

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA APLICADO
À OPERAÇÃO EM TEMPO REAL UTILIZANDO PROCESSAMENTO
DISTRIBUÍDO

Juliana Maria Timbó Alves

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

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

Eng. Ayru Leal de Oliveira Filho, D.Sc.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Eng. Albert Cordeiro Geber de Melo, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2005

ALVES, JULIANA MARIA TIMBÓ

Fluxo de Potência Ótimo com Restrições
de Segurança Aplicado à Operação em Tempo
Real Utilizando Processamento Distribuído.

[Rio de Janeiro] 2005

X, 152 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M. Sc.,
Engenharia Elétrica / Sistemas de Energia
Elétrica, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Análise de Segurança Estática
2. Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de
Segurança
3. Processamento Distribuído

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

Aos meus pais José Eduardo e Maria dos Prazeres
À minha irmã Carolina

Agradecimentos

Meus sinceros agradecimentos a todas as pessoas que direta ou indiretamente contribuíram para a conclusão deste trabalho e em especial:

Aos meus orientadores, Carmen Lucia Tancredo Borges e Ayru Leal de Oliveira Filho, pela dedicação oferecida a este trabalho;

A Luiz Antônio Cordeiro Pereira, Marcelo Rosado da Costa e João Alberto Passos Filho, pela constante colaboração para a realização deste trabalho;

A Luiz Correa Lima pelo apoio e incentivo;

A todos da equipe do SAGE;

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

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA APLICADO
À OPERAÇÃO EM TEMPO REAL UTILIZANDO PROCESSAMENTO
DISTRIBUÍDO

Juliana Maria Timbó Alves

Abril/2005

Orientadores: Carmen Lucia Tancredo Borges

Ayru Leal de Oliveira Filho

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho tem como objetivo a viabilização do uso do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança – FPORS, na operação em tempo real. As características do método de solução associadas a um problema de grande porte leva a um alto tempo de processamento, tornando inviável sua utilização no contexto da operação em tempo real. A utilização do FPORS é viabilizada através do uso de técnicas de paralelização, baseada na utilização de plataformas computacionais de baixo custo.

Dois desenvolvimentos são apresentados neste trabalho. No primeiro, o FPORS foi paralelizado utilizando o padrão de troca de mensagens MPI em um ambiente de memória distribuída. No segundo, O FPORS é integrado a um EMS, sistema de gerenciamento de energia. O EMS em questão oferece um ambiente de memória compartilhada distribuída. Neste caso, a paralelização do FPORS é feita utilizando recursos de comunicação, sincronização e controle de processos disponíveis no EMS.

Os resultados obtidos em com um sistema real, um equivalente do sistema elétrico brasileiro, apresentam uma alta eficiência nas implementações paralelas.

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

SECURITY CONSTRAINED OPTIMAL POWER FLOW APPLIED ON REAL TIME
OPERATION USING DISTRIBUTED PROCESSING

Juliana Maria Timbó Alves

Abril/2005

Advisors: Carmen Lucia Tancredo Borges
Ayrú Leal de Oliveira Filho

Department: Electrical Engineering

The present work aims to make feasible the use of Security Constrained Optimal Power Flow – SCOPF, in real time operation. The solution method characteristics associated with a big dimension problem makes the time of processing very high, turning infeasible the use of the tool in the real time operation context. The utilization of the SCOPF is made feasible by the use of parallel processing technics based on the utilization of low cost computational platforms.

Two developments are present in this work. In the first, the SCOPF was parallelized by the use of MPI – Message Passing Interface, in a distributed memory environment. In the second, the SCOPF is incorporated in an EMS, Energy Management System. The EMS offers a distributed shared memory environment. In this case, the development of a parallel SCOPF is implemented by using the resources of control of process, communication and synchronization available in the EMS.

The results obtained with a real network system, an equivalent of Brazilian power system, present a high efficiency of the parallel developments.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
2	ANÁLISE DE SEGURANÇA ESTÁTICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	6
2.1	INTRODUÇÃO.....	6
2.2	CONCEITOS.....	6
2.2.1	<i>A evolução do conceito de segurança.....</i>	<i>6</i>
2.2.2	<i>Definição de Análise de Segurança Estática</i>	<i>7</i>
2.2.3	<i>Estados do Sistema.....</i>	<i>7</i>
2.2.4	<i>Modo de segurança preventivo e modo de segurança corretivo.....</i>	<i>11</i>
2.3	FUNÇÕES DE ANÁLISE DE REDES EM CENTROS DE CONTROLE	14
2.4	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS.....	19
2.5	REVISÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS.....	21
2.5.1	<i>Método dos Fatores de Sensibilidade Linear.....</i>	<i>21</i>
2.5.2	<i>Análise de Contingências baseada em Fluxo de Potência Completo.....</i>	<i>25</i>
2.5.3	<i>Métodos de Soluções Locais</i>	<i>26</i>
2.5.4	<i>Métodos de Fronteira.....</i>	<i>27</i>
2.6	SELEÇÃO AUTOMÁTICA DE CONTINGÊNCIAS	30
2.7	ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS BASEADA EM FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	33
3	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	35
3.1	INTRODUÇÃO.....	35
3.2	APLICAÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO	35
3.3	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	36
3.3.1	<i>Variáveis do Fluxo de Potência Ótimo</i>	<i>36</i>
3.3.2	<i>Restrições de Igualdade.....</i>	<i>37</i>
3.3.3	<i>Restrições de desigualdade.....</i>	<i>37</i>
3.3.4	<i>Função Objetivo.....</i>	<i>39</i>
3.4	MÉTODOS DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	43
3.4.1	<i>Métodos Baseados em Programação Linear</i>	<i>43</i>
3.4.2	<i>Métodos Baseados em Programação Não Linear.....</i>	<i>44</i>
3.4.3	<i>Método de Pontos Interiores Primal-Dual.....</i>	<i>44</i>
3.5	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE SEGURANÇA	50
3.5.1	<i>Representação das Inviabilidades.....</i>	<i>52</i>
3.5.2	<i>Método de Decomposição de Benders</i>	<i>52</i>
4	INTRODUÇÃO À COMPUTAÇÃO PARALELA E DISTRIBUÍDA	55
4.1	INTRODUÇÃO.....	55
4.2	DESENVOLVIMENTO DE ALGORITMOS PARALELOS	55
4.3	ESTILOS DE PARALELISMO	56
4.4	ARQUITETURAS PARALELAS	57
4.4.1	<i>Classificação de Flynn.....</i>	<i>57</i>
4.4.2	<i>Multiprocessadores.....</i>	<i>59</i>
4.4.3	<i>Multicomputadores</i>	<i>60</i>
4.5	AMBIENTES DE PASSAGEM DE MENSAGENS	62
4.5.1	<i>O padrão MPI.....</i>	<i>62</i>
4.6	MEDIDAS DE DESEMPENHO DO PROCESSAMENTO PARALELO	63
4.7	LEI DE AMDAHL	64
5	PARALELIZAÇÃO DO FPORS BASEADO EM PROCESSAMENTO DISTRIBUÍDO	66
5.1	INTRODUÇÃO.....	66

5.2	PROGRAMA SEQUENCIAL: CARACTERÍSTICAS E ALGORITMO.....	67
5.2.1	<i>Características do programa.....</i>	67
5.2.2	<i>Algoritmo de Solução Sequencial.....</i>	71
5.3	ESTRATÉGIA DE PARALELIZAÇÃO	74
5.3.1	<i>Decomposição do algoritmo sequencial.....</i>	74
5.3.2	<i>Distribuição de tarefas entre processadores.....</i>	75
5.3.3	<i>Algoritmo básico paralelo</i>	77
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	80
6	INTEGRAÇÃO DO FPORS AO AMBIENTE DISTRIBUÍDO DO SAGE	82
6.1	INTRODUÇÃO.....	82
6.2	SISTEMAS DE GERENCIAMENTO DE ENERGIA	82
6.3	CARACTERÍSTICAS SISTEMA SAGE	84
6.3.1	<i>Funções de Análise de Redes no SAGE</i>	85
6.4	PARALELIZAÇÃO DA SOLUÇÃO DO FPORS UTILIZANDO OS RECURSOS DO SAGE.....	88
6.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	93
7	TESTES E RESULTADOS	94
7.1	INTRODUÇÃO.....	94
7.2	IMPLEMENTAÇÃO BASEADA EM MPI	94
7.2.1	<i>Plataforma Computacional.....</i>	94
7.2.2	<i>Sistema IEEE – RTS.....</i>	95
7.2.2.1	Descrição do Sistema RTS	95
7.2.2.2	Lista de Contingências.....	96
7.2.2.3	Análise de Segurança no IEEE RTS	101
7.2.2.3.1	Mínimas Perdas	103
7.2.2.3.2	Mínimo Custo de Geração Ativa	104
7.2.2.3.3	Mínimo Desvio de Potência Ativa.....	107
7.2.2.3.4	Mínimo Número de Controles Alterados.....	108
7.2.2.4	Análise da Implementação Paralela	110
7.2.3	<i>Caso Equivalente Brasileiro</i>	113
7.2.3.1	Características da Rede	113
7.2.3.2	Análise de Segurança no Caso Equivalente Brasileiro.....	114
7.2.3.3	Análise da Implementação Paralela	116
7.3	IMPLEMENTAÇÃO NO SAGE.....	119
7.3.1	<i>Plataforma Computacional.....</i>	119
7.3.2	<i>Características do Sistema Teste</i>	119
7.3.3	<i>Análise de Segurança.....</i>	121
7.3.4	<i>Análise da Implementação Paralela</i>	123
7.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	126
8	CONCLUSÕES	128
	REFERÊNCIAS.....	132
	APÊNDICE A.....	137
	APÊNDICE B.....	144
	APÊNDICE C.....	149

Lista de Figuras

<i>Figura 2.1 - Estados do Sistema e Transição entre eles</i>	9
<i>Figura 2.2 - Sistema exemplo de 2 barras</i>	11
<i>Figura 2.3 - Despacho Econômico “Puro”</i>	12
<i>Figura 2.4 - Sobrecarga</i>	12
<i>Figura 2.5 - Despacho Econômico e Seguro – Modo Preventivo</i>	13
<i>Figura 2.6 - Despacho Econômico e Seguro – Modo Corretivo</i>	13
<i>Figura 2.7 - Método de Relaxação Concêntrica</i>	27
<i>Figura 2.8 - Método de Fronteira</i>	28
<i>Figura 3.1 - Algoritmo do Método de Pontos Interiores</i>	49
<i>Figura 3.2 - Esquema de Solução por Decomposição de Benders</i>	51
<i>Figura 5.1 - Áreas de Interesse, Monitoração e Controle</i>	71
<i>Figura 5.2 - Algoritmo Básico Sequencial</i>	72
<i>Figura 5.3 - Distribuição de Contingências Entre um Mestre e Dois Escravos</i>	76
<i>Figura 5.4 - Algoritmo Paralelo Desenvolvido</i>	80
<i>Figura 6.1 - Organização da Funções EMS do SAGE</i>	87
<i>Figura 6.2 - Algoritmo Paralelo no SAGE</i>	92
<i>Figura 7.1 - Unifilar do Sistema RTS</i>	98
<i>Figura 7.2 - Identificação das Contingências da Lista</i>	100
<i>Figura 7.3 - Curva de Speedup – Sistema RTS</i>	111
<i>Figura 7.4 - Tempo de Processamento – Sistema RTS</i>	112
<i>Figura 7.5 - Curva de Speedup – Caso Equivalente Brasileiro</i>	118
<i>Figura 7.6 - Tempo de Processamento – Caso Equivalente Brasileiro</i>	118
<i>Figura 7.7 - Unifilar Sistema Teste do SAGE</i>	120
<i>Figura 7.8 - Curva de Speedup – Sistema Teste SAGE</i>	125
<i>Figura 7.9 - Tempo de Processamento – Sistema Teste SAGE</i>	125

Lista de Tabelas

<i>Tabela 7.1 - Lista de Contingências Analisadas</i>	99
<i>Tabela 7.2 - Controles Disponíveis no Sistema RTS</i>	102
<i>Tabela 7.3 - Caso Minimização de Perdas: Decomposição de Benders</i>	103
<i>Tabela 7.4 - Caso Minimização de Perdas: Variação de Controles</i>	104
<i>Tabela 7.5 - Caso Custo de Geração Ativa: Custo Inicial de Geração</i>	105
<i>Tabela 7.6 - Caso Custo de Geração Ativa: Sumário da Decomposição de Benders</i>	105
<i>Tabela 7.7 - Caso Custo de Geração Ativa: Variação de Controles</i>	106
<i>Tabela 7.8 - Caso Custo de Geração Ativa: Custo Final de Geração</i>	106
<i>Tabela 7.9 - Caso Desvio de Potência Ativa: Decomposição de Benders</i>	107
<i>Tabela 7.10 - Caso Desvio de Potência Ativa: Variação de Controles</i>	108
<i>Tabela 7.11 - Caso Número de Controles Alterados: Decomposição de Benders</i>	109
<i>Tabela 7.12 - Caso Número de Controles Alterados: Variação de Controles</i>	110
<i>Tabela 7.13 - Tempo de Processamento Paralelo – Sistema RTS</i>	111
<i>Tabela 7.14 - Desempenho Paralelo – Sistema RTS</i>	111
<i>Tabela 7.15 - Caso Equivalente Brasileiro: Decomposição de Benders</i>	115
<i>Tabela 7.16 - Caso Equivalente Brasileiro: Contingências Críticas</i>	115
<i>Tabela 7.17 - Caso Brasileiro: Relatório de Variação de Controles</i>	116
<i>Tabela 7.18 - Tempo de Processamento Paralelo – Caso Equivalente Brasileiro</i>	117
<i>Tabela 7.19 - Desempenho Paralelo – Caso Equivalente Brasileiro</i>	117
<i>Tabela 7.20 - Caso Sistema Teste do SAGE: Decomposição de Benders</i>	121
<i>Tabela 7.21 - Caso Sistema Teste do SAGE: Variação de Controles</i>	122
<i>Tabela 7.22 - Tempo de Processamento Paralelo – Sistema Teste do SAGE</i>	124
<i>Tabela 7.23 - Desempenho Paralelo – Sistema Teste do SAGE</i>	124

1 Introdução

Centros de controle modernos de sistemas elétricos são equipados com ferramentas computacionais no intuito de apoiar o operador em sua função diária de operação da rede elétrica, buscando garantir um serviço de qualidade, a um mínimo número de interrupções no fornecimento de energia e a um mínimo custo possível.

A operação é feita de forma a manter o sistema em modo seguro, ou seja, garantindo que o sistema continuará operando mesmo na ocorrência de falhas em equipamentos da rede elétrica. Por exemplo, uma unidade geradora pode sair de operação pela falha de algum componente auxiliar, porém mantendo-se uma apropriada quantidade de reserva girante no sistema, as unidades geradoras restantes podem suprir a demanda sem que haja um grande desvio na frequência do sistema ou que seja necessário cortar parte da carga. Igualmente, uma linha de transmissão pode ser afetada por uma tempestade e ser automaticamente desligada do sistema pelos dispositivos de proteção. Se no despacho de geração foi levada em conta uma reserva no carregamento das linhas, após a falta, a rede de transmissão continuará operando sem violação de limites de carregamento em nenhuma outra linha.

Por não podermos saber o momento exato em que ocorrerá a falha no sistema elétrico, o mesmo deve ser operado de modo a nunca passar a uma condição perigosa, caso algum provável evento venha a ocorrer. Como os equipamentos de um sistema de energia elétrica são projetados para trabalhar sob determinados limites, estes são protegidos por dispositivos automáticos que podem retirá-los do sistema, caso haja uma violação de limites operativos. Este evento pode ser seguido de uma série de ações de retirada de outros equipamentos e se esse processo de falhas em cascata continua, todo o sistema pode entrar em colapso.

Um exemplo deste tipo de sequência de eventos que podem causar um *blecaute* pode começar com uma simples abertura de linha devido a uma falha nos isoladores, os circuitos remanescentes do sistema vão servir de caminho para a energia que estava fluindo pela linha agora aberta. Se uma das linhas remanescentes se tornar muito

carregada, ela pode abrir pela ação de um relé de proteção, causando um carregamento maior nas linhas remanescentes. Esse tipo de processo é chamado de “desligamentos em cascata”. Os sistemas elétricos devem ser operados de maneira que um evento simples não deixe outros equipamentos sobrecarregados, especificamente para evitar os desligamentos em cascata [1].

A operação do sistema elétrico, no entanto, é uma tarefa complexa. A maioria dos grandes sistemas de potência possui equipamentos instalados para permitir ao pessoal da operação monitorar e operar o sistema de maneira confiável.

O monitoramento do sistema elétrico é feito através de sistemas supervisórios (Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA). Dados de grandezas elétricas, como fluxo de potência ativa nas linhas e tensão nas barras e dados lógicos como estados de chaves e disjuntores são enviados periodicamente ao centro de operação e controle. Os dados são apresentados aos operadores em telas de computadores em desenhos unifilares das subestações, gráficos ou tabulares. O sistema supervisório também permite que o operador atue no sistema através de telecomandos, abrindo ou fechando chaves e disjuntores, alterando posição de tap de transformador, etc.

O monitoramento do sistema elétrico é uma das funções que visa aumentar a segurança do sistema elétrico. No entanto a complexidade inerente da operação de um grande sistema elétrico torna necessária a utilização de funções sofisticadas de diagnóstico, análise e aconselhamento, chamadas de *Funções de Análise de Redes*. Estas são disponíveis nos Sistemas de Gerenciamento de Energia (Energy Management System-EMS) e objetivam melhorar a qualidade da informação disponível para o operador na tomada de decisão.

Nesse contexto das funções de análise de redes encontram-se os programas voltados para a Análise de Segurança do Sistema. Estes podem ser divididos em análises dinâmicas e análises estáticas (em regime permanente). As funções de análise de segurança devem, a partir de uma lista de contingências prováveis, simular a ocorrência de cada uma das contingências e ao final do processamento fornecer ao operador quais medidas devem ser tomadas, se necessário, para aumentar o nível de segurança do sistema.

Dá-se o nome de *contingência* ao desligamento ou saída repentina de componentes do sistema elétrico. A contingência pode ser ocasionada por curto-circuitos, sobrecargas, ou

mesmo pela atuação errada de equipamentos de proteção devido a desgaste, envelhecimento, etc. As contingências mais comuns são: saídas de linhas de transmissão ou transformadores, desligamento de unidades geradoras, saída de componentes *shunts* e saída de carga.

Proposta deste Trabalho

Este presente trabalho está focado no aumento do nível de segurança do sistema através da solução de um Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança – FPORS. Um dos problemas do FPORS é que quando se trata de sistemas de grande porte e, portanto, também com uma grande lista de contingências, o tempo de processamento do programa é elevado. No contexto de tempo-real, o tempo de resposta do programa é requisito fundamental para que a análise realizada tenha alguma valia para o operador.

Este trabalho propõe a viabilização, através de processamento distribuído, do uso de uma ferramenta de análise de segurança estática em tempo-real, baseada na solução de FPORS.

A utilização do FPORS no dia a dia da operação em tempo real, embora seja um tema abordado na literatura já há algumas décadas, ainda não é uma realidade na maioria dos centros de operação e controle de energia elétrica. No Brasil, existe hoje em um dos centros de controle regionais do ONS a utilização do FPORS, porém, com características na metodologia de solução e até na conceituação do problema bem diferentes da abordagem utilizada neste trabalho.

A ferramenta básica a ser utilizada neste trabalho é o FLUPOT, programa de fluxo de potência ótimo desenvolvida pelo CEPEL. No FLUPOT, o problema de otimização-seguro é resolvido pelo Método de Pontos Interiores Não Linear, onde as restrições de segurança são incorporadas ao problema utilizando técnicas de Decomposição de Benders. A Decomposição de Benders tem como uma de suas características o fato de a solução de cada um dos N subproblemas de contingência poder ser resolvida independentemente e, portanto, poder ser beneficiado diretamente do uso de processamento distribuído.

Este trabalho é dividido em duas etapas. Na primeira etapa, o FPORS foi paralelizado utilizando MPI – *Message Passing Interface*, uma biblioteca padrão de troca de mensagens entre computadores em um ambiente de memória distribuída. A plataforma computacional utilizada para implementação e testes foi o computador Cluster Infoserver-Itautec, instalado no NACAD – Núcleo de Atendimento em Computação de Alto Desempenho – COPPE/UFRJ, que é composto por uma rede de 16 nós duais Intel Pentium III 1 GHz, com 512 MB de memória RAM em cada nó e Sistema Operacional Linux. Testes foram realizados com o sistema padrão IEEE RTS (*Reliability Test System*) de 24 barras e com um equivalente da rede Brasileira com 3073 barras.

Na segunda etapa do trabalho, O FPORS é integrado ao sistema SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia. O SAGE é um sistema SCADA/EMS desenvolvido pelo CEPEL e amplamente utilizado no sistema elétrico brasileiro incluindo o Centro Nacional de Operação do Sistema, CNOS. A paralelização do FPORS no SAGE é feita utilizando-se de comunicação, sincronização e controle de processos disponíveis no SAGE. Testes foram realizados em uma rede normalmente utilizada para demonstrações e testes de validação de novas implementações do sistema SAGE com 65 barras. A plataforma computacional utilizada para testes de desempenho paralelo foi um conjunto de 4 computadores Pentium IV 1,7 GHz, com 1 GB de memória RAM em cada computador e Sistema Operacional Linux, interconectados à rede de computadores Fast Ethernet do LASC – Laboratório Avançado de Supervisão e Controle, do CEPEL.

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No capítulo 2, são apresentados alguns aspectos relevantes sobre o tema Análise de Segurança Estática em Sistemas Elétricos.

No capítulo 3, é apresentada a formulação do Fluxo de Potência Ótimo, aplicações e métodos de solução. É detalhada a formulação do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança.

No capítulo 4, é feita uma breve introdução à computação paralela e distribuída, focando nos conceitos que foram explorados neste trabalho.

No capítulo 5, são apresentadas as características do programa de Fluxo e Potência Ótimo com Restrição de Segurança, seu algoritmo sequencial de solução e a estratégia de paralelização desenvolvida para ambientes distribuído baseada em MPI.

No capítulo 6, é apresentada a integração do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança no sistema SAGE, bem como a estratégia de paralelização adotada nessa abordagem, utilizando-se dos recursos do ambiente distribuído do SAGE.

No capítulo 7, são apresentados testes de validação das implementações paralelas, bem como a análise dos resultados do ponto de vista elétrico e de desempenho paralelo para os dois ambientes distribuídos explorados.

No capítulo 8, são apresentados conclusões e propostas para trabalhos futuros.

2 Análise de Segurança Estática em Sistemas Elétricos

2.1 Introdução

A garantia de um fornecimento de energia elétrica com qualidade, com um mínimo de interrupções, é requisito fundamental numa sociedade moderna. Os sistemas de transmissão e geração de energia são projetados de forma a poder sobreviver a distúrbios onde ocorra a indisponibilidade temporária de equipamentos, mas, obviamente, dentro de uma certa limitação econômica. O crescimento da demanda de energia, nem sempre é acompanhado por obras de expansão da rede elétrica ou do parque de geração, seja por entraves financeiros, questões ambientais, ou outros fatores. Com isso, o sistema elétrico opera cada vez mais próximo de seus limites.

Nesse contexto, as função de Análise de Segurança executada nos centros de operação e controle têm papel fundamental, na medida em que aumentam o nível de segurança no sistema (garantia de fornecimento de energia a um mínimo de interrupções) e ainda otimizam a operação do sistema, explorando os recursos existentes na rede e buscando soluções mais econômicas.

2.2 Conceitos

2.2.1 A evolução do conceito de segurança

A partir do blecaute na cidade de Nova York em 1965 [2], o conceito de segurança nos sistemas elétricos passou a ser estabelecido no sentido de representar a habilidade dos sistemas em continuar sua operação, respeitando seus limites operacionais de segurança, mesmo após a ocorrência de falhas em alguns de seus componentes. Após este evento, foi mencionado, pela primeira vez na literatura, o termo “segurança” em [3], 1966. Também nesta época foi estabelecida a estrutura básica da classificação de estado de operação dos Sistemas Elétricos de Potência, proposta por Dy Liacco em [4]. Dy Liacco definiu o sistema podendo operar em três condições: Normal, Emergência e Restaurativo. Em 1969 essa classificação foi completada incluindo o estado Alerta [5]. Para a análise de

segurança em regime permanente, o estado Alerta é definido quando o sistema está operando dentro de seus limites de segurança, mas uma contingência pode levá-lo a uma condição de operação violada. Em 1987, Monticelli, et. Alli., em [6], enriquecem o conceito de segurança com as definições de modo de segurança preventivo e modo de segurança corretivo, onde é levado em consideração o fato do sistema elétrico suportar operar com limites de operação violados durante certo tempo, antes da atuação dos equipamentos de proteção.

