39-40 A, 40-41 F
7	41-42 A, 39-35 A, 40-41 F
8	50-51 A, 46-40 A, 53-54 F
9	50-54 A, 51-52 A, 53-54 F
10	50-54 A, 52-53 A, 53-54 F
11	50-51 A, 52-53 A, 53-54 F
12	64-59 A, 60-61 A, 63-64 F
13	61-62 A
14	59-60 A, 62-63 A, 63-64 F
15	64-59 A, 61-62 A, 63-64 F
16	60-61 A
17	74-70 A, 72-73 A, 73-74 F
18	74-70 A, 71-72 A, 73-74 F
19	72-73 A
20	70-71 A, 72-73 A, 73-74 F
21	70-71 A
22	19-82 A
23	82-83 A
24	86-87 A
25	98-93 A, 94-95 A, 96-98 F
26	94-95 A
27	93-94 A
28	94-95 A, 95-97 A
29	1-31 A
30	32-3 A
31	3-33 A
32	38-44 A
33	36-5 A
34	4-34 A
35	46-40 A
36	39-45 A
37	38-44 A

continua

Tabela E.6: Ações utilizadas para testes com o sistema IEEE-30 (A - Abertura, F - Fechamento) (continuação)

Config. Nº	Config. das chaves
38	37-43 A, 38-44 A
39	37-43 A, 47-41 A
40	38-44 A, 47-41 A
41	38-44 A
42	38-100 A
43	48-7 A
44	49-8 A
45	56-51 A
46	55-50 A
47	53-58 A
48	52-57 A
49	59-65 A
50	60-66 A
51	68-62 A
52	61-67 A
53	71-75 A
54	72-76 A
55	73-77 A
56	69-74 A
57	16-78 A
58	17-79 A
59	80-18 A
60	81-18 A
61	84-20 A
62	21-85 A
63	86-91 A
64	86-90 A
65	88-89 A
66	95-97 A
67	99-30 A

Total de 67 configurações

E.3 Dados do sistema CPFLFC-216

E.3.1 Ampacidade das linhas do sistema CPFLFC-216

Tabela E.7: SE CARIOBA 138/68 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Tanquinho 1 e 2	430	541
Santa Barbara CESP 1 e 2	506	549
Santa Barbara CESP 3 e 4	788	940
Nova Aparecida 1 e 2	430	541
Fibra	430	541
Us. Americana 69 kV	400	490
Piracicaba 69 kV	248	290

Tabela E.8: SE COLONIAL 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Tanquinho	430	541
Viracopos	430	541

Tabela E.9: SE NOVA APARECIDA 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Tanquinho 1 e 2	430	541
Trevo 1 e 2	430	541
Viracopos 1 e 2	430	541
Santa Barbara CESP 1	720	720
Santa Barbara CESP 2	788	940
Nova Aparecida 1 e 2	430	541
Sumare CESP 1, 2 e 3	788	940

Tabela E.10: SE PAINEIRAS 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Tanquinho 1 e 2	788	940
Campinas 1 e 2	788	940
Trevo	788	940

Tabela E.11: SE PIRACICABA 138/69 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Sta. Barbara CESP 1, 2 e 3	430	541
Botucatu	410	480
Araraquara	430	541
Dedine	536	677
Saltinho	430	541
Gavião Peixoto 69 kV	248	290
Beira Rio 69 kV	248	290

Tabela E.12: SE SALTINHO 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Sta. Barbara CESP	430	541
Sumare CESP	536	677

Tabela E.13: SE TANQUINHO 138/69 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Furnas 1, 2 e 3	627	753
Valinhos	430	541
Taquaral 1 e 2	430	541
Trevo 69 kV	400	490

Tabela E.14: SE TREVO 138/69 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Viracopos 1 e 2	430	541
Us. Americana 1 e 2 69 kV	184	230

Tabela E.15: SE VALINHOS 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Viracopos	430	541
Gessy	430	541

Tabela E.16: SE SOUZAS 69/34,5 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Tanquinho 69 kV	287	405
Itatiba 69 kV	240	290
Us. Jaguari 1 34,5 kV	136	160
Us. Jaguari 2 34,5 kV	210	260
Us. Salto Grande 34,5 kV	150	180

Tabela E.17: RAMAIS 138 kV

Linha de transmissão	Corrente (A)	
	Contínuo	Emergência
Ramais	430	531

Obs: Emergência 4 horas