2.2.2 Definição de Análise de Segurança Estática

Atualmente, a análise de segurança em sistemas elétricos de potência está dividida em duas condições de análise:

- Análise Estática (regime permanente);
- Análise Dinâmica;

Na avaliação de segurança estática, as perturbações, como perda de unidades de geração e de transmissão, são processadas levando em conta que a transição entre os estados atinge sempre um equilíbrio estável. Este estado pode, contudo, nunca ser alcançado, devido aos efeitos de saída em cascata associado a problemas de instabilidade, onde uma análise dinâmica é recomendada. A avaliação de segurança dinâmica visa examinar o comportamento dinâmico do sistema logo após um distúrbio, para identificar casos que possam provocar efeitos em cascata que levem o sistema a não atingir um estado estável [7]. A preocupação com a dinâmica do sistema tem motivado muitos trabalhos e não faz parte do objetivo deste estudo.

2.2.3 Estados do Sistema

Cabe, nesta seção, uma classificação formal dos vários estados da operação em tempo real do sistema elétrico.

Um sistema de energia elétrica, quando operando em regime estacionário, está sujeito a três tipos de restrições: de carga, de operação e de segurança. As *restrições de carga* representam as injeções de potência ativa e reativa nas barras de carga e as injeções de

potência ativa nas barras de geração. As *restrições de operação* representam os limites impostos às magnitudes das tensões nas barras, aos fluxos de potência aparente nas linhas de transmissão e transformadores, e às injeções de potência reativa nas barras de geração. As *restrições de segurança* estão associadas a um conjunto preestabelecido de contingências possíveis no sistema como: perda de linha, geradores, capacitores ou reatores em derivação, entre outros equipamentos.

Esta lista de contingências, em geral, inclui contingências simples, ou seja, perda de um equipamento por vez, porém podendo conter algumas contingências múltiplas. Não existem critérios bem estabelecidos para a elaboração destas listas. Pode-se usar alguma ferramenta computacional, como a seleção automática de contingências, mas também costuma-se levar em consideração a experiência do operador e as probabilidades de ocorrências de falhas.

Baseando-se nas definições das restrições de carga, de operação e de segurança podem ser definidos quatro estados de operação do sistema: seguro, alerta, emergência e restaurativo. As definições dos estados estão descritas a seguir [8]:

Seguro:

Neste estado, são obedecidas as restrições de carga, de operação e de segurança, ou seja, o sistema está operando normalmente, atendendo toda a demanda e sem nenhuma violação de limites de operação. Se acontecer qualquer uma das contingências listadas, o sistema continuará atendendo as cargas sem nenhuma violação operativa. No entanto, caso ocorra uma contingência que não estava na lista, pode ser que o sistema entre em estado de emergência.

Alerta:

No estado de alerta, o sistema continua suprindo toda a demanda sem haver violações nos limites operativos, porém alguma contingência que está incluída na lista poderá levar o sistema ao estado de emergência, caso ela venha a ocorrer de fato.

Emergência:

O estado de emergência é caracterizado pela violação de uma ou mais restrições operativas. A emergência pode ser provocada por uma contingência e conseqüente desligamento de um ou mais equipamentos do sistema. Com exceção dos equipamentos que provocaram a emergência, o resto do sistema está intato.

Restaurativo:

Este estado é atingido quando uma emergência é eliminada por desligamento manual ou automático de partes do sistema, efetuados pelo centro de controle ou por dispositivos locais. Neste estado as restrições operativas são obedecidas, porém o sistema não está intato, há cargas não atendidas, ilhamentos, etc.

A Figura 2.1 ilustra os estados do sistema e a transição entre eles:

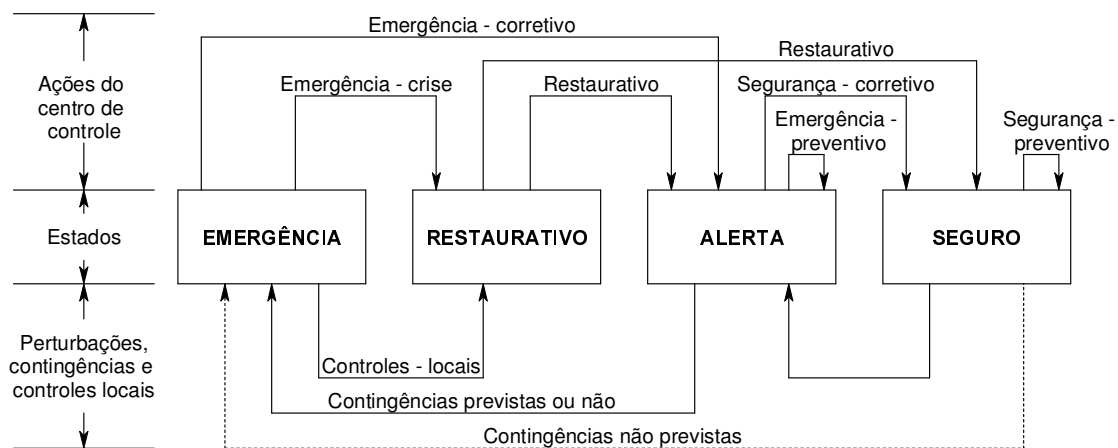


Figura 2.1 - Estados do Sistema e Transição entre eles

A transição entre estados:

Seguro para Alerta:

Um sistema pode transitar do estado seguro para o alerta em conseqüência da ocorrência de uma contingência ou mesmo da evolução normal da demanda .

Alerta para Seguro:

Esta transição é feita a partir da execução de um controle de segurança pelos operadores do centro de controle. É feito um redespacho da geração e então o sistema é levado a operar em outro ponto, seguro.

Seguro para Seguro:

A partir das informações sobre a previsão da demanda a curto-prazo, o operador pode mudar o ponto de operação do sistema em vista da solicitação de carga futura, da ordem de uma hora, evitando que o sistema tenha que entrar em estado de alerta para depois haver a ação operativa que o leve ao estado seguro novamente.

Alerta para Emergência:

Esta transição se dá quando uma contingência que levaria o sistema ao estado de emergência realmente ocorra antes que o operador tenha tomado ações para que o sistema retornasse ao estado seguro.

Emergência para Alerta:

O sistema pode sair do estado de emergência para o estado de alerta, ou seja, sem que haja corte de carga, a partir de ações corretivas visando eliminar a violação. Esta ação corretiva pode ser a redistribuição da geração, mudança de tap de transformador, chaveamento de capacitores ou reatores em derivação.

Emergência para Restaurativo:

Nem sempre é possível tirar o sistema do estado de emergência sem que haja corte de carga. Algumas vezes, dispositivos locais de controle e proteção atuam antes que qualquer medida seja tomada pelo centro de controle, desligando cargas ou circuitos. Em alguns casos, o corte de carga é feito pelo próprio centro de controle por meio da função de controle de emergência ou por decisão do operador. Esta opção é tomada quando não se consegue restabelecer o sistema de modo mais brando, como no remanejamento de geração ou controle de tensão.

Alerta para Alerta:

Se o estado presente for de alerta e a previsão de carga futura leva a possibilidade da ocorrência de uma situação de emergência, o operador pode tomar ações que mudem o ponto de operação do sistema de tal forma que para o estado previsto não se verifique mais a emergência detectada anteriormente. O fato do operador não tomar ações que levem o sistema ao estado seguro pode estar relacionado com a impossibilidade do mesmo, como no caso da manutenção de algum elemento do sistema.

Restaurativo para Alerta ou Seguro:

A função do controle restaurativo é religar as cargas e os circuitos dos sistemas desligados durante uma emergência, levando o sistema ao estado seguro ou, pelo menos, ao estado de alerta.

2.2.4 Modo de segurança preventivo e modo de segurança corretivo

Monticelli et. Alii., em [6], definem o conceito de modo preventivo e corretivo de despacho econômico seguro. O exemplo a seguir será utilizado para descrever o despacho econômico com restrições de segurança e diferenciar os dois modos de operação segura. Supondo um sistema formado por dois geradores interligados por duas linhas de transmissão em paralelo cuja capacidade térmica é de 100 MW. Conectada à barra 2, existe uma carga de 200 MW. Os custos de operação dos geradores e suas capacidades estão apresentados na Figura 2.2:

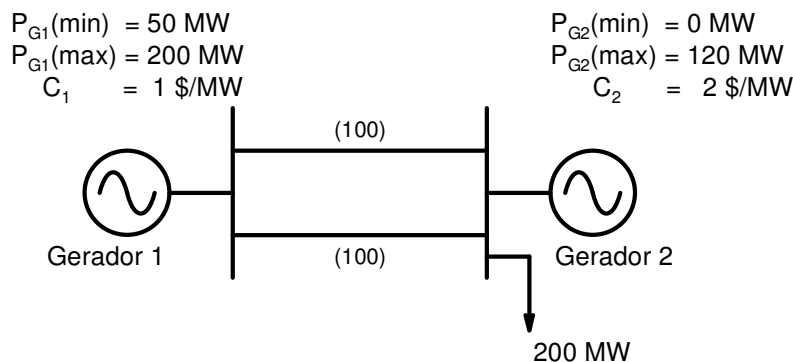


Figura 2.2 - Sistema exemplo de 2 barras

Supondo não haver perda nas linhas, como o gerador 1 tem um custo de operação menor, a solução do despacho econômico “puro” fica como na Figura 2.3.

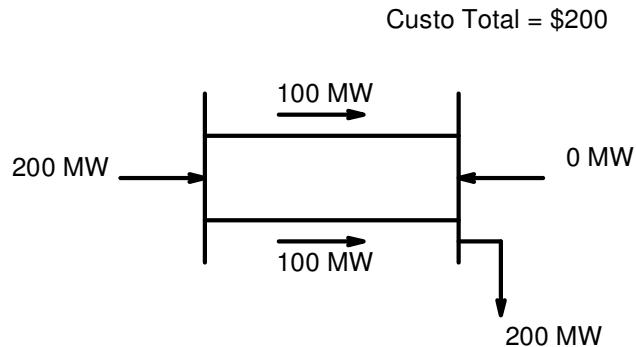


Figura 2.3 - Despacho Econômico “Puro”

Nota-se que, se uma das linhas do sistema exemplo sair de operação, o fluxo que passará na linha remanescente será o somatório dos fluxos em cada linha antes da contingência, ou seja, 200 MW, ultrapassando o limite de carregamento da linha remanescente.

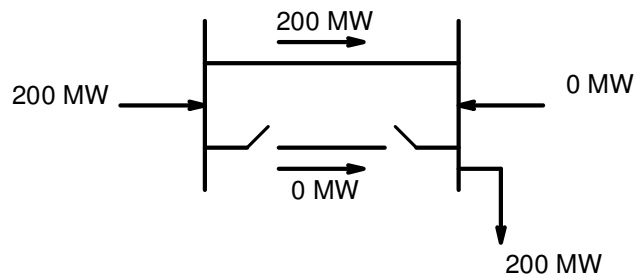


Figura 2.4 - Sobrecarga

Se quisermos que uma contingência não leve o sistema a operar com violações de limites, a geração na máquina 1 deverá ser restringida. O despacho econômico seguro fica então como mostrado na Figura 2.5. Neste caso, se uma das duas linhas sair de operação, o fluxo total na linha remanescente será de 100 MW.

Nota-se na figura 2.5, que o custo total da operação sobe de \$200 no despacho econômico “puro” para \$300 no despacho econômico e seguro.

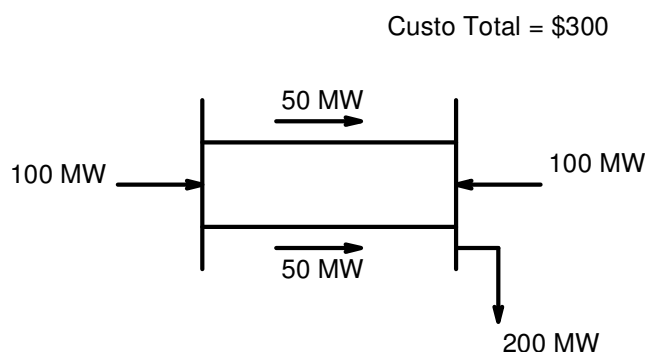


Figura 2.5 - Despacho Econômico e Seguro – Modo Preventivo

No entanto, no despacho de geração feito na figura 2.5, não é levado em conta a capacidade corretiva do sistema após a ocorrência de uma contingência. Supondo que os geradores tenham ambos uma capacidade de serem redespachados em 35 MW antes da atuação do sistema de proteção. Neste caso, é possível aumentar a geração da máquina 1 e então obter o despacho mostrado na Figura 2.6.

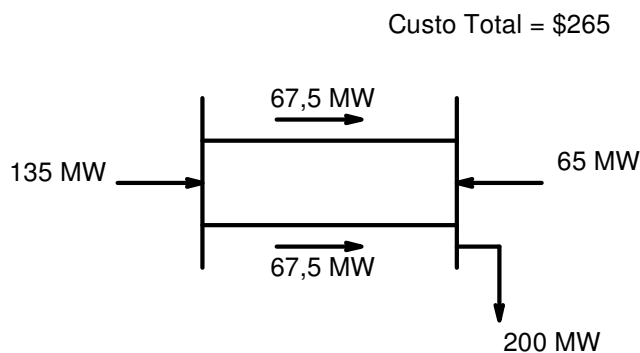


Figura 2.6 - Despacho Econômico e Seguro – Modo Corretivo

Nota-se que esse despacho deixaria uma das linhas sobrecarregadas caso houvesse uma contingência, porém por um breve tempo, pois o gerador 1 teria sua geração reduzida até 100 MW, enquanto o gerador 2 aumentaria sua geração para 100 MW. Este é o chamado *despacho econômico e seguro em modo corretivo*. Neste caso, o custo total da geração é de \$265 e, portanto, menor do que o apresentado na figura 2.5, o chamado *despacho*

econômico e seguro em modo preventivo. O modo corretivo tem o mesmo nível de segurança do modo preventivo e a um menor custo.

2.3 Funções de Análise de Redes em Centros de Controle

As funções de análise de redes fazem parte de um conjunto maior de funções executadas pelos Sistemas de Gerenciamento de Energia. As funções de gerenciamento disponíveis nos modernos centros de controle de energia permitem analisar o sistema elétrico sob dois pontos de vista:

Análise Estática do Sistema Elétrico – Neste tipo de análise é realizada a Monitoração do Estado Corrente do Sistema (Configurador da Rede e Estimador de Estado). No caso de existirem violações, são sugeridas ações de controle para a retirada dessas violações (Controle de Emergência, baseado na solução de um FPO). Outra funcionalidade disponível é a Monitoração da Segurança Estática do Sistema (Análise de Contingências). No caso do sistema não suportar uma ou mais contingências, são sugeridas ações de controle para alterar o ponto de operação do sistema, de forma que, na ocorrência de qualquer uma das contingências analisadas, o sistema não evolua para uma situação de emergência (Controle de Segurança, baseado na solução de um FPORS).

Análise Dinâmica do Sistema Elétrico – Neste tipo de análise, são calculados índices que refletem o desempenho do sistema sob o ponto de vista dinâmico. Estes índices permitem avaliar se o ponto de operação do sistema está em uma região crítica sob os pontos de vista de estabilidade de tensão e de estabilidade transitória. Também é possível avaliar o impacto no sistema, sob o aspecto dinâmico, de qualquer uma das contingências selecionadas.

A utilização de funções de gerenciamento de energia traz benefícios imediatos, tais como:

- Possibilidade de se esgotar todos os recursos de controle do sistema antes de, efetivamente, adotar o procedimento de alívio de carga;
- Avaliar tanto do ponto de vista estático quanto dinâmico se o ponto de operação do sistema é seguro;

- Alterar, preventivamente, o ponto de operação do sistema, evitando sua evolução para um ponto inseguro e, conseqüentemente, uma região potencial de ocorrência de desligamentos;
- Auxiliar o despachante no diagnóstico das ocorrências do sistema, através de um tratamento inteligente dos alarmes gerados, tanto pelo sistema de aquisição de dados, quanto pelas funções avançadas de análise da rede elétrica;
- Em caso de um desligamento, auxiliar os despachantes na retomada de carga de forma rápida e segura, reduzindo o tempo total de restabelecimento.

Por suas próprias características, as funções de gerenciamento de energia são responsáveis pelo tratamento das informações obtidas pelo sistema de aquisição de dados (SCADA), modelando-as em uma base de dados consistente para o uso de toda a empresa.

Em particular, as funções de *Análise Estática da Rede* têm por objetivo monitorar a condição operativa corrente do sistema elétrico, fornecendo ao despachante uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quando da ocorrência de condições operativas não desejáveis e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

Estas funções permitem ainda monitorar a segurança estática do sistema, informando ao despachante se o sistema opera em uma região segura. No caso do sistema estar operando em uma região insegura, produz estratégias de controle capazes de mudar o ponto de operação para uma região segura.

Além disso, o uso destas funções possibilita aos engenheiros de operação a realização de estudos relativos a condições de pós-operação e a análise detalhada da condição operativa corrente, possibilitando a simulação de manobras na rede. Também permitem às equipes de programação e supervisão o estabelecimento e a revisão do Programa de Operação do Sistema Elétrico.

Essas funções são organizadas, em geral, em dois ambientes: *Ambiente de Tempo-Real* e *Ambiente de Estudo*.

No Ambiente de Tempo-Real, as funções processam dados provenientes do sistema supervisorio (SCADA), sendo executadas de forma periódica, automática (após a

ocorrência de um evento) ou sob requisição do despachante. Estas funções estão relacionadas com a determinação e monitoração da condição operativa corrente do sistema elétrico.

No Ambiente de Estudo, as funções são executadas a pedido do despachante e consistem da simulação e/ou análise de uma condição operativa passada (estudos de pós-operação), corrente (proveniente do Ambiente de Tempo-Real) ou futura (estudos de simulação e análise de condições operativas postuladas – estudos de pré-operação).

Algumas das funções de Análise de Redes são [8]:

O Configurador de Redes:

O Configurador de Redes tem a função de montar a topologia do sistema a partir dos dados de estados de chaves e disjuntores recebidos do sistema de aquisição de dados juntamente com parâmetros estáticos do sistema previamente armazenados na base de dados. O configurador gera alarmes para o operador quando ocorre mudança no estado de algum equipamento ou na ocorrência de ilhamentos no sistema elétrico.

O Estimador de Estados:

A função do estimador de estados é fornecer uma solução de fluxo de potência, ou seja, o estado (magnitude de tensões e ângulos) do sistema. Nem todas as barras do sistema tem medidores de tensão enviando seus dados para os centros de controle, porém diante da redundância de algumas medidas, pode-se levantar o estado do sistema em sua totalidade.

Além de não se ter a supervisão em alguns locais do sistema, outros podem estar sendo supervisionado de forma errada, ou seja, as medidas que chegam ao centro de controle podem não corresponder à realidade. O estimador de estado é capaz de indicar quando uma medida está errada. Quanto maior o número de medidas redundantes, melhor consegue-se a aproximação com os valores reais.

Juntos, estes dois programas fornecem os dados da rede elétrica em tempo-real para servirem de entradas para outros programas, sejam eles de funções em tempo-real ou

programas de estudos. Estes programas compõem as funções avançadas de análise de redes, e são descritos a seguir:

Fluxo de Potência Ótimo:

Tem por objetivo a otimização do ponto de operação do sistema elétrico. O Fluxo de Potência Ótimo escolhe entre as “infinitas” condições de operação possíveis para atender a demanda, uma que otimize o critério escolhido.

O critério pode ser, por exemplo, fornecer o ponto de operação mais econômico, ou ponto de mínima perda de potência ativa nas linhas.

Controle de Emergência:

Este aplicativo é constituído, basicamente, de um programa de fluxo de potência ótimo e pode ser usada pelo operador para determinar ações de controle corretivo que permitam ao sistema elétrico sair de uma situação de emergência, ou seja, situação em que limites operativos estão sendo violados. O objetivo do fluxo de potência ótimo não é necessariamente econômico, pode representar, por exemplo, o mínimo desvio em relação ao ponto de operação atual do sistema. Lembrando que, no caso, o ponto atual do sistema já tinha sido determinado por critérios econômicos.

Previsão de Carga por Barra:

A previsão de carga por barra do sistema, em geral, baseia-se na previsão de demanda do sistema como um todo. A demanda global do sistema é transformada em demanda por barra utilizando-se fatores de distribuição previamente calculados, tantos das barras internas como para o sistema externo.

Equivalentes de Redes:

O estimador de estados resolve o problema do fluxo de potência para uma parte da rede interligada, o sistema observável. A modelagem da rede em tempo-real visa determinar as condições atuais da rede, incluindo uma representação do sistema externo. A modelagem do sistema externo é feita sem se dispor dos dados de tempo-real, por isso a

necessidade de utilizar, por exemplo, a previsão de cargas para as barras externas. Parte do sistema pode também ser substituído por um equivalente reduzido.

A modelagem da rede em tempo-real é obtida por um programa de fluxo de carga no qual se consideram todas as barras observadas como sendo barras swing (Tensão e ângulo especificados), assim o estado da rede interna não é deteriorado pela representação aproximada da rede externa.

O estado da rede externa também pode ser determinado pelo estimador de estados.

Análise de Contingências:

O programa simula uma lista preestabelecida de casos de contingências. Em cada caso a ser analisado, o aplicativo muda a representação da rede para simular a falta do equipamento em questão e executa uma análise em cima dessa topologia. Verifica, para cada caso, o impacto provocado pela contingência no sistema elétrico e então, ao final da simulação de toda a lista de contingências, indica se o sistema atende às restrições de segurança (monitoração da segurança).

Controle de Segurança

Quando o programa de análise de contingências é baseado na solução de um Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança, não se trata simplesmente de monitoração do estado do sistema. Havendo possibilidade de que o sistema evolua para uma condição de violação operativa, caso alguma das contingências da lista ocorra, o programa fornecerá uma lista de ações de controle a serem executadas para que o sistema venha a operar em modo seguro.

Análise de Sensibilidade de Tensão:

Este aplicativo tem a função de fornecer dois tipos de informação ao operador: quais as ações de controle que têm maior efeito sobre a magnitude de tensão de uma determinada barra e quais magnitudes de tensão são mais afetadas por uma determinada ação de controle.

Índice de Desempenho Dinâmico do Sistema:

Responsável pela determinação da margem para um possível Colapso de Tensão, além de índices relativos à Estabilidade Eletromecânica do sistema. Esta função é implementada pelos programas Análise de Estabilidade de Tensão e Análise de Estabilidade Eletromecânica respectivamente.

2.4 Análise de Contingências

Monticelli, em [8], define a análise de contingências como um programa que simula uma lista preestabelecida de casos de contingências onde, em cada caso a ser analisado, o aplicativo muda a representação da rede para simular a falta do equipamento em questão e executa um fluxo de potência em cima dessa topologia. Para cada caso, é verificado o impacto provocado pela contingência no sistema elétrico e então, ao final da simulação de toda a lista de contingências, o aplicativo indica se o sistema atende às restrições de segurança. Essa definição abrange somente a monitoração do estado do sistema, verificando se o mesmo é seguro, ou não. Quando a análise de contingências está associada à solução de um Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança, é obtido não o estado atual do sistema, mas sim ações de controle necessárias para aumentar o nível de segurança do sistema. A Análise de Contingências baseada em FPORS será apresentada na seção 2.7.

Para a Análise de Contingências, a lista de contingências pode ser formulada levando-se em consideração a probabilidade de ocorrência de um determinado evento ou levando-se em consideração as contingências mais severas. Pode ser formulada para que seja analisada a perda de um equipamento por vez, ou por mais de um equipamento simultaneamente. Dentre os equipamentos que fazem parte da lista de contingência estão os transformadores, as linhas de transmissão, equipamentos shunt, reatores ou banco de capacitores, geradores e cargas.

Os estudos de Análise de Contingências, quando utilizados no contexto da operação em tempo-real, devem fornecer resultados em tempo suficientemente rápido para que sua análise tenha alguma serventia para os operadores. Existem três tipos de abordagens

sendo estudadas e implementadas nos últimos anos no sentido de se viabilizar o uso da Análise de Contingências no contexto da operação em tempo-real [1]:

1. Estudar o sistema com algoritmos bem rápidos, mas que fazem uso de aproximações e simplificações;
2. Selecionar somente os casos mais importantes para se fazer uma análise detalhada;
3. Fazer uso de técnicas de computação paralela, com múltiplos processadores ou processadores vetoriais para ganhar velocidade.

A primeira abordagem faz uso de aproximações e simplificações. Nessa linha, tem-se o uso de modelos linearizados da rede para resolver problemas de análise de contingências e aparece na literatura sob vários títulos, tais como, “Método das Sensibilidades Linear” ou “Fatores de Sensibilidade Linear” [1]. Essa abordagem é útil quando é desejada somente uma análise aproximada dos efeitos de cada contingência. O método dos Fatores de Sensibilidade Linear tem todas as limitações atribuídas ao Fluxo de Potência CC, ou seja, só são calculados nos circuitos os fluxos de potência ativa. Não é obtida nenhuma informação sobre fluxo de potência reativa nos circuitos ou tensão nas barras.

Se for necessário conhecer, após uma contingência, os fluxos de potência ativa e reativa nos circuitos e tensões nas barras, então uma formulação completa do fluxo de potência deve ser utilizada.

A segunda abordagem, a Seleção de Contingências, leva em consideração o fato de que nem todas as contingências da lista vão causar violações de limites. Uma das abordagens é utilizar a experiência do operador do sistema elétrico para se obter uma lista de contingências menor e mais adequada ao estado corrente do sistema elétrico. Como exemplo, sabemos que algumas contingências provocam um efeito mais intenso no sistema quando este opera em carga leve, enquanto que em carga pesada, essa mesma contingência pode não oferecer grandes perturbações.

No entanto, essa solução, baseada na experiência do operador, está sujeita a ocorrência de erro humano, que pode ser de dois tipos: elaborar uma lista onde uma contingência crítica não seja selecionada, podendo levar a uma falsa informação de que o sistema está seguro;

ou elaborar uma lista de contingências muito longa, sobrecarregando desnecessariamente a análise e aumentando o tempo de solução da mesma.

Outra abordagem para a seleção de contingências é a utilização de métodos automáticos de seleção de contingência, ou também chamados de *Contingency Screening*. Neste caso, é feita uma pré-análise do efeito da contingência, sendo atribuído um índice de desempenho que será utilizado para ordenação da lista a partir dos casos mais críticos para os menos críticos. As contingências da lista ordenada são analisadas uma a uma até que depois de um determinado número de contingências seguidas sem gerar violações operativas, a análise é finalizada. O desafio em torno do uso da seleção automática de contingências está em como encontrar a melhor maneira de calcular o índice de desempenho para a ordenação da lista de contingências e tem sido objeto de estudo em muitos trabalhos ao longo dos últimos anos e será detalhada na seção 2.6.

Métodos de soluções locais e de fronteiras, a serem apresentados na seção 2.5.3 e 2.5.4, são métodos que se utilizam do fato de uma contingência ter seu efeito sentido a um certo limite geográfico para buscarem uma simplificação na análise de contingências. Normalmente são utilizados para diminuir o tempo gasto na solução da Seleção Automática de Contingências e tornar o processo global da Análise de Segurança mais rápido, onde depois da Seleção de Contingências, será utilizado um algoritmo de solução que forneça maiores detalhes sobre os efeitos das contingências no sistema, bem como quais ações devem ser tomadas no sentido de se aumentar o nível de segurança do sistema, neste caso, a análise é baseada na solução de um FPORS.

A terceira abordagem para a viabilização do uso do programa de análise de contingências no contexto da operação em tempo-real é a utilização de técnicas de processamento paralelo e é, de fato, a abordagem utilizada neste trabalho.

2.5 Revisão dos Métodos de Análise de Contingências

2.5.1 Método dos Fatores de Sensibilidade Linear

Uma das maneiras mais simples de se obter rapidamente resultado de possíveis sobrecargas é a utilização de métodos dos fatores lineares. Esses fatores representam

relações de sensibilidade entre variáveis da rede e é derivado do Fluxo de Potência CC. Esses fatores podem ser obtidos de diversas maneiras e basicamente são divididos em dois tipos:

- Fatores de deslocamento de geração;
- Fatores de distribuição de contingência de linha;

Fator de Deslocamento de Geração

Esse fator relaciona variações no fluxo de um ramo da rede devido à variação da geração em uma das barras da rede. O Fator de deslocamento de geração, a_{li} , tem a seguinte definição:

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \quad (2.1)$$

Onde:

l índice da linha

i índice da barra

Δf_l variação de fluxo de potência ativa na linha l quando uma variação de geração, ΔP_i , ocorre na barra i

ΔP_i variação de geração na barra i

É assumida nessa definição que a variação de geração, ΔP_i , é exatamente compensada por uma variação oposta de geração na barra de referência, e então todos os geradores permanecem fixos. O fator a_{li} representa a sensibilidade do fluxo na linha l para uma variação na geração na barra i . Supondo que se deseje estudar a saída de uma grande unidade geradora e é assumido que toda a geração perdida é compensada pela geração na barra de referência. Se o gerador em questão estava gerando P_i^0 MW e foi perdido, ΔP_i , pode ser representado como:

$$\Delta P_i = -P_i^0 \quad (2.2)$$

e o novo fluxo de potência ativa em cada linha pode ser calculado utilizando o conjunto de fatores “ a ” pré-calculados com descrito a seguir:

$$f_l = f_l^0 + a_{li} \Delta P_i \quad \text{para } l = 1, \dots, L \quad (2.3)$$

Onde :

f_l fluxo na linha l após a falha no gerador

f_l^0 fluxo antes da falha

L Número total de linhas

O fator de sensibilidade de deslocamento de geração é uma estimativa linear das mudanças de fluxo em relação à variação de injeção de potência numa barra. O efeito de mudanças em várias barras de geração simultaneamente pode ser calculada utilizando superposição.

Supondo que a perda do gerador na barra i é compensada por outras máquinas através do sistema interligado, um dos métodos freqüentemente utilizados assume que os geradores remanescentes aumentam suas gerações proporcionalmente aos seus máximos valores de rampa de MW. Então, a proporção de tomada de carga para a unidade geradora j ($j \neq i$) deve ser:

$$\gamma_{ji} = \frac{P_j^{\max}}{\sum_{\substack{k \\ k \neq i}} P_k^{\max}} \quad (2.4)$$

Onde:

P_k^{\max} máxima rampa de MW para cada gerador k .

γ_{ji} fator proporcional de tomada de carga na unidade geradora j quando a unidade i falha.

Para se obter o fluxo na linha l , assumindo que todos os geradores da rede vão participar na reposição da perda de geração, é usada, então, a equação:

$$f_l = f_l^0 + a_{li}\Delta P_i + \sum_{j \neq i} [a_{lj}\gamma_{ji}\Delta P_i] \quad (2.5)$$

Nota-se que essa formulação é simplificada e assume que nenhuma unidade geradora vai atingir seu máximo de geração.

Fator de Distribuição de Contingência de Linha

O fator de distribuição de contingência de linha é usado de maneira similar ao do deslocamento de geração, só que agora referente a uma contingência de perda de circuito. Por definição, o fator de distribuição de contingência de linha é dado por:

$$d_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (2.6)$$

Onde

$d_{l,k}$ fator de distribuição de contingência de linha quando monitorando a linha l após a saída da linha k

Δf_l variação em MW na linha l

f_k^0 fluxo de MW original na linha k antes de sua saída de operação

Após a contingência, o fluxo de potência ativa na linha l é determinado usando o fator “ d ”:

$$f_l = f_l^0 + d_{lk}f_k^0 \quad (2.7)$$

Onde:

f_l^0 fluxo na linha l antes da contingência

f_k^0 fluxo na linha k antes da contingência

f_l fluxo na linha l após a saída da linha k

Fazendo um pré-cálculo dos fatores de distribuição de contingência de linha, pode-se obter um procedimento rápido para o cálculo de fluxos pós-contingência em todas as linhas da rede e verificar se há algum problema de violação de limites operativos.

2.5.2 Análise de Contingências baseada em Fluxo de Potência Completo

Cálculos utilizando métodos de sensibilidade linear são bem mais rápidos do que os que usam formulação não linear para representação da rede, e por isso encontram larga utilização em centros de controle [1]. No entanto, em muitos sistemas de potência a magnitude de tensão é um fator crítico na análise de contingências. Existem alguns sistemas onde o fluxo de potência reativa é predominante em alguns circuitos, como os de cabos subterrâneos, e uma análise somente no fluxo de potência ativa não é adequada para indicar sobrecargas. Nestes casos, somente uma análise utilizando a formulação completa de fluxo de potência pode ser utilizada.

A maioria dos centros de controle que utilizam análise de contingência baseada em fluxo de potência completo utilizam os métodos de Newton-Rapson ou Desacoplado-Rápido, pelo fato de terem uma boa velocidade de solução e serem consideravelmente robustos na convergência quando solucionando difíceis casos. O método Desacoplado-Rápido tem a vantagem de poderem ser utilizadas fórmulas de alteração da rede sem a necessidade de se reinverter a matriz Jacobiana do sistema.

Pelo fato da solução de um fluxo de potência completo precisar de um tempo maior de solução, muitas pesquisas foram feitas no sentido de se buscar simplificações no processo de análise de contingências, para que seu uso se tornasse viável dentro do contexto de operação em tempo-real.

Nas seções seguintes, 2.5.3 e 2.5.4, serão apresentadas algumas simplificações na solução da Análise de Contingências. São métodos que se baseiam no fato de uma contingência

ter seu efeito sentido até um certo limite geográfico. Nesses casos, é limitada a região onde será feita a análise da contingência. Esses métodos são, normalmente, utilizados juntamente com os métodos de Newton-Rapson ou o Desacoplado Rápido e são utilizados, basicamente, para acelerar a solução da Seleção Automática de Contingências, a ser apresentada na seção 2.6. A Seleção Automática de Contingências não necessita de uma solução completa do fluxo de potência em toda rede, pois pode basear-se em aproximações para calcular os índices de desempenho das contingências e, depois então, selecionar quais contingências serão analisadas detalhadamente.

2.5.3 Métodos de Soluções Locais

Outro conceito que foi utilizado no campo da análise de segurança de sistemas de potência é o de que o efeito de uma contingência tem um certo limite geográfico. A perda de uma linha de transmissão, por exemplo, não causará efeitos a centenas de quilômetros de distância.

Os métodos de soluções locais são baseados no conceito de vizinhança topológica. Estes objetivam reduzir o tamanho do sistema a ser analisado e baseiam-se na ampliação iterativa das vizinhanças afetadas pela contingência.

A partir desse conceito, foi proposto, originalmente por Zaborsky [9], um procedimento de relaxação concêntrica para resolver problemas de análise de contingências.

Para tirar proveito do efeito geográfico limitado, o sistema de potência é dividido em duas partes: a parte afetada pela contingência e a parte não afetada. Para fazer essa divisão, a rede é dividida em camadas. A camada zero inclui as duas barras extremas à linha de transmissão em contingência. As barras distantes de uma linha, ou um transformador das barras da camada zero são incluídas na camada um e assim sucessivamente. Segue-se o procedimento até que toda a rede elétrica esteja incluída nas camadas. A Figura 2.7 ilustra o procedimento de camadas.

Um número arbitrário de camadas é escolhido para resolver o fluxo de potência dentro daquelas camadas. As barras nas camadas mais altas são mantidas como tensão e ângulo constantes, ou seja, barras de referência.

Um problema em relação ao método de relaxação concêntrica é que algumas vezes é necessário obter camadas para circuitos que não terão realmente sido influenciados pela contingência [1]. Na tentativa de solucionar esse problema, são propostos os métodos de fronteira, a serem comentados na seção seguinte.

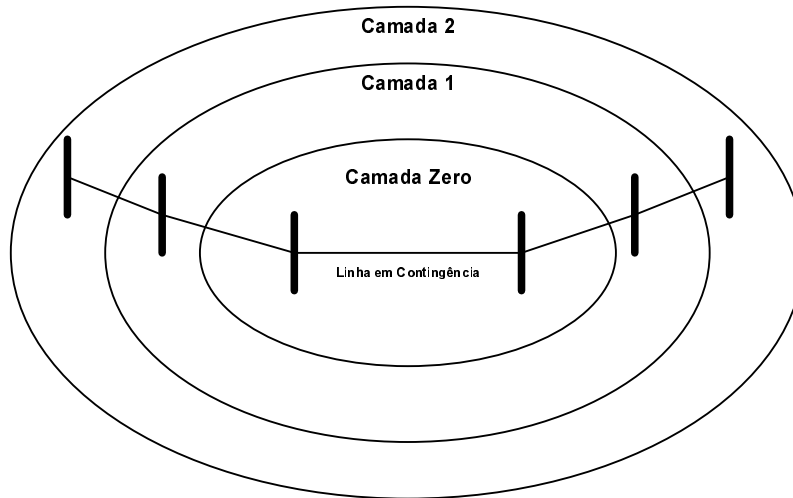


Figura 2.7 - Método de Relaxação Concêntrica

2.5.4 Métodos de Fronteira

Os métodos de fronteira também se baseiam na redução da rede para resolver o problema mais eficientemente. O fluxo de potência é resolvido somente onde o efeito da contingência é realmente significativo. Em [10,11,12,13,14,15] constam alguns dos trabalhos que têm sido feitos sobre este assunto recentemente.

Nesta seção, será feita somente uma breve apresentação do conceito utilizado em [11]. Nesta abordagem o método é utilizado para um fluxo de potência linear, mas o conceito pode ser utilizado para um fluxo de carga completo.

A rede elétrica a ser analisada é dividida em três subsistemas, conforme mostrado na Figura 2.8:

N1: Subsistema imediatamente em torno da linha em contingência;

- N2: Sistema externo que não vai ser resolvido detalhadamente;
 N3: Conjunto de barras de fronteira que separam N1 e N2

O método é baseado no fato de que podemos fazer certas suposições sobre como vai se dar a variação dos ângulos de fase das tensões ao longo das linhas em N2, dadas as injeções em N1 (injeções fictícias nas barras extremas à linha em contingência para simular a saída da linha, ver [1]) e o máximo ângulo de fase que aparece em duas barras de N3.

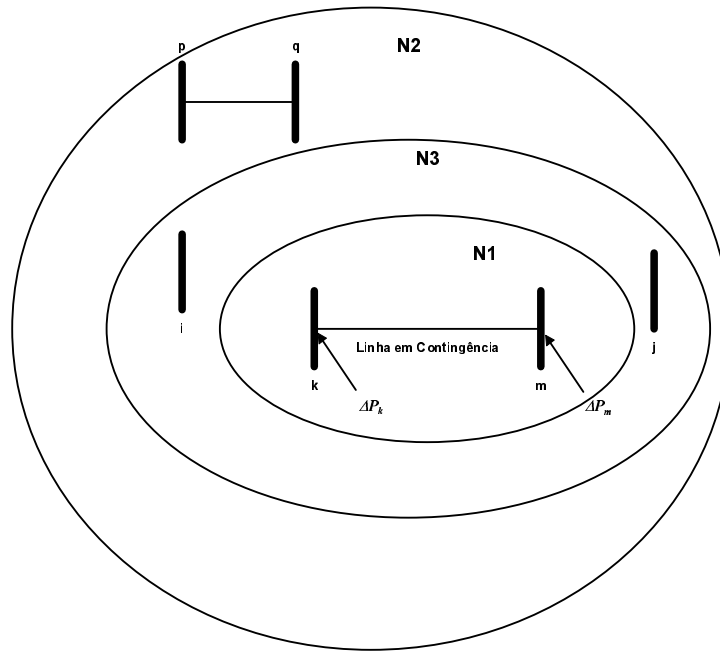


Figura 2.8 - Método de Fronteira

Supondo que se tenha uma linha de transmissão entre as barras p e q , no subsistema N2 e que o fluxo nesta linha antes da contingência seja dado por f_{pq}^0 . Existe um valor máximo, Δf_{pq}^{max} , de variação no fluxo pq após a contingência, ou seja, um valor máximo de quanto a contingência pode afetar o fluxo inicial f_{pq}^0 .

A idéia do método é que se consiga isolar uma região N2 na qual esse valor, Δf^{max} , nunca vá provocar sobrecarga em nenhum circuito em N2.

Essa variação máxima pode ser escrita em termos da diferença angular entre as barras p e q como a seguir:

$$f_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} (\theta_p - \theta_q) \quad (2.8)$$

Onde x_{pq} é a reatância da linha entre as barras p e q .

Ou em termos de variação de fluxo e de ângulo:

$$\Delta f_{pq} = \frac{1}{x_{pq}} (\Delta \theta_p - \Delta \theta_q) \quad (2.9)$$

E então têm-se que:

$$(\Delta \theta_p - \Delta \theta_q)^{\max} = \Delta f_{pq}^{\max} x_{pq} \quad (2.10)$$

Em [11] é desenvolvido o teorema no qual se estabelece que a diferença angular entre duas barras no subsistema N2 é sempre menor do que a diferença angular entre duas barras do subsistema N3. Ou seja:

$$|\Delta \theta_p - \Delta \theta_q| < |\Delta \theta_i - \Delta \theta_j| \quad (2.11)$$

Sendo θ_i e θ_j ângulos das barras i e j , respectivamente, pertencentes ao subsistema N3. $\Delta \theta_i$ é a maior variação de ângulo dentro de N3 e $\Delta \theta_j$ é a menor variação de ângulo dentro de N3.

A equação 2.11 fornece um limite de quanto um circuito em N2 pode variar seu fluxo. Combinando as equações 2.10 e 2.11 obtém-se:

$$\Delta f_{pq}^{\max} x_{pq} < |\Delta \theta - \Delta \theta_j| \quad (2.12)$$

Todos os circuitos em N2 estarão livres de sobrecarga se o valor $|\Delta\theta - \Delta\theta_j|$ for menor do que o menor valor de $\Delta f_{pq}^{\max} x_{pq}$ em relação a todos os pares pq , onde pq corresponde às barras extremas aos circuitos de N2.

Se essa condição falha, é necessário expandir o subsistema N1, calcular um novo $|\Delta\theta - \Delta\theta_j|$ em N3 e refazer o teste no circuitos do novo subsistema N2. No momento em que se encontra um subsistema N2 que passa no teste, então está definido o subsistema N1 onde será feita a análise completa, detalhada.

2.6 Seleção Automática de Contingências

A Seleção Automática de Contingências é mais uma das técnicas estudadas nos últimos anos para se melhorar a eficiência da análise de segurança na tentativa de tornar viável sua utilização dentro do contexto da operação em tempo-real. A idéia básica da metodologia é, levando em consideração que nem todos os casos de uma lista de contingências serão críticas, encontrar um meio de selecionar as contingências de tal maneira que somente os casos que realmente irão gerar violação operativa sejam, de fato, analisados [16]. Selecionar os piores casos de contingência não é um procedimento exato e tem sido tema de intensa pesquisa nos últimos 20 anos [1]. Alguns dos trabalhos que podem ser citados dentro desse contexto são: [7,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19].

No problema da seleção de contingências, duas situações extremas podem acontecer:

1. Colocar muitos casos na lista selecionada, inviabilizando a abordagem;
2. Deixar de colocar na lista casos que gerariam alarme de violação operativa, podendo levar o sistema a uma situação de emergência sem que o operador tenha sido alertado.

A idéia inicial é que se pudesse ter previamente uma medida de quanto uma contingência em particular afeta o sistema. Para tal, é usado um índice de desempenho, PI, do inglês *Performance Index*, para cada caso de contingência cuja formulação geral é:

$$(2.13)$$

$$PI = \sum_j w_j |f_j(x)|^m$$

Onde w_j é um peso relativo à função $f_j(x)$ e onde $f_j(x)$ é, em geral, a relação entre uma grandeza elétrica e seu limite em cada equipamento. A variável m é um número ao qual se elevará a função $f_j(x)$, normalmente elevada ao quadrado, no intuito de diferenciar melhor um caso que esteja carregado, mas não ultrapassando limites operativos, de um caso que esteja realmente sobrecarregado. Por exemplo, pode-se levar em consideração o fluxo de potência ativa de uma linha sobre seu limite de carregamento:

$$PI = \sum_{nl} \left(\frac{P_l}{P_l^{\max}} \right)^2 \quad (2.14)$$

Esta é uma formulação usual, onde:

P_l : fluxo de potência ativa no ramo l

P_l^{\max} : fluxo máximo de potência ativa no ramo l

nl : todos os ramos

Outra formulação que pode ser usada é:

$$PI = \sum_{nl} \left(\frac{P_l}{P_l^{\max}} \right)^2 + \sum_{nb} \left(\frac{\Delta|V_i|}{\Delta|V_i|^{\max}} \right)^2 \quad (2.15)$$

Onde foi acrescentado um termo relativo à tensão e:

ΔV_i : é a diferença entre a tensão na barra i antes e após a contingência.

ΔV_i^{\max} : é a diferença máxima permitida entre a tensão na barra i antes e após a contingência.

nb : todas as barras

Para o cálculo do PI, é executado um fluxo de potência. Para tal, poderia se utilizar o método linearizado de fluxo de potência por apresentar rápida solução, no entanto, não se teria como calcular a influência da tensão no PI. Uma outra maneira de se obter os fluxos e tensões nas linhas é usando uma iteração do método Desacoplado Rápido, conhecido como método *IPIQ*, ou seja, o método é interrompido após uma iteração $P-\theta$ e uma iteração $Q-V$. Após a primeira iteração, o Desacoplado Rápido fornece informação bastante razoável para o cálculo do PI. Também são utilizados para se obter uma resposta rápida e aproximada das grandezas elétricas pós-contingência, métodos de soluções locais e métodos de fronteiras.

Após o cálculo do PI para cada caso de contingência, os casos são ordenados em ordem decrescente, ficando no topo da lista os casos candidatos a serem escolhidos para fazer parte da lista selecionada.

Uma vez ordenados os casos, estes devem ser analisados nesta ordem, com mais detalhes pelo programa de análise de contingências, até que um critério de parada seja alcançado. O critério de parada pode ser implementado de duas maneiras:

1. Executar os N primeiros casos da lista ordenada, o que garante que o programa sempre vai executar um número reduzido de casos, afim de não se estender o tempo de execução do mesmo. Este critério, no entanto, pode deixar de analisar casos que geram violações operativas e, portanto, não alarmando o operador para um estado de operação inseguro.
2. Analisar os casos de contingências da lista ordenada até que uma quantidade pré-determinada de casos não resultando em alarmes de violações operativas seja alcançada. Uma vantagem desse critério é a diminuição das chances de não se analisar um caso que geraria um estado de emergência. Outra vantagem está no fato de estar menos suscetível aos erros vindos da fase de ordenação da lista de casos.

O fator w_i apresentado na formulação geral é usado como um ajuste fino no cálculo do *PI* para a ordenação da lista de casos de contingência. Em alguns casos, esses fatores são ajustados baseados simplesmente na experiência do engenheiro. Em [17] e [18] são propostos métodos para o cálculo automático desses pesos, afim de se obter um melhor

ajuste na ordenação da lista. Na referência [19] é proposto um ajuste dos pesos utilizando uma das técnicas de Inteligência Artificial, Redes Neurais.

2.7 Análise de Contingências baseada em Fluxo de Potência Ótimo

No início da seção 2.3 foi apresentada uma definição de Análise de Contingência por Monticelli em [8]. Nesta definição, o programa de análise de contingências por se utilizar de um fluxo de potência convencional, fornece como resultado simplesmente uma avaliação do estado atual do ponto de operação, ou seja, indicando se o sistema estaria em estado seguro ou não.

Quando o programa de análise de contingências é formulado utilizando Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança, o resultado obtido não é mais uma simples avaliação, mas sim um novo ponto de operação, agora seguro. É fornecido um conjunto de ações de controle que devem ser tomadas para levar o sistema a este novo ponto de operação.

Por outro lado, o esforço computacional para a solução do problema é bem maior. Associando-se a isto o fato de que para uma rede de grandes proporções, a lista de contingências também deve ser grande, a análise de contingências utilizando fluxo de potência ótimo pode ser considerada um problema de grande porte.

Alguns trabalhos recentes na área indicam a atenção que tem sido dada a esse tema nos últimos anos.

Recentemente, foram publicadas algumas implementações de Fluxo de Potência Ótimo voltadas para o contexto da operação em tempo-real, conforme será descrito a seguir. No entanto, estes artigos não apresentam resultados com restrições de segurança, objeto deste trabalho, mas têm em comum a utilização de processamento distribuído para diminuir o tempo de solução do problema.

- Em [20], de 2002, os autores utilizam o método *Unlimited Point Algorithm* para a solução do fluxo de potência ótimo. A paralelização é feita no nível de solução da matriz. Utilizam MPI para a implementação distribuída.
- Em [21], de 2004, é utilizada a classe de algoritmos genéticos para a solução do FPO, também utilizando o MPI para a implementação paralela.

- Em [22] e [23], nos anos de 1999 e 2003 respectivamente, é utilizado o conceito de solução descentralizada do problema de Fluxo de Potência Ótimo, onde a rede elétrica é dividida em regiões e cada região é otimizada em um computador separado, trocando informações sobre algumas variáveis relacionadas às barras de fronteira entre as regiões. O fluxo de potência ótimo é solucionado via método de pontos interiores não linear e é utilizado PVM para a implementação paralela.
- Em [24], de 2005, é utilizado o conceito de solução descentralizada. Neste caso, porém, a solução do FPO é dada via técnicas de programação linear. A implementação paralela é feita utilizando PVM – *Parallel Virtual Machine*.

Outras implementações que utilizam o fluxo de potência ótimo levando em consideração as restrições de segurança e processamento paralelo, podem ser encontradas em [25] e [26], estas baseadas no uso de técnicas de programação linear para a solução do FPORS. Tanto em [25], quanto em [26], é usado somente controle de potência ativa, ou seja, redespacho de geração, para obter uma solução segura do sistema.

Neste presente trabalho, é utilizada como ferramenta básica para a implementação da solução paralela, o programa FLUPOT, desenvolvido pelo CEPEL, cuja solução do FPORS baseia-se no Método de Pontos Interiores Não Linear e em técnicas de Decomposição de Benders para a construção das restrições de segurança. No FLUPOT, podem ser utilizados os controles de potência ativa gerada, tensão em barras de geração, taps de transformadores e chaveamento de equipamentos shunts para se encontrar uma solução ótima e segura do sistema elétrico, o que torna o FLUPOT uma ferramenta mais adequada à operação de sistema elétricos em tempo real. Mais detalhes sobre as características do FPORS utilizado nesse trabalho serão apresentados nos capítulos 3 e 5. A implementação em ambiente computacional distribuído, neste trabalho, explora duas estratégias distintas: a utilização do MPI (*Message Passing Interface*), a ser apresentada no capítulo 5, e a integração a um sistema EMS, o sistema SAGE, utilizando recursos da base de dados distribuída do mesmo, a ser apresentada no capítulo 6. Ambas as soluções são focadas em plataformas computacionais de baixo custo, tais como: redes de PCs ou workstations e cluster de computadores PCs.

3 Fluxo de Potência Ótimo

3.1 Introdução

O Fluxo de Potência Ótimo é uma ferramenta que tem por finalidade fornecer a melhor condição de operação de um sistema elétrico sob um determinado objetivo. O objetivo pode ser, por exemplo, a condição de operação tal que o sistema tenha a menor quantidade de perdas elétricas possível. O problema não é simples, pois a solução encontrada deve respeitar os limites operativos dos equipamentos que compõem a rede elétrica assim como atender outras restrições inerentes à operação de um sistema elétrico.

Neste capítulo, serão apresentadas as principais aplicações do Fluxo de Potência Ótimo e a formulação matemática do problema. Serão apresentadas, também, a formulação do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança e a Metodologia de Decomposição de Benders para a solução do problema.

3.2 Aplicações do Fluxo de Potência Ótimo

O Fluxo de Potência Ótimo tem aplicação em vários problemas de planejamento da expansão e operação e de operação em tempo-real, tais como:

- Despacho econômico e seguro (operação em tempo-real, simulação do despacho em estudos de planejamento da operação e expansão);
- Redespacho preventivo e corretivo (operação em tempo-real);
- Minimização de perdas;
- Alocação de fontes de potência reativa (planejamento da expansão do suporte de reativos);
- Avaliação da confiabilidade composta de sistemas geração e transmissão;
- Planejamento da expansão de sistemas de transmissão;

- Tarificação de serviços de transmissão;
- Determinação de preços nodais de energia.

3.3 Formulação do Problema

O Fluxo de Potência Ótimo é geralmente formulado como um problema de Programação Não-Linear, de acordo com o seguinte formato padrão [27]:

$$\text{Minimizar } f(\mathbf{z}) \quad (3.1)$$

sujeito a

$$\mathbf{g}(\mathbf{z}) = 0 \quad (3.2)$$

$$\mathbf{h}(\mathbf{z}) \leq 0 \quad (3.3)$$

Onde:

$f(\cdot)$ é a função objetivo,

$\mathbf{g}(\cdot)$ são as restrições de igualdade,

$\mathbf{h}(\cdot)$ são as restrições de desigualdade.

\mathbf{z} é o vetor de variáveis do problema.

3.3.1 Variáveis do Fluxo de Potência Ótimo

As variáveis a serem otimizadas no Fluxo de Potência Ótimo são divididas em variáveis dependentes ou de estado e variáveis independentes ou de controle.

Entende-se por variáveis de estado o conjunto mínimo de variáveis capaz de caracterizar unicamente o estado de operação da rede elétrica. Normalmente as variáveis de estado são módulo e ângulo das tensões de fase em cada barra do sistema elétrico.

As variáveis independentes, ou de controle, são as que, durante o processo de solução, serão alteradas com a finalidade de se encontrar o ponto ótimo de operação. Na prática, estas variáveis podem ser:

- Potência ativa gerada em cada máquina;
- Módulo da tensão nas barras de geração;

- Potência reativa gerada;
- Posição de tap de transformador;
- Susceptância shunt de bancos de capacitores e reatores;
- Potência transmitida entre links DC;
- Fluxo de intercâmbio entre áreas;
- Reatância de capacitor série.

3.3.2 Restrições de Igualdade

No FPO, o conjunto de restrições de igualdade é na verdade o fechamento do balanço de carga e geração da rede elétrica. As restrições são as equações da rede, tal como no Fluxo de Potência convencional.

Pode-se ainda incluir às restrições de igualdade características particulares de operação da rede elétrica, como a fixação de determinadas variáveis ou combinação de variáveis do sistema.

3.3.3 Restrições de desigualdade

As restrições de desigualdade são inequações representando limites físicos relacionados com a capacidade térmica de transmissão de potência dos componentes da rede ou limites operacionais relacionados com aspectos de segurança da operação do sistema.

No problema de FPO é comum haver limites para as seguintes variáveis:

Módulo da tensão:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max}$$

onde: V_i^{min} valor mínimo permitido para a tensão na barra i

V_i^{max} valor máximo permitido para a tensão na barra i

Tap de transformador:

$$a_{ij\ min} \leq a_{ij} \leq a_{ij\ max}$$

onde: $a_{ij\ min}$ valor mínimo permitido para o tap do transformador no circuito i-j

$\alpha_{ij \max}$ valor máximo permitido para o tap do transformador no circuito i-j

Ângulo de defasamento:

$$\varphi_{ij \min} \leq \varphi_{ij} \leq \varphi_{ij \max}$$

onde: $\varphi_{ij \min}$ valor mínimo permitido para o ângulo de defasamento no circuito i-j

$\varphi_{ij \max}$ valor máximo permitido para o ângulo de defasamento no circuito i-j

Potência ativa gerada:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max};$$

onde: PG_i^{\min} valor mínimo permitido para geração de potência ativa no gerador i

PG_i^{\max} valor máximo permitido para geração de potência ativa no gerador i

Potência reativa gerada:

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max}$$

onde: QG_i^{\min} valor mínimo permitido para geração de potência reativa no gerador i

QG_i^{\max} valor máximo permitido para geração de potência reativa no gerador i

Potência reativa capacitiva alocada:

$$0 \leq QC_i \leq QC_i^{\max}$$

onde: QC_i^{\max} valor máximo permitido para alocação de potência reativa capacitiva na barra i

Potência reativa indutiva alocada:

$$0 \leq QI_i \leq QI_i^{\max}$$

onde: QI_i^{\max} valor máximo permitido para alocação de potência reativa indutiva na barra i

Potência ativa alocada:

$$0 \leq PA_i \leq PA_i^{\max}$$

onde: PA_i^{\max} valor máximo permitido para alocação de potência ativa na barra i

Carregamento nos circuitos:

$$P_{ij}^2 + Q_{ij}^2 \leq S_{ij}^{max}$$

onde S_{ij}^{max} é o máximo carregamento do circuito em termos de potência aparente.

O carregamento também pode ser especificado em termos de potência ativa da seguinte forma:

$$-S_{ij}^{max} \leq P_{ij} \leq S_{ij}^{max}$$

Rejeição de Carga:

Existem algumas situações, como, por exemplo, a de sistemas com problemas de tensão ou carregamento nos circuitos, onde pode ser necessário diminuir a carga em determinadas barras de forma a viabilizar o sistema. Estes cortes de carga são modelados matematicamente através do fator FC_i presente nas equações de balanço ativo e reativo e o qual apresenta-se os limites:

$$0 \leq FC_i \leq 1$$

Observar que $FC_i = 1$ significa que a carga total da barra é considerada enquanto $FC_i = 0$ anula o valor de sua carga.

Intercâmbio entre áreas:

$$IT_i^{min} \leq IT_i \leq IT_i^{max}$$

onde : IT_i^{min} limite inferior para o intercâmbio líquido na área i

IT_i^{max} limite superior para o intercâmbio líquido na área i

3.3.4 Função Objetivo

Várias funções objetivo são utilizadas no problema de FPO. A seguir, uma breve descrição das funções objetivo mais utilizadas na prática e sua descrição matemática geralmente utilizada.

Mínimas perdas ativas - Visa diminuir o valor total das perdas no sistema. Essa função pode ser representada de duas maneiras:

- Minimização da injeção de potência ativa na barra flutuante (barra swing).

$$f = Pg_{swing} \quad (3.4)$$

- Minimização do somatório das perdas ativas em todos os ramos da rede.

$$f = \sum_{(i,j) \in \Omega} (P_{ij} + P_{ji}) \quad (3.5)$$

Onde:

P_{ij} – fluxo de potencia ativa da barra i para a barra j.

P_{ji} – fluxo de potência ativa da barra j para a barra i.

Ω - É o conjunto de circuito na região a ser otimizada.

Mínimo custo de geração de potência ativa – Visa representar o despacho econômico da rede. O custo de geração de potência ativa é normalmente representado como uma função linear em relação à potência ativa gerada em cada máquina.

$$f = \sum_{i \in I_G} c_{pi} PG_i \quad (3.6)$$

Onde:

I_G – Conjunto de geradores de potência ativa controláveis.

c_{pi} – é o custo de geração de potência ativa no gerador i .

PG_i – Geração de potência ativa no gerador i .

Mínimo desvio de potência ativa – É utilizada quando se deseja encontrar uma solução em que todas as restrições sejam atendidas, porém sem se distanciar do despacho de geração pré-especificado.

$$f = \frac{1}{2} \sum_{i \in I_G} \rho (PG_i - PG_i^o)^2 \quad (3.7)$$

Onde:

I_G – Conjunto de geradores de potência ativa controláveis,

ρ - peso associado ao desvio de potência ativa,

PG_i – Geração de potência ativa no gerador i .

PG_i^0 – É o valor pré-especificado de geração de potência ativa no gerador i .

Mínimo Corte de Carga – Tem por objetivo encontrar uma solução para o problema em casos de emergência aliviando a carga do sistema, se necessário, para restabelecer limites operativos como o carregamento de linhas e tensões nas barras. A função é representada pelo somatório dos custos das cargas cortadas em cada barra, ou seja:

$$f = \sum_{i \in I_C} C_{fci} (1 - FC_i) PL_i \quad (3.8)$$

Onde:

I_C – conjunto de barras candidatas ao corte de carga,

C_{fci} - custo de corte de 1 MW de carga na barra i ,

FC_i – Fração de carga efetiva na barra i ,

PL_i – Carga original da barra i .

Mínimo Custo de Alocação de Fontes de Reativos - Essa função objetivo é utilizada no planejamento de instalações de novas fontes de potência reativa. Uma formulação utilizada é:

$$f = \sum_{i \in I_Q} (c_{qci} QC_i + c_{qii} QI_i) \quad (3.9)$$

Onde:

I_Q – conjunto de barras candidatas a injeção de potência reativa,

c_{qci} – custo de injeção de potência reativa capacitiva,

c_{qii} – custo de injeção de potência reativa indutiva,

QC_i – montante de injeção de potência reativa capacitiva,

QI_i – montante de injeção de potência reativa indutiva.

Neste caso, nota-se que na solução do problema, quando a função objetivo for igual a zero, significa que a rede não precisa de novas fontes de suporte de reativo para manter as tensões nas barras dentro de seus limites.

Mínimo Número de Controles Alterados

Esta função objetivo não está associada a nenhuma fórmula explícita. É implementada da seguinte forma. No início da otimização, todos controles especificados como dados de entrada são fixados nos valores fornecidos e em cada x iterações do algoritmo, um índice de sensibilidade (custo reduzido) é calculado para cada controle fixado. Aquele controle cujo custo reduzido é maior em valor absoluto e que é também maior que uma determinada tolerância é liberado para ser otimizado a partir daquela iteração em diante.

Máximo Carregamento - Esta função objetivo pode ser utilizada no contexto de colapso de tensão ou em estudos econômicos na determinação da máxima capacidade de atendimento de carga de um sistema de potência. O objetivo desta função é maximizar a carga, mantendo o mesmo fator de potência, de um conjunto de barras da rede a pré-especificado.

A função objetivo é representada matematicamente por:

$$f = \sum_{i \in \Omega} PL_i \quad (3.10)$$

Onde:

Ω - conjunto de barras que devem ter sua cargas maximizadas,

PL_i – carga na barra i .

Máxima transferência de Potência Ativa – Maximiza a transferência de potência ativa entre áreas vizinhas ou em um conjunto de circuitos pré-especificados.

A função objetivo é dada por:

$$f = \sum_{(i,j) \in \Omega} P_{ij} \quad (3.11)$$

Onde:

Ω - conjunto de circuitos para o qual deve-se maximizar o somatório dos fluxos,

P_{ij} – fluxo de potência ativa no circuito (i,j) .

3.4 Métodos de Solução do Fluxo de Potência Ótimo

3.4.1 Métodos Baseados em Programação Linear

O Fluxo de Potência Ótimo pode ser representado como um Problema de Programação Linear. Um problema de Programação Linear é na verdade um caso particular de um Problema de Programação Não Linear.

No caso de um Problema de Programação Linear, tanto a função objetivo, quanto as restrições são lineares. O Fluxo de Potência Ótimo é um problema não-linear, que pode ser aproximado através de linearizações sucessivas. As equações originais do problema (3.1 a 3.3) são resolvidas com uma sucessão de aproximações lineares da forma:

$$\text{Min. } f'(z^0 + \Delta z) \quad (3.12)$$

s.a.

$$g'(z^0 + \Delta z) = 0 \quad (3.13)$$

$$h'(z^0 + \Delta z) \leq 0 \quad (3.14)$$

Onde:

z^0 é o valor inicial de z ,

Δz é a variação em relação ao ponto inicial,

f' , g' e h' são aproximações lineares das funções não-lineares originais.

Cada linearização calcula a direção do ponto ótimo Δz através da linearização da função objetivo e das restrições. Entretanto, a solução iterativa do problema linear, equações (3.12 a 3.14), não garante a solução do problema não-linear original, equações (3.1 a 3.3). Portanto, deve-se executar um fluxo de potência convencional entre cada linearização.

As metodologias de solução do FPO baseadas em Programação Linear têm como vantagem a eficiente detecção de casos sem solução real, a facilidade na resolução de problemas de FPO com análise de segurança e tempos relativamente reduzidos de resolução.

Os métodos de Programação Linear mais comuns utilizados na solução do FPO são o método Simplex, o método baseado no Vetor Gradiente e o Método de Pontos Interiores para Programação Linear.

3.4.2 Métodos Baseados em Programação Não Linear

As equações representativas do FPO são não lineares e em alguns casos, difíceis de serem aproximadas por funções lineares. Por conta disto, têm-se optado por resolver diretamente o problema não linear de FPO através de técnicas de Programação Não Linear. Neste caso, tem-se a característica de modelar mais precisamente o problema. No entanto, há uma perda em termos computacionais nesses métodos, pois a solução é mais lenta.

Alguns dos métodos de Programação Não Linear utilizados na solução do FPO são o de Programação Quadrática Seqüencial, Método do Gradiente Reduzido e Método de Newton. Estes métodos têm sua importância dentro do contexto histórico de desenvolvimento do FPO com formulação não linear. No entanto, o Método dos Pontos Interiores trouxe ganho significativo de desempenho, principalmente em se tratando de problemas de grande porte. Em especial, o algoritmo primal-dual tem apresentado excelentes resultados tanto em aplicações computacionais, quanto em desenvolvimento teórico.

3.4.3 Método de Pontos Interiores Primal-Dual

No método de pontos interiores, o problema inicial apresentado nas equações 3.1 a 3.3 é transformado em um problema contendo apenas restrições de igualdade. As restrições de desigualdade são incorporadas à função objetivo através de barreiras logarítmicas.

Para desenvolvimento do método de pontos interiores a formulação geral do problema, dada pelas equações 3.1 a 3.3, será modificada para uma equivalente, mais adequada, onde as restrições de desigualdade são do tipo restrições canalizadas nas variáveis. O problema é enunciado como [27]:

$$\text{Min} \quad f(\mathbf{z}) \quad (3.14)$$

s.a.

$$\mathbf{g}(\mathbf{z}) = 0 \quad (3.15)$$

$$\mathbf{l} \leq \mathbf{z} \leq \mathbf{u} \quad (3.16)$$

Onde \mathbf{l} e \mathbf{u} são vetores definindo limites inferior e superior das variáveis.

O passo seguinte é transformar as restrições de desigualdade definidas por (3.16) em restrições de igualdade e desigualdades não negativas através da utilização de variáveis de folga:

$$\begin{aligned} z - s_l &= l \\ z - s_u &= u \\ s_l &\geq 0 \\ s_u &\geq 0 \end{aligned} \quad (3.17)$$

Em seguida, o vetor de variáveis de folga, s_l e s_u , são incorporadas à função objetivo através de funções de penalidade do tipo barreira logarítmica. A barreira logarítmica é parametrizada pela variável μ . Então o problema fica:

$$\min f(\mathbf{z}) - \mu \sum_{j=1}^m \ln s_{lj} - \mu \sum_{j=1}^m \ln s_{uj} \quad (3.18)$$

s.a

$$\mathbf{g}(\mathbf{z}) = 0$$

$$z - s_l = l$$

$$z + s_u = u$$

O Lagrangeano associado ao problema acima é dado por:

$$L(\mathbf{z}, \lambda, \pi_l, \pi_u, s_l, s_u) = f(\mathbf{z}) - \mu \sum_{j=1}^m \ln s_{lj} - \mu \sum_{j=1}^m \ln s_{uj} + \lambda^T \mathbf{g}(\mathbf{z}) + \pi_l^T (\mathbf{z} - s_l - l) + \pi_u^T (\mathbf{z} - s_u - u)$$

Onde λ, π_l e π_u são vetores de multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade.

A condição necessária de primeira ordem de KKT (Karush-Kuhn-Tucker) para otimalidade, referida ao Lagrangeano acima, equivale a $\nabla L = 0$, o que resulta no seguinte sistema:

$$\begin{aligned}
\frac{\partial L}{\partial z} &= \nabla f(z) + \lambda^T \nabla g(z) + \pi_l + \pi_u = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \lambda} &= g(z) = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \pi_l} &= z - s_l - l = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial \pi_u} &= z + s_u - u = 0 \\
\frac{\partial L}{\partial S_l} &= -\mu S_l^{-1} e - \pi_l = 0 \quad \Leftrightarrow \quad -\mu e = S_l \pi_l \\
\frac{\partial L}{\partial S} &= -\mu S^{-1} e - \pi = 0 \quad \Leftrightarrow \quad \mu e = S \pi
\end{aligned} \tag{3.20}$$

Onde S_u e S_l são matrizes diagonais cujos elementos são as componentes de s_l e s_u , respectivamente e e é um vetor com todos os elementos iguais a um.

Aplicando Newton para resolver o sistema acima, chega-se a:

$$\begin{aligned}
[\nabla^2 f(z) + \lambda^T \nabla^2 g(z)] \Delta z + \nabla g(z) \Delta \lambda + \Delta \pi_l + \Delta \pi_u &= -\nabla f(z) - \lambda^T \nabla g(z) - \pi_l - \pi_u \\
\nabla g(z) \Delta z &= -g(z) \\
-\Pi_l \Delta s_l - s_l \Delta \pi_l &= -(\mu e - s_l \pi_l) \\
-\Pi_u \Delta s_u - s_u \Delta \pi_u &= -(\mu e - s_u \pi_u) \\
\Delta z - \Delta s_l &= -(z - s_l - l) \\
\Delta z - \Delta s_u &= -(z + s_u - u)
\end{aligned} \tag{3.21}$$

Onde Π_l e Π_u são matrizes diagonais cujos elementos são as componentes de π_l e π_u , respectivamente.

Assumido que será mantida a viabilidade de z para as restrições de canalização, isto é, as parcelas $(z - s_l - l)$ e $(z - s_u - u)$ são nulas, das últimas duas equações do sistema acima obtém-se:

$$\begin{aligned}\Delta s_l &= \Delta z \\ \Delta s_u &= -\Delta z\end{aligned}\tag{3.22}$$

Substituindo na segunda e terceira equações, obtém-se:

$$\begin{aligned}\Delta \pi_l &= -S_l^{-1}(\mu e - S_l \pi_l - \Pi_l \Delta z) \\ \Delta \pi_u &= -S_u^{-1}(\mu e - S_u \pi_u - \Pi_u \Delta z)\end{aligned}\tag{3.23}$$

Com isto, os acréscimos Δs_l , Δs_u , $\Delta \pi_l$, $\Delta \pi_u$ podem ser escritos em função de Δz e $\Delta \lambda$ e o sistema de equações podem ser reescritos como:

$$\begin{bmatrix} H & -J^T \\ -J & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta z \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t \\ g(z) \end{bmatrix}\tag{3.24}$$

Onde:

$$\begin{aligned}H &= \nabla^2 f(z) + \lambda^T \nabla^2 g(z) + S_l^{-1} \pi_l - S_u^{-1} \pi_u \\ t &= -\nabla f(z) - \lambda^T \nabla g(z) - \pi_l - \pi_u\end{aligned}$$

Uma vez calculados Δz e $\Delta \lambda$, calcula-se os valores de Δs_l , Δs_u , $\Delta \pi_l$, $\Delta \pi_u$.

O passo seguinte é calcular uma nova aproximação das variáveis:

$$\begin{aligned}z^{k+1} &= z^k + \alpha_p \Delta z \\ \lambda^{k+1} &= \lambda^k + \alpha_d \Delta \lambda \\ \pi_l^{k+1} &= \pi_l^k + \alpha_p \Delta \pi_l\end{aligned}\tag{3.25}$$

$$\pi_u^{k+1} = \pi_u^k + \alpha_p \Delta \pi_u$$

$$s_l^{k+1} = s_l^k + \alpha_d \Delta s_l$$

$$s_u^{k+1} = s_u^k + \alpha_d \Delta s_u$$

Onde α_p e α_d são os passos primal e dual. São escolhidos de maneira que a seqüência de pontos geradas seja sempre interior (sempre respeita as restrições). Para tal, α_p e α_d são calculados por:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_{ij} < -\sigma} \frac{s_{ij}}{|\Delta s_{ij}|}, \min_{\Delta s_{uj} < -\sigma} \frac{s_{uj}}{|\Delta s_{uj}|}, 1 \right] \quad (3.26)$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_{ij} < -\sigma} \frac{\pi_{ij}}{|\Delta \pi_{ij}|}, \min_{\Delta \pi_{uj} > \sigma} \frac{\pi_{uj}}{|\Delta \pi_{uj}|}, 1 \right] \quad (3.27)$$

Onde σ é uma tolerância para o cálculo da razão.

A busca da solução ótima do problema exige uma redução contínua da influência das funções barreira. Para isso é usada uma estratégia de redução do parâmetro de barreira:

$$\mu = \frac{gap}{\beta} \quad (3.28)$$

$$gap = \frac{s_l^T \pi_l - s_u^T \pi_u}{2n\beta} \quad (3.29)$$

Onde n é o número de variáveis do problema e β é um valor > 1 definido pelo usuário [28].

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma do algoritmo do método de pontos interiores.

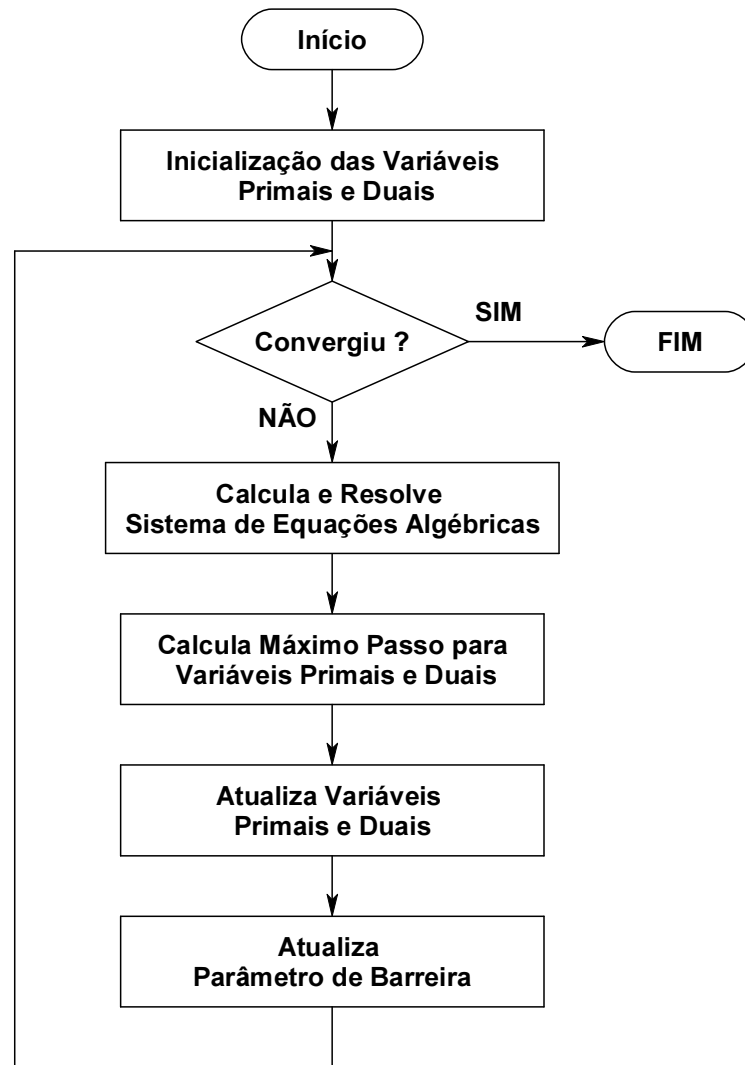


Figura 3.1 - Algoritmo do Método de Pontos Interiores

3.5 Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança

O Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança (FPORS) tem o objetivo de determinar um ponto de operação viável que minimiza uma função objetivo, de tal maneira que mesmo na ocorrência de uma contingência obtida de uma lista, o estado pós-contingência continuará viável, ou seja, sem violação de restrições [6].

Para facilitar o desenvolvimento do método de solução, as equações 3.1 a 3.3 são reformuladas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(z_o) \\ \text{s.a.} \quad & a_o(z_o) \leq b_o \end{aligned} \tag{3.30}$$

Onde:

$f(.)$ é a função objetivo

$a(.)$ representa as equações de balanço da rede elétrica juntamente com as restrições operativas dos equipamentos

z_o representa as variáveis que serão otimizadas na solução do problema (variáveis de estado e de controle)

Dada uma lista de N possíveis contingências, correspondente a perda de equipamentos da rede, o FPORS pode ser representado matematicamente como:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(z_o) \\ \text{s.a.} \quad & a_o(z_o) \leq b_o \\ & a_i(z_i) \leq b_i \\ & \text{para } i = 1, 2, \dots, N \end{aligned} \tag{3.31}$$

Cada conjunto de restrições $a_i(z_i) \leq b_i$, para $i = 1, 2, \dots, N$, está relacionado com a configuração da rede em contingência e deve atender às restrições operativas nesta condição.

O FPORS pode ser interpretado como um processo de decisão de dois estágios [29]:

- No primeiro estágio, encontra-se um ponto de operação z_o para o problema de otimização do caso-base, $a_o(z_o) \leq b_o$;
- No segundo estágio, dado um ponto de operação z_o , encontram-se novos pontos de operação z_i que satisfaçam as restrições $a_i(z_i) \leq b_i$, para cada configuração de contingência.

O objetivo do problema é, então, minimizar função objetivo $f(z_o)$ enquanto garante que os problemas do segundo estágio são viáveis.

A metodologia utilizada neste trabalho para solução do FPORS é baseada em técnicas de decomposição de Benders, que permite resolver o problema caso-base e cada um dos N subproblemas de contingência separadamente. A Figura 3.2 mostra o esquema de solução utilizado na Decomposição de Benders.

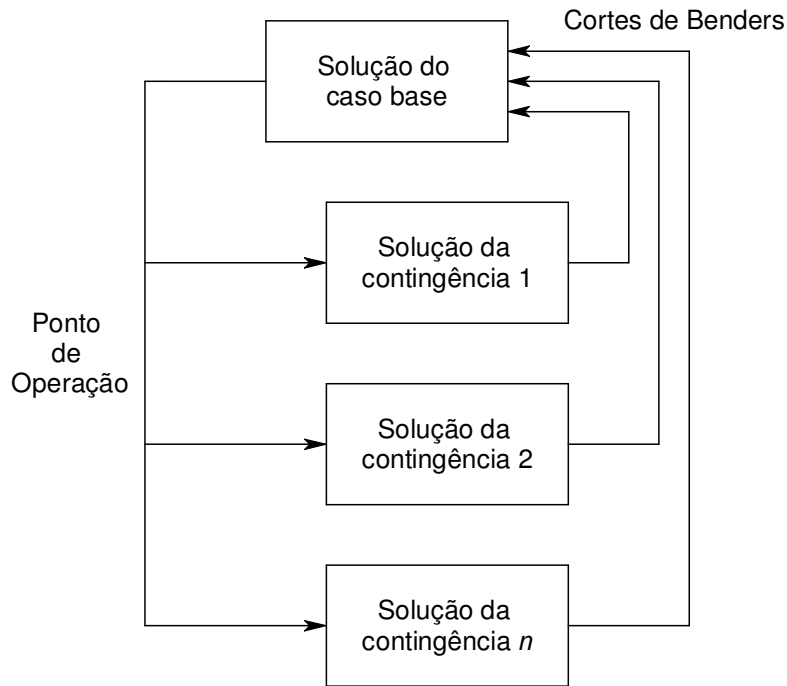


Figura 3.2 - Esquema de Solução por Decomposição de Benders

3.5.1 Representação das Inviabilidades

Para representar a inviabilidade de cada subproblema de contingência, são adicionadas variáveis de penalidade à cada subproblema. A função da variável de penalidade é garantir a viabilidade matemática do subproblema para qualquer z_o dado. Podem ser interpretadas como a quantidade de violação associada ao ponto de operação pós-contingência, z_i . Se o subproblema é viável, essas variáveis são naturalmente iguais a zero. Portanto, pode-se definir a minimização da violação de restrições como uma nova função objetivo. O subproblema de contingência pode ser então formulado como:

$$\begin{aligned} \min w(z) \\ \text{s.a.} \\ a(z) \leq b \end{aligned} \tag{3.32}$$

onde $w(z)$ é a função objetivo, dada por:

$$w = d^r \cdot r \tag{3.33}$$

onde $r \geq 0$ é o vetor de variáveis de penalidade para o conjunto de restrições operativas e d^r é o vetor de custo.

Da formulação acima pode concluir que,

se $w = 0 \Rightarrow$ subproblema é viável;

se $w > 0 \Rightarrow$ subproblema é inviável;

3.5.2 Método de Decomposição de Benders

A metodologia da decomposição de Benders é baseada nas seguintes observações:

A função objetivo w no subproblema de contingência pode ser vista como uma função do ponto de operação z_o :

$$\begin{aligned}
& \min w(z_o) \\
& s.a. \\
& a(z_o) \leq b
\end{aligned} \tag{3.34}$$

O FPORS pode ser rescrito em termos de z_o :

$$\begin{aligned}
& \min f(z_o) \\
& s.a. \\
& a_o(z_o) \leq b_o \\
& w_i(z_o) \leq 0 \\
& \text{para } i=1,2,\dots,N
\end{aligned} \tag{3.35}$$

onde as funções escalar $w_i(z_o)$ são as soluções do problema (3.34) para o ponto de operação z_o dado.

A restrição $w_i(z_o) \leq 0$ é equivalente a requerer a viabilidade do problema de contingências. Cada função $w_i(z_o)$ fornece informação sobre as conseqüências da escolha do ponto de operação do caso-base, z_o , caso a i -ésima contingência viesse a ocorrer. Se essas funções $w_i(z_o)$ fossem conhecidas de antemão, o problema de FPORS poderia ser resolvido com a representação explícitas dos N subproblemas de contingência.

O método de decomposição de Benders é um procedimento que consiste na obtenção de uma aproximação de $w_i(z_o)$ baseada numa solução iterativa do caso-base e dos N subproblemas de contingências.

Um ponto crítico no esquema de decomposição de Benders é a atualização de $w_i(z_o)$ a partir da solução dos subproblemas. Associado à solução do subproblema de contingência existe um conjunto de multiplicadores de Lagrange que refletem a sensibilidade da inviabilidade causada por mudanças incrementais no ponto de operação do caso-base, z_o . Esses multiplicadores são usados para formar uma restrição linear, conhecida como corte de Benders, escrita somente em termos de variáveis do caso-base, z_o . A modificação de $w_i(z_o)$ corresponde a adicionar os cortes de Benders ao problema do caso-base.

Uma característica do método de decomposição de Benders é a sua flexibilidade. É independente do método de solução utilizado para se resolver os problemas de otimização do caso-base e das N contingências. O FLUPOT, programa base utilizado neste trabalho,

utiliza o método de Decomposição de Benders para a solução do FPORS. No FLUPOT, cada problema de FPO é resolvido pelo Método dos Pontos Interiores e as equações da rede elétrica são formuladas pelo modelo não linear.

Na metodologia de Decomposição apresentada, nota-se que os N subproblemas de contingências podem ser resolvidos independentemente, uma vez que só dependem do ponto de operação vindo do caso base, z_o . Com isso, a solução do FPORS via Decomposição de Benders pode ser beneficiada diretamente do uso de técnicas de processamento paralelo, devido ao paralelismo natural existente no problema formulado.

No capítulo seguinte, serão apresentados alguns conceitos relativos à computação paralela e distribuída e nos capítulos 5 e 6, serão apresentadas as estratégias de paralelização do FPORS desenvolvidos neste trabalho.

4 Introdução à Computação Paralela e Distribuída

4.1 Introdução

A utilização de computadores paralelos em aplicações científicas tem sido motivada pela necessidade de se obter soluções no menor tempo possível. Os computadores paralelos surgiram em função da necessidade de solucionar problemas, onde a computação seqüencial não consegue obter solução dentro de tempos razoáveis. A principal motivação para o uso de sistemas de computação paralela para a resolução de um dado problema, é a obtenção de alto desempenho através da cooperação de processadores na execução simultânea de tarefas.

O processamento paralelo pode ser definido como uma forma eficiente de processar informação em que dois ou mais processadores, através de sistema de comunicação, cooperam na solução de um problema.

Essa forma eficiente de processar uma informação está baseada em dois aspectos. O primeiro envolve a decomposição dessa informação em tarefas que possam ser executadas simultaneamente de forma eficiente. Além dessa etapa de desacoplamento do algoritmo seqüencial, a paralelização envolve um segundo aspecto bastante importante, que é a coordenação. Esta tem por objetivo fazer com que a contribuição dos processadores seja adequadamente coordenada e seja garantida uma evolução segura e eficiente do processo para a solução do problema.

4.2 Desenvolvimento de Algoritmos Paralelos

No desenvolvimento de algoritmos paralelos, várias etapas, não utilizadas na programação seqüencial, devem ser seguidas. Em resumo, pode-se dividir o processo de desenvolvimento de algoritmos paralelos em 4 etapas [30]:

1. Identificação do paralelismo inerente ao problema, que consiste no estudo do problema a fim de se determinar possíveis eventos paralelizáveis;

2. Organização do trabalho, englobando a escolha do estilo de paralelismo que será utilizado (os estilos de paralelismo são apresentados na próxima seção) e a divisão de tarefas entre os diversos processadores a fim de maximizar o ganho de desempenho;
3. Desenvolvimento do algoritmo, utilizando ferramentas para expressar o paralelismo e para comunicação e sincronismo entre os processos;
4. Implementação através da utilização de um método de programação adequado. Esta etapa engloba a escolha de uma linguagem de programação adequada, tratamento de possíveis *deadlocks* e mapeamento de tarefas.

4.3 Estilos de Paralelismo

Há três estilos básicos de paralelismo, dependentes da plataforma de execução [30]:

Paralelismo Geométrico: Também conhecido como paralelismo de resultados ou paralelismo de dados (*Data Parallelism*), caracteriza-se pela divisão do conjunto de dados a serem trabalhados igualmente entre todos os processadores. Dessa maneira, cada processador executa uma cópia do programa completo, porém em um subconjunto de dados. Este é considerado o modo mais fácil de desenvolvimento de algoritmos paralelos e é intensamente utilizado em computadores massivamente paralelos.

Paralelismo “Processor Farm”: Caracteriza-se pela existência de um processador “mestre” que supervisiona um grupo de processadores “escravos”, cada um processando assincronamente tarefas submetidas a ele pelo processador “mestre”. Este modelo também é conhecido como paralelismo pela pauta, visto que é definido um conjunto de tarefas (pauta) e a partir daí são distribuídas as tarefas pelo processador mestre.

O estilo “*processor farm*” possui várias vantagens, como por exemplo: facilidade de ampliação do sistema, o que pode ser conseguido através do aumento de trabalhadores; facilidade de programação; balanceamento de carga mais natural, visto que as tarefas vão sendo submetidas aos processadores de acordo com a disponibilidade. Como

desvantagens, podem ser citadas a sobrecarga de comunicação e a possibilidade de gargalo no processador “mestre”.

Paralelismo Pipeline: Também conhecido por paralelismo especialista ou algorítmico, caracteriza-se pela divisão de uma aplicação em várias tarefas específicas, que são distribuídas aos processadores de forma *pipeline*.

Durante o desenvolvimento de algoritmo paralelo, deve-se procurar escolher o estilo de paralelismo mais natural ao problema. Desenvolvido o algoritmo utilizando o método de programação mais natural ao estilo, pode-se conseguir resultados não satisfatórios em relação ao desempenho. Deve-se então transpor o algoritmo para um estilo de paralelismo mais eficiente [30].

4.4 Arquiteturas Paralelas

Tomando como base as características de uma arquitetura paralela é possível classificá-la, utilizando-se diferentes enfoques. A classificação de Flynn, proposta na década de 60, é a mais conhecida, embora apresente alguma dificuldade em abranger todas as arquiteturas atuais. Nessa classificação, as máquinas são definidas conforme os fluxos de dados e de instruções.

4.4.1 Classificação de Flynn

A classificação baseada nos fluxos de instruções e de dados, proposta por Flynn, é uma das mais intensamente utilizadas. Esta classificação considera o processo computacional como a execução de uma seqüência de instruções sobre um conjunto de dados. Aqui o modelo que corresponde a execução seqüencial de instruções, é visto como um fluxo único de instruções controlando um fluxo único de dados (*Single stream of Instructions/Single stream of Data* - SISD). A introdução de fluxos múltiplos de dados ou de fluxos múltiplos de instruções é que faz surgir o paralelismo. A combinação de fluxos de instrução único e múltiplo com fluxos de dados único e múltiplo produz as quatro categorias da classificação de Flynn [31]:

SISD (*Single Instruction stream/Single Data stream*) - Fluxo único de instruções, fluxo único de dados:

Esta organização representa a maioria dos computadores sequenciais disponíveis atualmente. As instruções são executadas sequencialmente, mas pode existir uma defasagem de estados na execução (*pipeline*). Alguns sistemas monoprocessadores SISD são estruturados em *pipeline*.

SIMD (*Single Instruction stream/Multiple Data stream*) - Fluxo único de instruções, fluxo múltiplo de dados:

Nesta classe existem vários elementos de processamento supervisionados por uma unidade de controle. Os processadores recebem as mesmas instruções de uma unidade de controle, mas operam em diferentes conjuntos de dados. Os processadores vetoriais estão normalmente incluídos nesta classificação.

MISD – (*Multiple Instruction stream/Single Data stream*) - Fluxo múltiplo de instruções, fluxo único de dados:

Existem n unidades de processamento, cada uma recebendo diferentes instruções sobre um mesmo conjunto de dados e seus derivados. Alguns autores consideram esta classificação pouco significativa, chegando mesmo a não considerá-la. Em alguns casos, os "macropipelines" são encaixados nesta categoria uma vez que as saídas de uma unidade de processamento servem de entrada para outra unidade de processamento.

MIMD (*Multiple Instruction stream/Multiple Data stream*) - Fluxo múltiplo de instruções, fluxo múltiplo de dados:

A maioria dos sistemas multiprocessadores está incluída nesta categoria. Nesta classe cada processador é controlado por uma unidade de controle, executando instruções independentemente sobre diferentes fluxos de dados. Esta arquitetura apresenta uma grande flexibilidade para desenvolvimento de algoritmos paralelos.

Recentemente, em [32] foi proposta uma classificação de alto nível de arquiteturas de computadores, já que as arquiteturas de Flynn não conseguem acomodar as modalidades de máquinas mais atuais. Esta classificação basicamente preserva os elementos da classificação de Flynn e incorpora arquiteturas mais recentes.

4.4.2 Multiprocessadores

Dentro do conceito de Flynn, os Multiprocessadores encontram-se classificados como sistemas MIMD. Um computador convencional consiste em um processador executando um programa armazenado em uma memória principal. Uma maneira natural de se estender o conceito de um processador simples é ter múltiplos processadores conectados a múltiplos módulos de memória. Os processadores e as memórias estarão de alguma forma organizados e serão coordenados no sentido de se paralelizar as tarefas.

Pode-se classificar três tipos de sistemas multiprocessadores:

Sistemas multiprocessadores com memória compartilhada: caracterizam-se pela existência de uma memória global e única, a qual é utilizada por todos os processadores (fortemente acoplados), de maneira que através do compartilhamento de posições desta memória ocorre a comunicação entre processos. Para evitar que a memória se torne um gargalo, arquiteturas de memória centralizada devem implementar mecanismos de *cache*, além de garantir a coerência dos dados (através de mecanismos de *hardware* e *software*). Apesar das complicações geradas pela necessidade de gerenciamento de memória *cache*, arquiteturas de memória centralizada apresentam grande flexibilidade de programação de maneira que estas arquiteturas tornam-se uma opção interessante para o programador.

Sistemas de multiprocessadores com memória distribuída: cada processador possui sua própria memória local, sendo então fracamente acoplados. Em virtude de não haver compartilhamento de memória, os processos comunicam-se via *troca de mensagens*, que se trata da transferência explícita de dados entre os processadores. Este tipo de organização quando formada por computadores completos interligados entre si via uma rede de alta velocidade é também conhecida como *multicomputador*. A programação

pode ser feita via uma linguagem paralela, ou uma extensão de linguagens sequenciais, mas uma abordagem comum é a utilização de rotinas disponíveis em bibliotecas de troca de mensagens.

Do ponto de vista da programação, o sistema de memória compartilhada é mais atrativo. O sistema de troca de mensagens exige que o programador insira chamadas explícitas de trocas de mensagens dentro do código do programa, o que é uma possível fonte de erros. No entanto, o uso de multiprocessadores de memória distribuída tem um grande apelo, que é poder se criar um sistema com computadores PC's ou Workstations, interligados via rede padrão Ethernet, ou outra tecnologia. Este sistema é facilmente escalável e mais barato em relação às máquinas feitas especialmente para multiprocessamento com memória compartilhada.

Sistemas de Memória Compartilhada Distribuída: Do ponto de vista do programador, o paradigma da memória compartilhada é desejável, e por isso muitos pesquisadores propuseram o conceito de memória compartilhada distribuída, onde cada processador tem acesso a toda a memória usando um único endereçamento de memória. Para o processador acessar um endereço que não está na memória local, troca de mensagens entre os processadores tem que ser feita, mas de uma maneira automatizada, que esconde o fato da memória ser distribuída. Essa idéia é chamada de memória virtual compartilhada e dá a ilusão de se estar trabalhando com memória compartilhada mesmo quando esta é distribuída [33].

4.4.3 Multicomputadores

Um ambiente de computação paralela pode ser montado com a utilização de PC's ou Workstations autônomos interligados via uma conexão rápida de rede, citados na literatura como NOW's (*Network of Workstations*). Nesse contexto surgiu também a plataforma de *Cluster* de computadores.

Um *Cluster* pode ser definido como um conjunto de nós processadores (PC's ou estações) autônomos e que interligados comportam-se como um sistema de imagem única. Os nós de uma rede tendem a ser menos complexos do que os nós de um cluster,

uma vez que em sua maioria correspondem a PC's ou estações monoprocessadas. Os nós de um cluster podem conter dois ou quatro processadores, sendo de igual ou maior complexidade do que máquinas MPP (*Massive Parallel Machines*) se considerarmos a presença de discos e sistemas operacionais completos no primeiro em comparação com a ausência de discos e sistemas operacionais baseados em microkernel no segundo.

As redes de comunicação podem ser baseadas em *switches* de alta velocidade, permitindo a transmissão simultânea de pacotes pertencentes a diferentes pares de comunicação a altas taxas, como o caso da Fast Ethernet e Gigabit Ethernet.

Podemos citar como vantagens da utilização desses tipos de arquiteturas (*NOW's* e *Clusters*):

- A utilização de componentes de fácil disponibilidade, tornando a solução independente de fornecedor permitindo diminuição de custos e facilidade de manutenção.
- Continuidade tecnológica, uma vez que componentes atualizados são facilmente encontrados no mercado.
- Flexibilidade de configuração, permitindo adequar a capacidade do ambiente à aplicação e ao orçamento.
- Escalabilidade, permitindo anexar mais computadores ao sistema quando houver a necessidade de aumento da carga de processamento.
- Alta disponibilidade, uma vez que cada computador é uma unidade independente e, se algum deles falhar não afeta os demais ou a disponibilidade geral do ambiente de computação paralela.

Para a realização da computação paralela sobre sistemas distribuídos são utilizados ambientes de passagem de mensagens (ou interfaces de passagem de mensagens). Esses ambientes têm sido aperfeiçoados nos últimos anos para serem utilizados por uma grande quantidade de equipamentos diferentes, ganhando com isso popularidade e aceitação, visto que proporcionam o desenvolvimento de aplicações paralelas a um custo relativamente baixo em relação às máquinas paralelas.

4.5 Ambientes de Passagem de Mensagens

Um ambiente de passagem de mensagens consiste basicamente em uma biblioteca de comunicação que, atuando como uma extensão das linguagens sequenciais (como C e Fortran), permite a elaboração de aplicações paralelas.

Os ambientes de passagem de mensagens não foram desenvolvidos especificamente com o intuito de utilizar os sistemas distribuídos para o desenvolvimento de aplicações paralelas. Eles foram desenvolvidos inicialmente para máquinas com processamento maciçamente paralelo (MPP) onde, devido à ausência de um padrão, cada fabricante desenvolveu seu próprio ambiente, sem se preocupar com portabilidade. Com o passar dos anos, muita experiência foi adquirida, pois os diferentes projetos de interfaces de passagem de mensagens enfatizavam aspectos diferentes para o seu sistema. Exemplos desses sistemas são *nCUBE PSE*, *IBM EUI*, *Meiko CS System* e *Thinking Machines CMMD*.

Com o objetivo de acabar com o problema de portabilidade, vários grupos de pesquisa desenvolveram ambientes de passagem de mensagens com plataforma portátil. A idéia é definir um conjunto de funções independentes da máquina que está sendo utilizada e implementá-las em várias plataformas de hardware.

As aplicações puderam, com isso, ganhar a portabilidade perdida e serem executadas em todos os equipamentos para os quais o ambiente foi desenvolvido. Recentemente os ambientes portáteis também têm sido desenvolvidos para sistemas heterogêneos, onde dois ou mais tipos de computadores diferentes cooperam para resolver um problema. Exemplos de plataformas portáteis para equipamentos heterogêneos são: P4, PARMACS, Express, PVM, MPI, entre outros.

4.5.1 O padrão MPI

O MPI – *Message Passing Interface*, é um padrão de troca de mensagens portátil que facilita o desenvolvimento de aplicações paralelas. O padrão define as sintaxes e semânticas núcleo de rotinas de bibliotecas úteis para programas de troca de mensagens em Fortran ou C. Existem implementações de domínio público e comerciais. Estas podem

rodar tanto em máquinas massivamente paralelas, como em redes de estação de trabalho. O padrão MPI é o esforço de décadas de pesquisa em computação paralela e foi desenvolvido pelo MPI Forum [34] após cerca de um ano de intensos encontros envolvendo pesquisadores de universidades, laboratórios governamentais, indústria e vendedores de computadores paralelos. O esforço culminou na publicação da especificação do MPI [35].

O MPICH [36] e o LAM-MPI [37], são algumas das implementações de distribuição gratuita do MPI.

O MPI é utilizado para especificar a comunicação entre um conjunto de processadores formando um programa concorrente. O MPI permite que o programa faça comunicação ponto a ponto, ou seja, comunicação entre um par de processadores por vez, ou comunicação coletiva, onde todos os processadores participam da troca de mensagens, entre outras funcionalidades. Há cerca de 130 funções implementadas no MPI, porém é possível fazer um programa utilizando cerca de 6 funções básicas [38].

4.6 Medidas de Desempenho do Processamento Paralelo

O ganho obtido para uma aplicação de processamento paralelo é medido em termos do ganho de velocidade (*speedup*) e da eficiência da implementação paralela comparada com o código seqüencial.

Speedup

O *Speedup* (Sp) é definido como a razão entre o melhor tempo de execução do algoritmo seqüencial pelo tempo de execução em p processadores, sendo expressa pela equação 4.1:

$$Sp = \frac{t_1}{t_p} \quad (4.1)$$

Onde:

t_1 tempo de execução utilizando um processador (tempo seqüencial)

t_p tempo de execução do algoritmo paralelo utilizando p processadores.

Eficiência

A eficiência (E) do processo de paralelização é definida como a razão entre o ganho (*speedup*) encontrado e o número de processadores utilizados para determinar essa medida, sendo a expressão dada por 4.2:

$$E = \frac{Sp}{p} \quad (4.2)$$

Onde Sp é o speedup atingido com p processadores.

4.7 Lei de Amdahl

A lei de Amdahl determina o potencial de aumento de velocidade a partir da percentagem paralelizável de um programa. Uma estimativa do ganho a ser obtido com o algoritmo paralelo pode ser dada a partir da lei de Amdahl [33]:

$$G = \frac{t}{t_s + \frac{t_p}{n}} \quad (4.3)$$

Onde

- t tempo de execução seqüencial do algoritmo
- t_s tempo de execução da porção não paralelizável do algoritmo
- t_p tempo de execução da porção paralelizável do programa
- n número de processadores

A expressão 4.3 pode ser reescrita em termos das frações paralelizáveis e não paralelizáveis do algoritmo seqüencial da seguinte forma:

$$G = \frac{1}{f_s + \frac{f_p}{n}} \quad (4.4)$$

Onde

f_s fração não paralelizável do código

f_p fração paralelizável do código

Quando n cresce, o limite superior de G é dado por $1/f_s$, ou seja, o máximo ganho do algoritmo paralelizável estará limitado pela fração não paralelizável do algoritmo.

5 Paralelização do FPORS Baseado em Processamento Distribuído

5.1 Introdução

Um requisito chave de qualquer sociedade moderna é a operação econômica e segura do seu sistema de energia elétrica. A utilização de Fluxo de Potência Ótimo na análise de segurança de sistemas elétricos se encaixa dentro deste contexto, provendo ao operador do sistema elétrico, aconselhamento e apoio à decisão na operação, considerando objetivos operacionais e econômicos. A partir dos resultados da análise de segurança utilizando fluxo de potência ótimo, o operador pode tomar medidas de controle preventivas, evitando que o mesmo venha a operar em condições severas na ocorrência de uma contingência.

No entanto, o fluxo de potência ótimo com restrições de segurança é um problema matemático de grande porte. Aplicado a uma rede elétrica de grande dimensão com uma lista de contingências grande, esta ferramenta pode requerer um tempo de execução incompatível com a realidade da operação em tempo real.

A abordagem utilizada nesse trabalho para diminuir o tempo de processamento do programa de análise de contingências baseado em fluxo de potência ótimo com restrições de segurança é explorar o paralelismo natural do algoritmo utilizado, resolvendo o problema com a ajuda de técnicas de computação paralela e distribuída.

Nos últimos anos, o barateamento do custo de um ambiente de processamento paralelo viabilizou a utilização dos mesmos em aplicações como as de sistemas de potência e sua utilização em centros de controles. As soluções anteriormente existentes eram baseadas em arquiteturas de computadores de alto custo financeiro. Fora as questões econômicas, essas arquiteturas traziam também um elemento de incerteza por causa da utilização de tecnologia de computadores não convencionais. Redes de computadores pessoais (PC's) ou workstations, por outro lado, são normalmente encontradas em centros de controle de energia elétrica [39].

A abordagem utilizada nesse trabalho é o desenvolvimento de um programa paralelo baseado no código de um programa de fluxo de potência ótimo já existente, o FLUPOT,

desenvolvido pelo CEPEL e já há alguns anos utilizado e consolidado em estudos de análise de redes no setor elétrico brasileiro.

Nesse capítulo, serão apresentadas as características do programa base utilizado para a análise de segurança neste trabalho. Será apresentado também como é explorada a paralelização do programa e a abordagem utilizada para a implementação do programa paralelo.

5.2 Programa Sequencial: características e algoritmo

Nesta seção serão apresentadas as características do programa de fluxo de potência ótimo utilizado como base na metodologia paralela desenvolvida, o FLUPOT, assim como o algoritmo de solução sequencial do programa.

5.2.1 Características do programa

O programa FLUPOT tem por objetivo calcular um estado de uma rede elétrica em regime permanente que otimiza uma função objetivo no caso base e satisfaz uma série de restrições físicas e operacionais tanto no caso base como para as contingências. Neste aspecto ele é um programa de Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de Segurança.

O programa foi codificado em FORTRAN ANSI 77 tornando possível sua instalação em estações de trabalho ou PC's com sistema operacional UNIX ou WINDOWS .

Para execução do programa devem ser especificados, além dos dados da rede elétrica, a função objetivo, a relação de controles disponíveis, a lista de contingências e as restrições a serem consideradas na otimização.

Função Objetivo

Estão disponíveis várias opções de função objetivo e estas podem ser utilizadas simultaneamente. Algumas das funções relevantes relacionadas à análise de segurança e implementadas no FLUPOT são:

- Custo de Geração de Potência Ativa;
- Desvio de Potência Ativa;

- Perdas;
- Custo de Corte de Carga;
- Desvio de Intercâmbio;
- Número de Controles Alterados;
- Controle de Tensão;
- Custo de Geração de Potência Reativa;
- Custo de Injeção de Potência Reativa.

Controles

Os controles que podem ser alterados durante a otimização são escolhidos de acordo com o tipo de estudo que se deseja fazer. Deve ser especificado o tipo do controle e quais equipamentos vão poder ter seus controles alterados. Os controles que podem ser alterados durante a solução são:

- Geração de potência ativa;
- Tensão em barra PV;
- Geração de potência reativa;
- Taps de LTCs;
- Ângulo de defasamento de transformadores defasadores;
- Susceptância shunt de capacitor/indutor;
- Reatância de capacitor série;
- Ângulo de conversor;
- Potência ou corrente do elo CC;
- Tensão na barra de referência do elo CC;
- Compensador estático de reativos.

Restrições

São especificadas restrições de caráter físico ou operacional que devem ser respeitadas pela solução ótima. As restrições que podem ser consideradas na otimização são:

- Limites de geração de potência ativa;
- Limites de geração de potência reativa;

- Limites de taps de LTCs;
- Limites de ângulo de defasamento;
- Limites de tensão;
- Limites de susceptância shunt capacitor/reator;
- Limites de reatância de capacitor série;
- Limites de carregamento em circuitos;
- Limites de fator de potência;
- Restrições especiais (restrições no somatório de fluxos de potência ativa em um conjunto de circuitos fornecido).

Contingências

Os seguintes tipos de contingências podem ser consideradas na análise de segurança, baseada em FPORS, utilizando o FLUPOT:

- Perda de barras;
- Perdas de circuitos;
- Perda de reatores ou capacitores shunt;
- Perda de cargas;
- Perda de geração;
- Perda de compensador estático de reativos.

Entrada e saída de dados

No FLUPOT tem-se 2 arquivos de entrada de dados e 4 arquivos de saída de dados e relatórios. A descrição detalhada desses arquivos encontra-se no Apêndice A, mas, basicamente, a entrada de dados é feita com um arquivo contendo os dados da rede elétrica e por um arquivo contendo informações sobre o processo de otimização: função objetivo, restrições, controles, lista de contingências, tolerâncias de convergência, etc.. Os arquivos de saída geram relatórios da rede após a otimização e relatórios sobre o processo de convergência do Método de Pontos Interiores e da Decomposição de Benders.

Áreas de Interesse, Monitoração e Controle

Uma característica do FLUPOT é permitir que o usuário otimize somente parte da rede que foi fornecida nos dados de entrada. Dividindo-se a rede por áreas, pode-se dizer qual área, ou quais áreas entrarão no processo de otimização, chamadas de áreas de interesse. Se nenhuma área é especificada o programa considera a otimização em toda rede elétrica. A convenção adotada no FLUPOT para as variáveis não pertencentes às áreas de interesse é:

- Tensão em barra PV: fixada no valor fornecido nos dados da rede elétrica;
- Tensão em barra PQ: liberada (limite máximo/mínimo iguais a 150% / 50%);
- Geração Reativa em barra PV: liberada (limite máximo/mínimo iguais a $\pm \infty$);
- Restante dos controles: fixados nos valores fornecidos nos dados da rede elétrica.

As restrições de limites de carregamento e de fator de potência também não são consideradas fora das áreas de interesse.

Um refinamento do conceito acima é a consideração de regiões de monitoração e controle. A região de monitoração é constituída pelas áreas onde serão observadas as faixas de tensão nas barras, limites de carregamento nos circuitos e restrições de fator de potência. A região de controle é constituída pelo conjunto de áreas onde os controles poderão ser otimizados. Nesta região, são observados os limites de operação dos controles, como faixas de atuação dos taps de transformadores, faixas de tensão e limites de reativo das barras PV e outros limites operativos.

Fora da região de controle, as tensões nas barras PV são fixadas no valor proveniente dos dados da rede elétrica e os limites de geração de reativo nestas barras não são observados. É assumido que a região de monitoração é um subconjunto da região de controle, conforme mostrado na Figura 5.1

Quando a região de monitoração coincide com a região de controle, ambas podem ser especificadas como áreas de interesse. Se os dados relativos à região de monitoração não forem especificados, é assumido que toda a rede será monitorada. Se os dados relativos à região de controle não forem especificados, é assumido que todos os controles da rede serão otimizados [40].

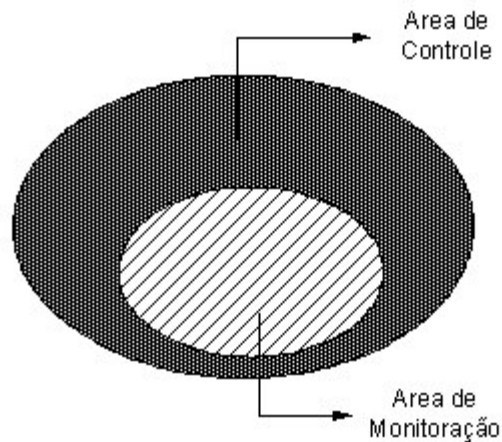


Figura 5.1 - Áreas de Interesse, Monitoração e Controle

5.2.2 Algoritmo de Solução Seqüencial

Para considerar as várias configurações da rede (caso base e contingências), é usado, no FLUPOT, um esquema hierárquico em dois níveis onde o problema original é decomposto em dois subproblemas, a saber:

- *subproblema de operação de caso base*: onde é otimizada a função objetivo e considerado as restrições operativas do caso base;
- *subproblema de operação para contingências*: onde, a partir do ponto de operação fornecido pelo caso base se busca viabilizar a operação nas contingências.

O esquema de solução adotado para a resolução do problema de fluxo de potência ótimo com restrição de segurança é ilustrado na Figura 5.2. Nesta figura, pode-se observar o fluxo de informações existente entre o *subproblema de operação de caso base* e os *subproblemas de operação de contingência*: o subproblema de operação de caso base envia às configurações de contingência uma proposta de ponto de operação e recebe informações a respeito da operação das contingências (estas informações indicam o grau de inviabilidade da operação de cada contingência). O processo iterativo termina quando o ponto de operação do subproblema de operação de caso base permite a operação viável de todos os subproblemas de contingências.

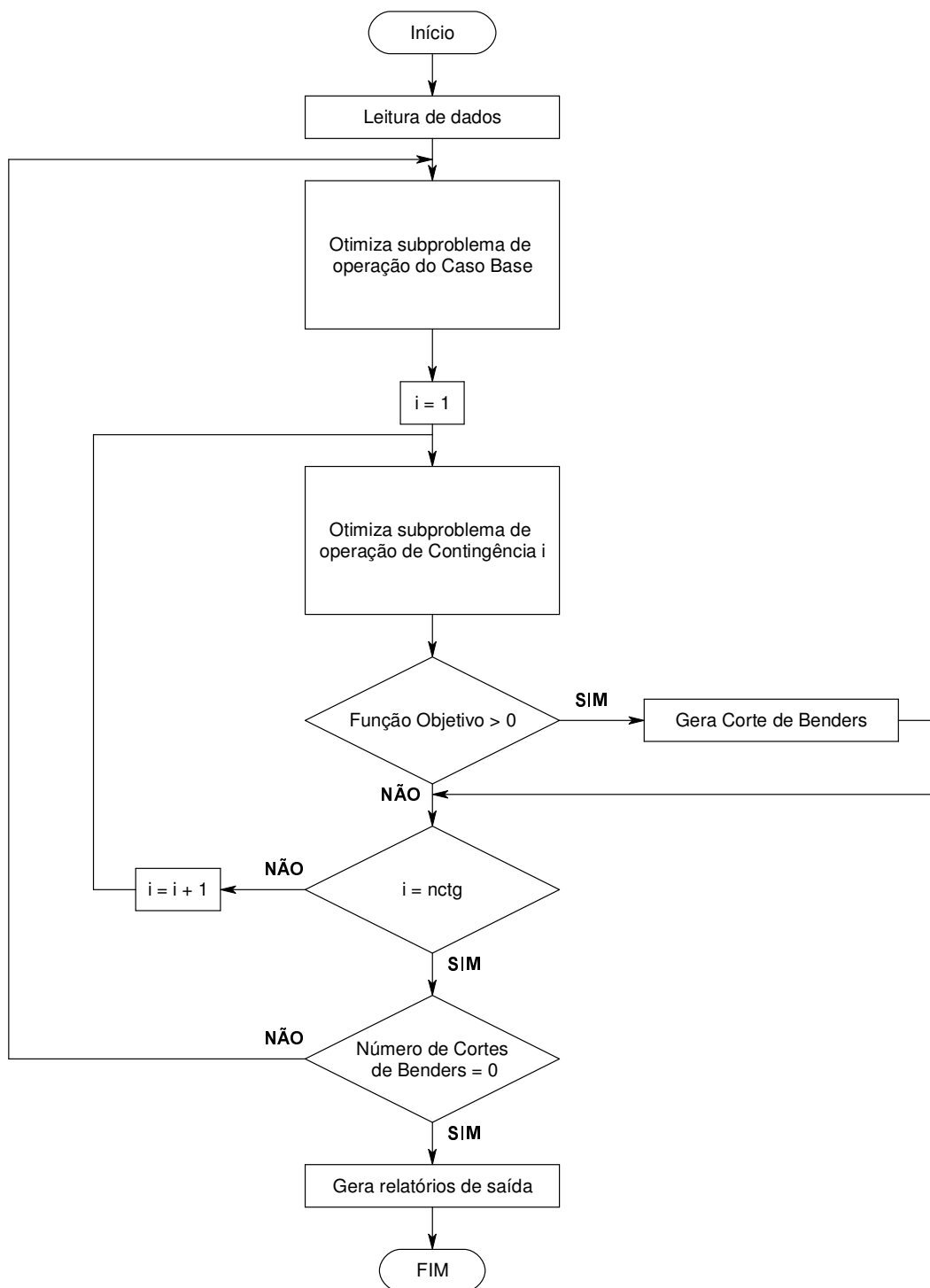


Figura 5.2 - Algoritmo Básico Seqüencial

Uma das principais vantagens desta abordagem (implementada através da Decomposição de Benders apresentada na seção 3.5.2) é viabilizar a obtenção de uma solução global, isto é, de um ponto de operação que otimiza a função objetivo e implica na viabilidade de todos os subproblemas de operação (em estado normal e contingências).

Os subproblemas de operação nas contingências correspondem a problemas de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) convencionais e podem representar diversas configurações da rede (situações de contingências). Já o subproblema de operação de caso base é formulado como um FPO acrescido de restrições relativas à operação das contingências (Cortes de Benders).

Os problemas de FPO relativos aos subproblemas do caso base e das contingências são resolvidos através do método de pontos interiores, descrito na seção 3.4.3.

No subproblema de operação do caso base, a função objetivo, os controles e as restrições a serem considerados no processo de otimização são ditados pelo usuário, via arquivo de entrada de dados.

No subproblema de operação de contingências, a função objetivo utilizada, inerente ao processo de solução do FPORS, é a mínima alocação de reativos. Os controles que podem ser alterados durante o processo de otimização vão depender do que foi informado no arquivo de entrada. O programa permite que se escolha quais controles poderão ser modificados durante o processo de otimização do subproblema de operação de contingências. Se nenhum controle pode ser modificado durante a otimização do subproblema de operação de contingências, trata-se do modo de segurança preventiva. Se algum controle pode ser modificado, trata-se do modo de operação corretiva.

Se ao final da otimização de cada um dos N subproblemas de operação de contingências, o valor da função objetivo for maior do que zero, significa que para atender às restrições operativas da rede foi necessário alocar reativos no sistema, ou seja, o subproblema de contingências é inviável para o ponto de operação encontrado no caso-base. Caso a contingência viesse a ocorrer, o sistema passaria a operar com violações operativas. Associado à solução do subproblema de contingência existe um conjunto de multiplicadores de Lagrange que refletem a sensibilidade da inviabilidade causada por mudanças incrementais no ponto de operação do caso base. Esses multiplicadores são

usados para formar uma restrição linear, conhecida como corte de Benders, e são introduzidos na solução seguinte do subproblema de operação do caso base.

O algoritmo de solução do programa seqüencial pode ser resumido em:

Passo 1: Leitura dos dados de entrada.

Passo 2: Otimização do subproblema de operação do caso base.

Passo 3: Otimização dos N subproblemas de operação de contingências.

Passo 4: Verificação se algum dos N subproblemas de operação de contingências é inviável. Caso positivo, volta ao passo 2.

Passo 5: Geração de relatórios de saída.

5.3 Estratégia de Paralelização

5.3.1 Decomposição do algoritmo seqüencial

Para reduzir o tempo de processamento computacional, é explorado o paralelismo natural do problema de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança. Uma vez que os N subproblemas de operação de contingências só dependem do ponto inicial calculado no caso base, estes podem ser resolvidos separadamente por dois ou mais processadores. O algoritmo seqüencial pode ser decomposto em tarefas da seguinte forma:

T_1^s – Leitura de dados;

T_2^s – Solução do problema de operação do caso base;

T_3^s – Solução dos n subproblemas de operação de contingências;

T_4^s – Geração de relatórios de saída;

A tarefa T_3^s é a única parte a ser paralelizada na implementação distribuída. T_1^s , T_2^s e T_4^s são tarefas seqüenciais.

5.3.2 Distribuição de tarefas entre processadores

A estratégia de paralelização desenvolvida neste trabalho é baseada na topologia mestre-escravos de processamento distribuído. Quando o processamento paralelo inicia, cada processador recebe um número de identificação. O processador de número de identificação igual à zero tem as funções de mestre associadas a ele. Os processadores com número de identificação 1, 2, 3, sucessivamente até o número total de processadores menos um, são chamados de processadores escravos. O ambiente em que se escreve o código paralelo, neste caso o MPI, provê uma maneira de informar ao programador qual o número de identificação de cada processador.

No modelo paralelo, o acesso a uma contingência deve ser exclusivo. Não se pode aceitar que mais de um processador resolva a mesma contingência, pois causaria degradação no desempenho do algoritmo. Uma estratégia que preserva, de maneira eficiente, a característica de acesso exclusivo pode ser obtida utilizando o número de identificação do processador para alocação dos casos de contingências a ser resolvido neste processador. A função *MPI_Comm_Rank* retorna ao programa o número de identificação do processador e armazena em uma variável aqui representada por *myid*. A identificação é feita da seguinte maneira:

myid = 0 para o processador mestre;

myid = 1 para o processador escravo 1;

myid = 2 para o processador escravo 2;

e assim sucessivamente até:

myid = *nprocs* - 1

onde *nprocs* representa o número total de processadores (escravos e mestre).

Dessa forma, a lista de contingências é dividida de acordo com o valor de *myid*, onde o processador *myid* (*myid* = 0, 1, 2, ..., *nprocs*-1) vai resolver as contingências:

myid + 1

myid + 1 + *nprocs*

myid + 1 + 2.*nprocs*

$$myid + 1 + 3.nprocs$$

sucessivamente até atingir o final da lista. Na Figura 5.3, mostra-se um exemplo para 10 contingências que serão distribuídas entre 3 processadores (1 mestre e 2 escravos).

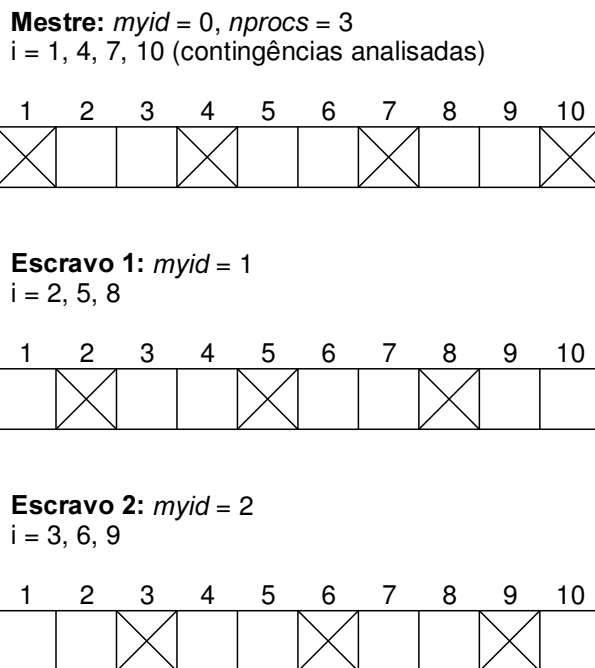


Figura 5.3 - Distribuição de Contingências Entre um Mestre e Dois Escravos

A alocação de tarefas descrita acima leva a que cada processador seja proprietário de um segmento da lista de casos de contingências. Esta estratégia garante que não sejam realizadas tarefas duplicadas, obtendo-se um bom balanceamento de carga entre processadores. Cabe ressaltar, que o processador mestre também participa da análise das contingências, garantindo uma eficiência melhor para o processo, uma vez que o processador não fica ocioso enquanto os escravos trabalham.

Dependendo do número de contingências da lista e do número de processadores participando do processo de solução, pode ser que alguns processadores demorem um pouco mais para resolver suas listas do que outros, como no caso quando o número total de contingências não for divisível pelo número total de processadores. O tempo de processamento de cada contingência da lista também pode variar, uma vez que o número

de iterações para convergir um subproblema de operação de contingências varia de caso para caso, influenciando no tempo total de solução da lista em cada processador. No entanto, nesta forma de distribuição de contingências adotada neste trabalho, cada processador, ao terminar a análise de contingências, inicia imediatamente a análise de outra, sem necessitar a intervenção de um processo de controle. Dessa forma, a carga atribuída a cada processador, para grandes listas de contingências, é, em média, aproximadamente a mesma, garantindo um balanceamento de carga quase ótimo.

5.3.3 Algoritmo básico paralelo

O algoritmo de solução do programa paralelo é separado em tarefas realizadas pelo processador mestre e pelos processadores escravos. Como visto em seção anterior, a decomposição do algoritmo sequencial em tarefas identificou a tarefa T_3^s , solução dos N subproblemas de contingências, como a única tarefa a ser paralelizada. No entanto, não significa que as tarefas T_1^s , T_2^s e T_4^s sejam processadas pelo processador mestre e a tarefa T_3^s seja distribuída entre os escravos. Por questões de eficiência as tarefas são realizadas pelos processadores mestre e escravo concorrentemente.

O algoritmo paralelo desenvolvido é dividido em cinco tarefas, a saber:

T_1^p – Leitura de dados: Todos os processadores, mestre e escravos, executam essa tarefa simultaneamente. Os arquivos de entrada de dados podem ser acessados por todos os computadores que fazem parte da rede via *Network File System* – NFS, o que garante que o mesmo dado é lido por todos os computadores.

T_2^p – Solução do subproblema de operação do caso base: Todos os processadores, mestre e escravos, executam essa tarefa simultaneamente.

As tarefas T_1^p e T_2^p poderiam ser realizadas somente pelo processador mestre. No entanto, ao final da tarefa T_2^p , uma grande quantidade de informação teria que ser enviada do processador mestre para os processadores escravos, diminuindo a eficiência

do programa paralelo. Além disso, os processadores escravos ficariam de qualquer forma ociosos esperando o término das tarefas T_1^p e T_2^p .

T_3^p – Solução do N subproblemas de contingência: Todos os processadores, mestre e escravos, executam essa tarefa. A tarefa T_3^p é distribuída entre os processadores como descrito na seção anterior.

T_4^p – Reconstrução da estrutura de dados relativa aos cortes de Benders: executada somente no processador mestre. Essa tarefa é executada assim que todos os processadores terminam de solucionar suas respectivas listas de contingências para uma iteração base-contingências. Após a análise de suas listas, cada processador tem sua própria estrutura de dados relativa aos cortes de Benders preenchida e essas informações devem ser todas enviadas ao processador mestre, onde estas serão agrupadas e reorganizadas e depois reenviadas para todos os processadores novamente. Nessa tarefa do processamento paralelo, há um ponto de sincronização entre todos os processadores.

T_5^p – Geração de relatórios de saída: executada somente pelo processador mestre.

O algoritmo de solução do programa paralelo pode ser resumido em:

Passo 1: Leitura dos dados de entrada.

Passo 2: Otimização do subproblema de operação do caso base.

Passo 3: Otimização dos N subproblemas de operação de contingências.

Passo 4: Processador **Mestre** coleta de todos os processadores a estrutura de dados relativa aos Cortes de Benders (Ponto de Sincronismo).

Passo 5: Processador **Mestre** agrupa e reorganiza a estrutura de dados.

Passo 6: Processador **Mestre** envia estrutura de dados completa dos Cortes de Benders a todos os processadores (Ponto de Sincronismo).

Passo 7: Verificação se algum dos N subproblemas operação de contingências é inviável. Caso positivo, volta ao passo 2.

Passo 8: Processador **Mestre** gera relatórios de saída.

O algoritmo paralelo de solução do problema pode ser visualizado na Figura 5.4.

O ponto de sincronização do processo, associado à coleta dos corte de Benders gerados concorrentemente e à distribuição da estrutura completa atualizada com todos os cortes, é o único ponto de comunicação do algoritmo, por essa razão, é de se esperar uma alta eficiência do processamento paralelo. No entanto, a eficiência dependerá da rede de comunicação utilizada, tanto mais quanto mais iterações base-contingências forem necessárias para a convergência do processo, pois mais pontos de sincronização ocorrerão.

É utilizado como ambiente de troca de mensagens o MPI, apresentado na seção 4.5.1, que provê uma série de funções predefinidas de comunicação entre processos.

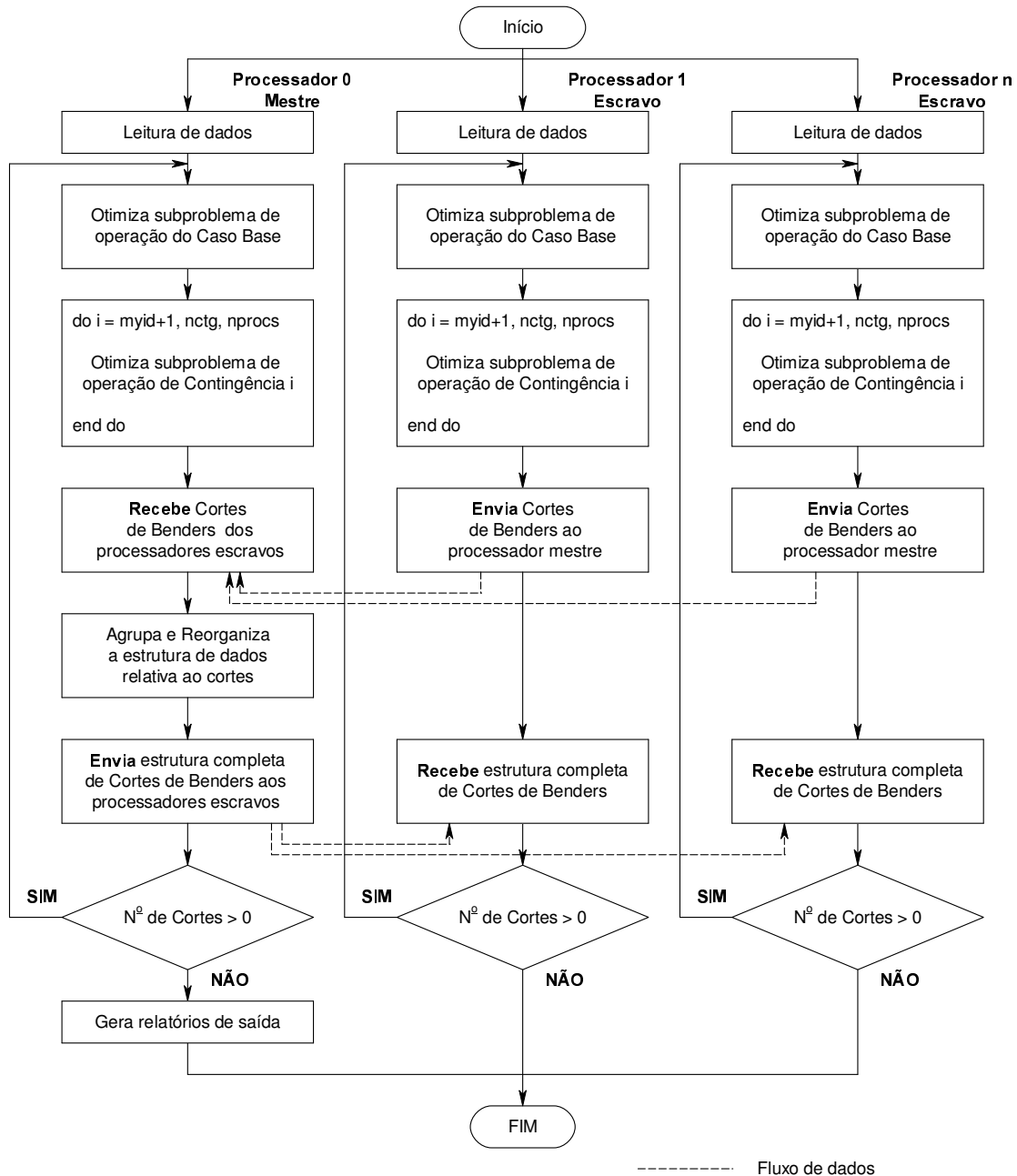


Figura 5.4 - Algoritmo Paralelo Desenvolvido

5.4 Considerações Finais

Nesse capítulo, foi apresentada uma abordagem para a construção de uma ferramenta de Análise de Segurança em tempo real baseada em Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança. A viabilização da utilização da mesma em centros de controle é

obtida via uma implementação paralela do FPROS. Na estratégia de paralelização adotada, levou-se em consideração o uso de ambientes distribuídos (redes de PC's ou estações de trabalho), devido ao baixo custo, escalabilidade e portabilidade associados a esse ambiente. Foi explorada a utilização do padrão MPI como sistema de troca de mensagens entre os processadores.

Em centros de controle, há uma alta requisição para que uma ferramenta, como a do tipo de análise de segurança, esteja sempre disponível. Esquemas de tolerância à falhas podem ser implementadas utilizando-se MPI, desde que seja utilizado o padrão MPI-2 [35]. No entanto, não foi explorado neste trabalho esquemas de tolerância à falhas. Em [41] são sugeridos alguns esquemas de tolerância à falhas.

Testes e resultados da implementação dessa abordagem são apresentados no capítulo 7, utilizando-se uma plataforma de cluster de computadores para os testes de validação e levantamento do desempenho paralelo.

A abordagem apresentada mostra-se como uma ferramenta autônoma, pronta a ser utilizada em centros de controle de energia elétrica, desde que sejam fornecidos periodicamente os arquivos de entrada com dados da rede elétrica em tempo real.

No entanto, a integração do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança diretamente em um sistema de gerenciamento de energia, acrescenta à ferramenta todo o suporte computacional oferecido por este tipo de sistema. Além disso, neste caso, os computadores que já estão instalados no centro de controle para as funções de SCADA e EMS podem ser utilizados na solução concorrente do FPORS, sem que sejam necessários novos investimentos em hardware.

Essa abordagem será apresentada no capítulo seguinte.

6 Integração do FPORS ao Ambiente Distribuído do SAGE

6.1 Introdução

Neste capítulo, será apresentada a abordagem utilizada para a integração da ferramenta de análise de segurança estática em tempo real baseada em Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança no sistema de gerenciamento de energia desenvolvido pelo CEPEL, o SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia.

6.2 Sistemas de Gerenciamento de Energia

Nos centros de controle de energia elétrica, a operação do sistema elétrico em tempo real é auxiliada por todo um sistema complexo de hardware e software que permite aos operadores conhecer o estado do sistema elétrico e atuar sobre ele. O monitoramento do sistema elétrico é feito através de sistemas supervisório, os sistemas SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition.

Do sistema de medição no campo é possível enviar dados de grandezas elétricas em tempo real para os centros de controle, tais como: tensão em barramentos; fluxo de potência ativa e reativa em linhas e transformadores; posição de tap de transformador; geração ativa, geração reativa e frequência nas máquinas do sistema. Também é possível enviar dados lógicos como o estados de chaves, disjuntores e relés de proteção, bem como outras grandezas normalmente monitoradas pelas equipes de operação em tempo real, como temperatura em óleos de transformadores e enrolamentos de máquinas, estados do sistema de comunicação, entre outras.

A medição feita em campo é concentrada em Unidades Terminais Remotas, UTRs, de onde os dados serão enviados aos centros de controle através de algum sistema de comunicação (linhas telefônicas, fibra ótica, ondas de rádio, satélites, etc.). Dependendo do fabricante da UTR, diferentes tipos de protocolos de comunicação podem ser utilizados. O sistema SCADA é responsável por implementar estes protocolos, um ou

mais, disponibilizando os dados para os aplicativos via base de dados de tempo real e tratando estes dados de forma adequada.

Os dados vindos do sistema de telemedição são então apresentados aos operadores em telas de computadores em desenhos unifilares das subestações, gráficos ou tabulares. O sistema SCADA também permite que o operador atue no sistema através de telecomandos, abrindo ou fechando chaves e disjuntores, alterando posição de tap de transformador, *setpoints* de geração, etc. O mesmo sistema de comunicação que provê a aquisição de dados no campo também provê o tráfego de um sinal de controle gerado pelo SCADA a pedido do operador.

O sistema SCADA também é responsável por gerar alarmes para o operador de acordo com os eventos ocorridos no sistema elétricos. Cada mudança de estado de chave ou disjuntor é incluída em uma lista de alarmes, assim como mudança de posição de tap de transformador ou qualquer outro controle, violação de limites operativos e atuação de relés de proteção. O operador deve poder tomar conhecimento de eventuais mudanças no estado do sistema seja por uma condição da evolução dinâmica do sistema, seja por eventuais ações tomadas por outros operadores. Os alarmes podem gerar sinais sonoros ou algum outro tipo de sinalização como mudança de cores nos objetos gráficos disponibilizados pela interface gráfica.

Os Sistemas de Gerenciamento de Energia – EMS, *Energy Management System*, por sua vez, provêm uma série de ferramentas no sentido de se melhorar a qualidade do serviço na operação do sistema como funções de análise de redes, armazenamento de dados em base de dados histórica e tratamento inteligente de alarmes.

As funções de análise de redes, apresentadas na seção 2.3, vão permitir ao operador obter uma informação mais precisa sobre o estado atual de operação do sistema elétrico e possíveis ações de controle a serem tomadas para manter o sistema operando sem violações de restrições operativas.

O armazenamento de dados em Banco de Dados Histórico permite a análise de dados passados, não só para a equipe de operação em tempo real, mas para outros órgãos da empresa. Os dados podem ser explorados para diversos fins, como gerar relatórios de operação, estatísticas de número de operações em equipamentos, relatórios de violações de tensão ou carregamento e gráficos de evolução da carga ao longo do dia.

Nos EMS, um sistema inteligente de tratamento de alarmes garante ao operador auxílio no diagnóstico de ocorrências do sistema. O sistema inteligente vai tratar tanto os alarmes gerados pelo SCADA quanto os alarmes gerados pelas funções de análise de redes.

É importante ressaltar que os sistemas SCADA/EMS oferecem funções que necessitam alta disponibilidade. Não é aceitável em um centro de controle que o operador fique sem informação sobre o que está acontecendo no sistema ou fique sem poder atuar sobre ele. Muitas subestações são completamente desassistidas, não tendo nenhum operador no local. Por isso, os sistemas SCADA/EMS têm todo um suporte computacional para funcionar mesmo quando há falhas em equipamentos [42]. O requisito mínimo de indisponibilidade é de 99,98%, o que equivale a aproximadamente 3 horas por ano.

6.3 Características sistema SAGE

O SAGE, Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, é um sistema SCADA/EMS desenvolvido pelo CEPEL que tem por objetivo executar as funções de gerenciamento de energia em sistemas elétricos de potência. De uma forma geral, para executar as atividades de Supervisão, Controle e Gestão de Energia, as empresas de energia elétrica apresentam uma estrutura funcional organizada em níveis hierárquicos. Visando atender em todos os seus requisitos às funcionalidades presentes nestes níveis, o SAGE foi concebido para diversas aplicações no processo de automação das empresas: aplicações locais em usinas e subestações, suportadas por arquiteturas de baixo custo (PC), ou aplicações nos níveis hierárquicos superiores, tais como Centros de Operação de Sistemas (COS), suportadas por redes locais, possivelmente, heterogêneas compostas por hardware de maior poder computacional, como servidores (RISC), estações de trabalho e PCs [42]. O SAGE foi concebido com a adesão integral ao conceito de sistemas abertos. Foram exploradas todas as propriedades dos sistemas abertos, tais como:

- Portabilidade;
- Interconectividade;
- Expansibilidade;
- Modularidade;

- Escalabilidade.

O sistema é baseado em uma arquitetura distribuída e redundante. Vários computadores podem ser conectados através de uma rede local, garantindo a expansibilidade dos recursos computacionais. A configuração física da rede é transparente, permitindo a utilização de diversas tecnologias de rede, como Ethernet, FDDI/CDDI, ATM, etc.

O ambiente distribuído pode ser composto por uma ampla variedade de equipamentos, desde microcomputadores tipo PC, até computadores de grande porte, passando por workstations e servidores RISC, que podem ser, inclusive, de diferentes fabricantes. A utilização de configurações redundantes e um software de controle sofisticado garantem alta confiabilidade e disponibilidade.

O SAGE foi estruturado para viabilizar a fácil integração de módulos adicionais diretamente à base de dados de tempo real. A base de dados de tempo real é implementada segundo o conceito de memória compartilhada distribuída (ver seção 4.4.2) o que o habilita como uma potencial plataforma para aplicações paralelas.

Para a implementação de aplicativos que necessitem acesso à base de dados de tempo real, é disponibilizada uma API (*Application Program Interface*). Esta API provê os meios de acesso à base de dados de tempo real, bem como rotinas de interface com o subsistema de comunicação e dados e com o sistema de alarmes do SAGE.

Todos os programas que fazem parte das funções de análise de redes são integrados à base de dados de tempo real via esta API.

6.3.1 Funções de Análise de Redes no SAGE

As funções de Análise de Redes têm por objetivo monitorar a operação corrente do sistema elétrico, fornecendo ao operador uma estimativa confiável do estado do sistema, informando quando da ocorrência de condições operativas não desejáveis e produzindo estratégias de controle que permitam alterar o ponto de operação para uma condição operativa normal.

Além disso, devem possibilitar aos engenheiros de operação a realização de estudos relativos a condições de pós-operação e a análise detalhada da condição operativa corrente, possibilitando a simulação de manobras na rede, além de permitir às equipes de programação e supervisão o estabelecimento e a revisão do Programa de Operação do Sistema Elétrico.

As funções de Análise de Redes do SAGE se dividem em *Modo Tempo-Real* e *Modo Estudo*. No Modo Tempo-Real, as funções processam dados provenientes do sistema supervisorio, e são executadas de forma periódica, automática (após a ocorrência de um evento) ou sob requisição do operador. Estas atividades estão relacionadas com a determinação e monitoração da condição operativa corrente do sistema elétrico.

No modo Tempo-Real, o SAGE tem hoje contemplada as seguintes funções:

- Configuração da Rede Elétrica;
- Estimação de Estado;
- Análise de Contingências;
- Controle de Emergência.

As funções do Modo Tempo-Real estão integradas à base de dados de tempo real do SAGE.

No Modo Estudo, as atividades são executadas a pedido do operador e consistem da simulação ou análise de uma condição operativa passada (estudos de pós-operação), corrente (proveniente do Modo Tempo-Real) ou futura (estudos de simulação e análise de condições operativas postuladas).

A exportação de dados a partir do ambiente de tempo-real (caso de fluxo de potência) é realizada a pedido do operador ou de forma automática em horários pré-definidos.

Os programas do ambiente de estudo são integrados a uma base de dados. Esta base de dados é independente da base de dados de tempo-real, embora mantenha com esta estrita coerência em relação aos dados.

Os programas que compõem o ambiente de estudo são os seguintes:

- Fluxo de Potência Convencional;
- Análise de Contingências;

- Análise de Sensibilidade de Tensão;
- Equivalente de Redes;
- Fluxo de Potência Ótimo;
- Análise de Curto Circuito;

A Figura 6.1 mostra uma organização moderna para as funções de Análise de Redes no ambiente tempo-real, onde se pode ver o relacionamento entre as funções básicas que são descritas a seguir [43].

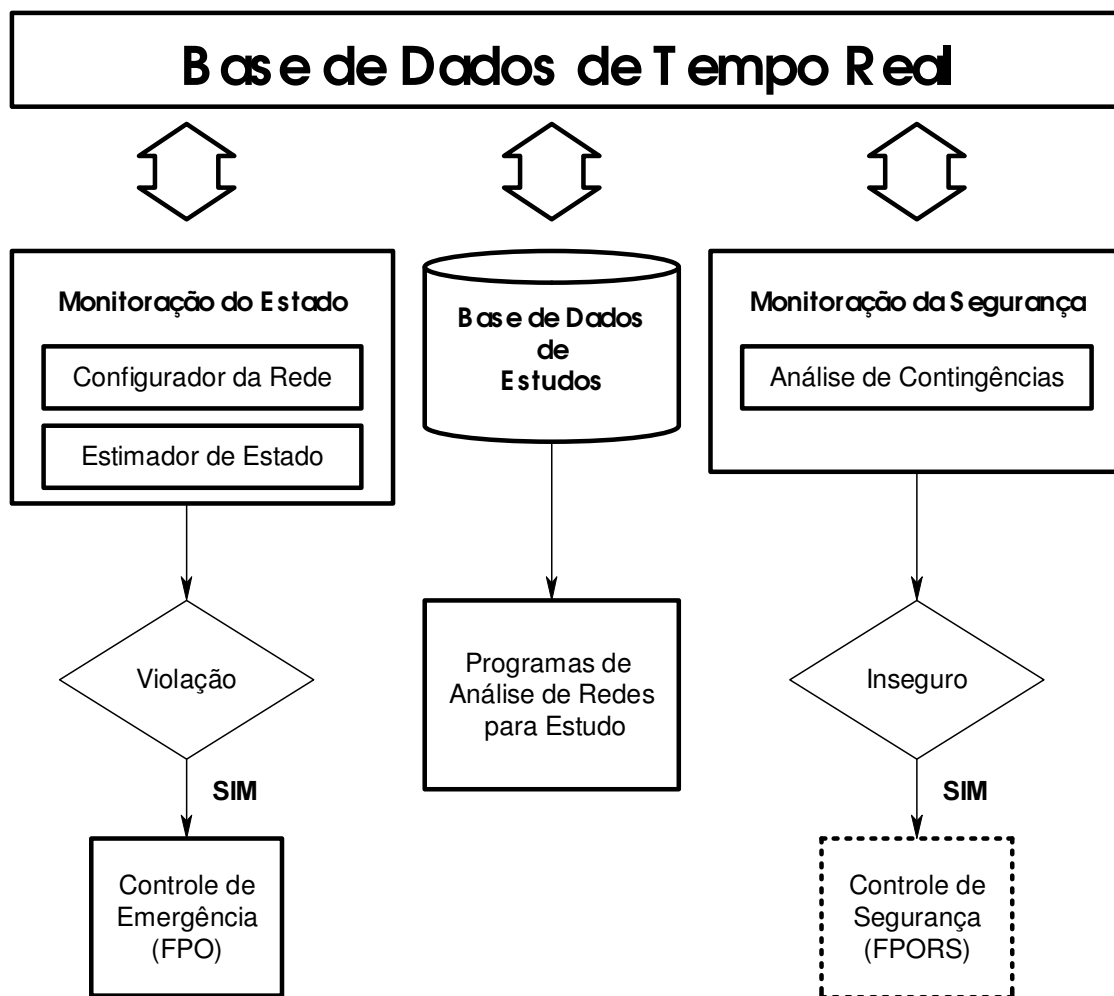


Figura 6.1 - Organização da Funções EMS do SAGE

Monitoração do Estado - Responsável pela definição da topologia do sistema elétrico e pela determinação e monitoração do estado corrente do sistema. Esta função é implementada pelos programas Configurador da Rede Elétrica e Estimador de Estado.

Controle de Emergência - Responsável pela elaboração de uma lista de ações de controle a ser sugerida ao operador, com a finalidade de mover a condição operativa do sistema de uma situação de emergência para uma condição operativa normal. A condição operativa em emergência pode ser definida como aquela em que nem todas as restrições físicas e operativas dos equipamentos são respeitadas. Esta função é implementada pelo programa Controle de Emergência (baseado na solução de um FPO).

Monitoração da Segurança - Responsável pela análise (monitoração) do comportamento do sistema elétrico, operando na condição corrente, frente a uma lista de possíveis contingências mais críticas ou prováveis de ocorrer. Esta função é implementada pelo programa Análise de Contingências (baseado em Fluxo de Potência convencional).

Controle de Segurança - Responsável pela elaboração de uma lista de ações de controle a ser sugerida ao operador, com a finalidade de alterar, de maneira preventiva, o ponto de operação do sistema, com o objetivo de evitar que o estado evolua para uma condição de emergência face à ocorrência de qualquer contingência de uma lista pré-selecionada (baseado na solução de um FPORS). Esta função é de fato o tema tratado neste trabalho.

6.4 Paralelização da solução do FPORS utilizando os recursos do SAGE

Na integração do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança no sistema SAGE, a entrada de dados, contendo os dados da rede elétrica e dados inerentes ao processo de otimização (função objetivo, controles, restrições, lista de contingências, etc.), não serão mais realizados via arquivo ASCII, bem como os relatórios de saída. As rotinas de entrada e saída de dados do programa foram alteradas para que os dados fossem lidos e armazenados diretamente na base de dados de tempo real do SAGE.

Com o programa integrado à base de dados do SAGE, a ativação do processo é feita utilizando-se dos recursos disponíveis no SAGE. A ativação pode ser feita a pedido do operador, via interface gráfica, periodicamente ou na ocorrência de um evento, situação na qual o SAGE gerencia o controle da ativação do processo. Um evento capaz de gerar a ativação do programa é o resultado da monitoração da segurança, como mostrado na Figura 6.1. Caso, na monitoração da segurança, seja detectado que o sistema está inseguro, o programa de Controle da Segurança (FPORS) seria executado automaticamente em seguida.

A visualização dos resultados é feita utilizando-se os recursos da interface de Interação Homem Máquina do SAGE. Os resultados podem ser visualizados em tabulares com relatório de ações de controles, relatório das variáveis com restrição ativa ao final da solução e sumário da convergência. O valor das grandezas elétricas calculadas após a solução do FPORS podem ser visualizados em tabulares, separados por tipo de equipamento, ou diretamente nos unifilares do sistema.

A estratégia de paralelização do algoritmo de FPORS utilizando os recursos do SAGE pouco difere do que foi apresentado na seção 5.3.

A decomposição do problema sequencial e a identificação da tarefa paralelizável são as mesmas apresentadas no capítulo 5, bem como a distribuição das tarefas entre os processadores.

No entanto, como a base de dados de tempo real do SAGE é implementada segundo o conceito de memória compartilhada distribuída, as informações que precisam ser acessadas por todos os processadores durante o processo de solução são escritas em módulos de memória compartilhada distribuída (MCD) e não mais trocadas via MPI. Do ponto de vista do programador paralelo, esse endereçamento de memória é como se fosse um acesso à memória local do processador. Quando esse endereço de memória compartilhada distribuída é acessado para escrita por algum dos processadores, a mesma é replicada automaticamente por todos os nós da rede, de forma transparente para quem está desenvolvendo a aplicação. O subsistema de suporte computacional do SAGE garante, através de um protocolo de difusão confiável, que a base de dados é mantida sempre coerente em todos os nós da rede.

Dessa forma, após cada processador resolver a sua lista de contingências, cada um terá uma estrutura de cortes de Benders armazenada localmente. O processador mestre vai ler as estruturas de dados geradas em cada processador escravo, após cada um escrever os resultados na MCD a pedido do mestre. Após ler as estruturas de cortes de Benders geradas em todos os processadores, o processador mestre agrupa e reorganiza as estruturas numa única estrutura. Em seguida, o mestre escreve na MCD a nova estrutura de dados completa, para que todos os processadores possam acessá-la e continuar o processo de solução.

O algoritmo de solução do programa paralelo pode ser resumido em:

Passo 1: Leitura dos dados de entrada diretamente da base de tempo real.

Passo 2: Otimização do subproblema de operação do caso base.

Passo 3: Otimização dos N subproblemas operação de contingências distribuídas pelos nós participantes.

Passo 4: Processador **Mestre** pede que processador escravo i escreva a estrutura de dados relativa aos cortes de Benders na MCD.

Passo 5: Processador **Escravo** i escreve a estrutura de dados relativa aos cortes de Benders na MCD.

Passo 6: Processador **Mestre** lê a MCD e reorganiza a estrutura de dados.

Passo 7: Se $i = \text{número de processadores} - 1$, prossegue, se não, faz $i = i + 1$ e volta ao passo 4.

Passo 8: Processador **Mestre** escreve estrutura de dados completa dos Cortes de Benders na MCD.

Passo 9: Processadores **Escravos** lêem a MCD com estrutura completa de cortes de Benders.

Passo 10: Verificação se algum dos N subproblemas de operação de contingências é inviável. Caso positivo, volta ao passo 2.

Passo 8: Processador **Mestre** gera relatórios de saída.

Nos passos de 4 a 9, onde ocorre a troca de informação entre os processadores, há um ponto de sincronização. Entre os passos 4 e 5, cada processador escravo vai ficar parado aguardando enquanto não for pedido a ele que escreva a estrutura de dados relativa aos cortes na MCD. Da mesma forma, entre os passos 5 e 6, o processador mestre aguarda o processador escravo escrever na MCD, para que depois ele a leia. Novamente, entre os passos 6 e 9, os processadores escravos ficam aguardando até que o processador mestre escreva a estrutura completa dos cortes gerados na MCD.

As mesmas considerações feitas para a implementação com MPI podem ser repetidas aqui, uma vez que a estratégia de paralelização adotada pouco difere da apresentada naquele ambiente. É esperada uma alta eficiência do processamento paralelo, uma vez que o ponto de sincronização dos processos descrito é também o único ponto de comunicação entre os processadores. A eficiência, no entanto, dependerá da rede de comunicação e haverá mais pontos de comunicação quanto mais necessárias forem as iterações base-contingências para a convergência do processo.

A plataforma computacional a ser utilizada para se realizar o processamento paralelo do FPORS implementado no SAGE pode ser formada pela própria rede de computadores já disponível no centro de controle para as funções SCADA/EMS.

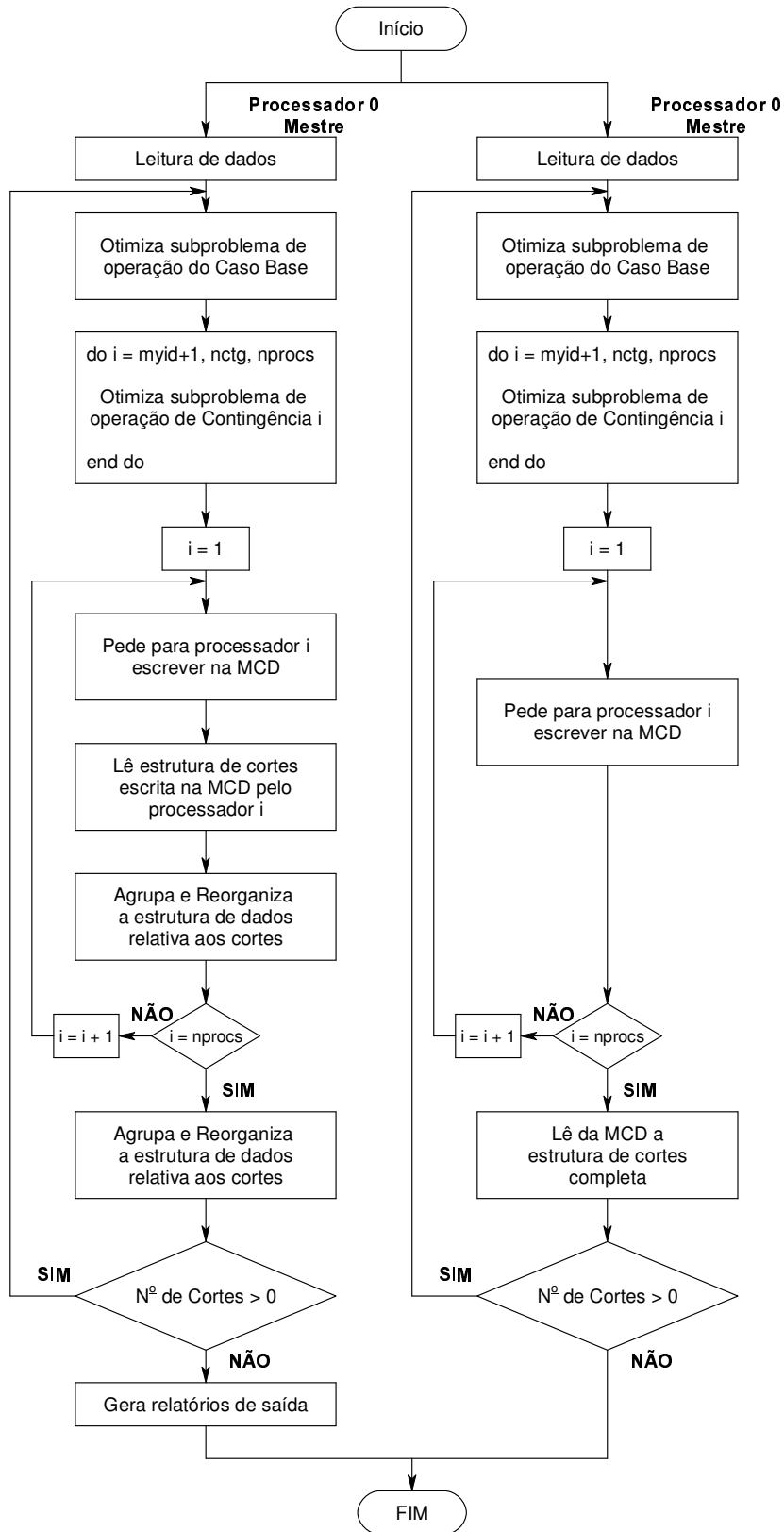


Figura 6.2 - Algoritmo Paralelo no SAGE

6.5 Considerações Finais

No capítulo 7, serão apresentados os testes realizados com a implementação paralela do FPORS utilizando a base de dados distribuída do SAGE. Os testes foram realizados em um sistema de pequeno porte, com 65 barras, normalmente utilizado para testes e validação de novas implementações no SAGE.

No Apêndice C, são apresentadas algumas interfaces gráficas de entrada e saída de dados para a implementação desenvolvida neste capítulo.

A implementação desenvolvida apresenta-se como um importante passo para a evolução das funções de análise de redes disponíveis no SAGE.

Hoje, o SAGE tem diversas instalações nos diferentes níveis hierárquicos da operação em tempo real, com sua instalação mais expressiva no Centro Nacional de Operação do Sistema, o CNOS, onde as funções de análise de redes disponíveis no SAGE já foram incorporadas no dia a dia da operação.

Como consequência da incorporação do FPORS no SAGE, espera-se beneficiar diretamente a operação em centros de controle que utilizam o sistema SAGE como sistema de gerenciamento de energia, melhorando a qualidade da informação disponível para o operador na tomada de decisão e aumentando o nível de segurança do sistema.

7 Testes e Resultados

7.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados alguns testes de validação da implementação paralela do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança utilizando MPI e da implementação no SAGE.

Os testes aqui apresentados para validar a implementação com MPI foram realizados utilizando dois sistemas distintos: o sistema padrão do IEEE chamado RTS – Reliability Test System, com 24 barras, e um sistema equivalente da rede Brasileira com 3073 barras. A plataforma computacional utilizada para os testes foi o Cluster Infoserver-Itautec, instalado no NACAD – Núcleo de Atendimento em Computação de Alto Desempenho da COPPE/UFRJ.

No sistema SAGE, os testes foram realizados em um sistema de 65 barras, normalmente utilizado para teste de validação e depuração de novas implementações no SAGE. A plataforma computacional utilizada para os testes foi uma rede de computadores pessoais disponíveis no LASC – Laboratório Avançado de Supervisão e controle, do CEPEL.

7.2 Implementação baseada em MPI

7.2.1 Plataforma Computacional

A plataforma computacional utilizada para os testes de validação da implementação com MPI foi o cluster de computadores da Itautec, Cluster Infoserver-Itautec, composto por 16 nós dual processados Intel Pentium III de 1 GHz com 512 MB de memória RAM e cache de 256 KB por nó, sistema operacional Linux distribuição RedHat 7.3 e rede dedicada com tecnologia Fast Ethernet (100 Mbits/s) [44].

7.2.2 Sistema IEEE – RTS

Durante a implementação do FPORS em paralelo baseado no MPI, foi necessária a construção de vários casos testes, para auxiliar na depuração e validação da implementação. Os casos apresentados nessa seção são otimizações do sistema RTS sob diferentes funções objetivo. Foram montados quatro casos testes com a rede RTS com as funções objetivo de mínimas perdas, mínimo custo de geração, mínimo desvio de potência ativa e mínimo número de controles alterados. Os dados iniciais de rede são os mesmos para todos os casos apresentados. A lista de contingências também é a mesma. Os casos aqui apresentados fornecem uma boa condição de teste de validação por terem características diferentes durante o processo de solução.

Como o ponto crítico da implementação paralela do FPORS é a troca de informação entre os processadores sobre os Cortes de Benders gerados por cada processador, foi necessário criar casos testes que pudessem abranger as possíveis variações no processo de convergência da solução. Os casos a serem apresentados nessa seção diferem entre si no número de iterações base-contingências necessárias para a convergência do método e também diferem nas contingências que geram Corte de Benders durante as iterações base-contingências.

Todos os casos foram testados exaustivamente até garantir que não havia erros na implementação paralela. Foram testados na plataforma de cluster de computadores, com uso de 1 a 16 processadores e sempre comparando os resultados gerados em paralelo, aos resultados gerados utilizando-se um único processador.

7.2.2.1 Descrição do Sistema RTS

O sistema RTS [45] é composto por duas áreas elétricas, a área 1, composta por barras cujo nível base de tensão é de 138 kV e a área 2, composta por barras cujo nível base de tensão é de 230 kV. Na Figura 7.1 é apresentado o unifilar do sistema RTS.

O sistema RTS é composto por:

- 24 barras;
- 33 linhas;

- 5 transformadores;
- 10 geradores;
- 1 compensador síncrono;
- 1 reator shunt;

Sendo os totais de carga e geração do sistema dado por:

- Carga total: 2850,10 MW e 580,0 Mvar
- Geração total: 2904,58 MW e 624,1 Mvar
- Perdas totais: 54,68 MW e 658,24 Mvar.

7.2.2.2 Lista de Contingências

A lista de contingências estabelecida para estudo do caso foi elaborada somente com casos de contingência simples de perda de circuito. A análise da segurança foi feita seguindo o conceito de segurança preventiva, ou seja, o caso otimizado é capaz de sobreviver a qualquer uma das contingências da lista sem que seja necessário tomar alguma ação corretiva após a contingência. Mesmo na ocorrência de qualquer uma das contingências da lista, o sistema não apresentaria qualquer violação de limites de tensão ou carregamento em seus equipamentos.

O modo de segurança corretivo não foi abordado nestes testes por normalmente apresentar um número menor de geração de cortes de Benders durante a solução. Os casos testados visavam um maior número de cortes e, conseqüentemente, uma maior comunicação entre os processadores para validar e analisar o comportamento paralelo. O fato de testes com o modo de segurança corretivo não serem apresentados neste capítulo não significa que os mesmos não tenham sido tratados e testados durante a implementação da ferramenta.

Da mesma forma, embora a lista de contingências apresentada seja composta somente por contingência simples de perda de circuitos, não significa que vários outros testes com contingências de outro tipo, como perda de carga, geração ou shunt, ou mesmo testes com contingências múltiplas não tenham sido analisados. A lista de contingências

apresentada nos testes com o sistema RTS, visava obter uma boa condição para testes de validação da implementação paralela.

Na tabela 7.1, é descrita a lista de contingências analisadas, e em seguida, a Figura 7.2 associa o número do caso da contingência com o equipamento em contingência.

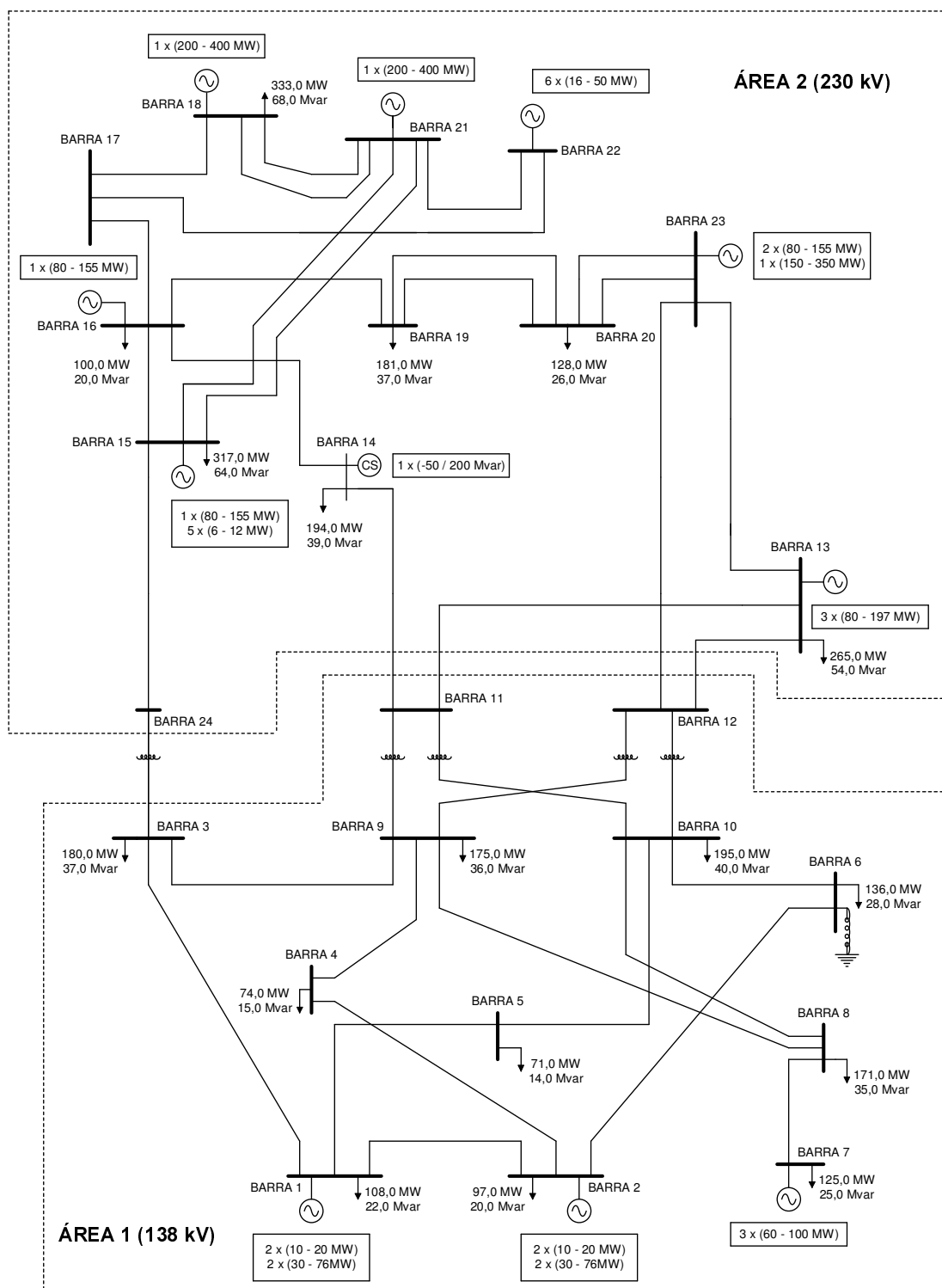


Figura 7.1 - Unifilar do Sistema RTS

Tabela 7.1 - Lista de Contingências Analisadas

Caso	Tipo	Da Barra	Para Barra
1	Perda de Linha	1	2
2	Perda de Linha	1	3
3	Perda de Linha	1	5
4	Perda de Linha	2	4
5	Perda de Linha	2	6
6	Perda de Linha	3	9
7	Perda de Transformador	3	24
8	Perda de Linha	4	9
9	Perda de Linha	5	10
10	Perda de Linha	8	9
11	Perda de Linha	8	10
12	Perda de Transformador	9	11
13	Perda de Transformador	9	12
14	Perda de Transformador	10	11
15	Perda de Transformador	10	12
16	Perda de Linha	11	13
17	Perda de Linha	11	14
18	Perda de Linha	12	13
19	Perda de Linha	12	23
20	Perda de Linha	13	23
21	Perda de Linha	14	16
22	Perda de Linha	15	16
23	Perda de Linha	15	21
24	Perda de Linha	15	24
25	Perda de Linha	16	17
26	Perda de Linha	16	19
27	Perda de Linha	17	18
28	Perda de Linha	17	22
29	Perda de Linha	18	21
30	Perda de Linha	19	20
31	Perda de Linha	20	23
32	Perda de Linha	21	22

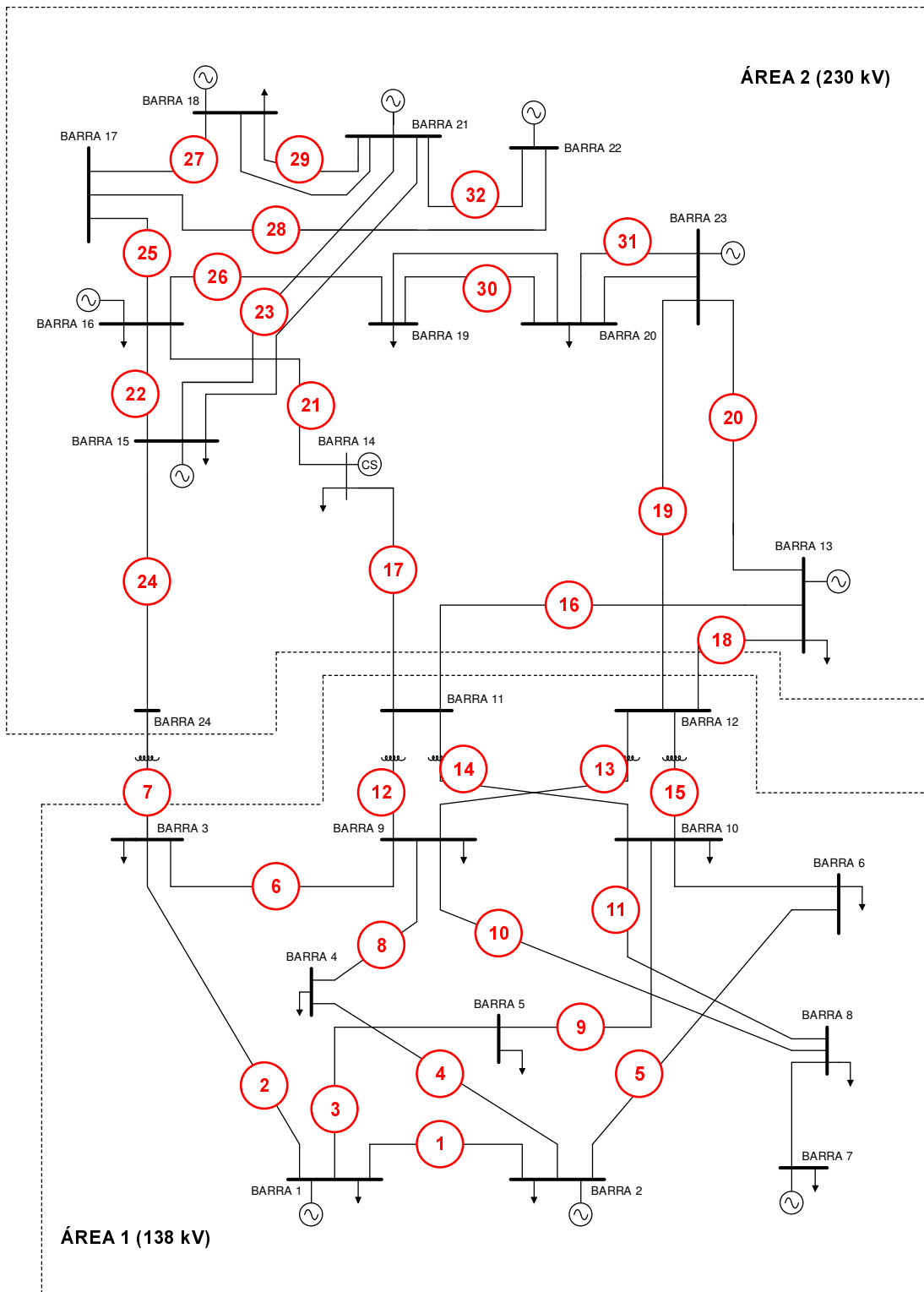


Figura 7.2 - Identificação das Contingências da Lista

7.2.2.3 Análise de Segurança no IEEE RTS

Foram elaborados estudos utilizando as funções objetivo de Mínimas Perdas, Mínimo Custo de Geração Ativa, Mínimo Desvio da Geração Ativa e Mínimo Número de Controles Alterados. Para todos os estudos foi utilizada a mesma lista de contingências. Da mesma forma, os controles e as restrições consideradas são as mesmas para cada um dos casos estudados. Os arquivos de entrada de dados para o estudo dos casos estão apresentados no Apêndice A.

Os controles liberados para modificação durante o processo de otimização do caso base foram: potência ativa gerada, potência reativa gerada, tensão terminal de gerador e tap de transformador. Na Tabela 7.2 é apresentada uma lista completa dos controles disponíveis para o processo de otimização, bem como as restrições relativas a esses controles.

As tensões nas barras foram restritas entre 0,95 e 1,05 pu. Os fluxos nas linhas e transformadores foram restritos a seus valores máximos de carregamento, apresentados no Apêndice A.

De acordo com o método utilizado no FLUPOT, descrito na seção 5.2.2, baseado em Decomposição de Benders, o caso base é otimizado minimizando a função objetivo escolhida e em seguida são analisadas as contingências a partir do caso base otimizado. As contingências são analisadas uma a uma para a função objetivo de mínima alocação de reativo. Se, no processo de otimização de uma contingência, o resultado na minimização da alocação de reativo for maior do que zero, significa que foi necessária a alocação de reativos no sistema para que se pudesse atender às restrições operativas, ou seja, o sistema não sobrevive à contingência sem gerar alguma violação operativa. Neste caso, é gerado um Corte de Benders. Após a análise de todas as contingências, os Cortes de Benders gerados são introduzidos na nova solução do caso-base. Esse processo de otimização do caso base e das contingências é repetido até que nenhuma contingência gere violação operativa.

Tabela 7.2 - Controles Disponíveis no Sistema RTS

Tipo de Controle	Localização	Valor	
		Mín.	Máx.
Geração Ativa (MW)	Barra 1	38,4	192,00
	Barra 2	38,4	192,00
	Barra 7	19,2	300,00
	Barra 13	199,0	591,00
	Barra 15	43,0	215,00
	Barra 16	31,0	155,00
	Barra 18	80,0	400,00
	Barra 21	80,0	400,00
	Barra 22	60,0	300,00
	Barra 23	132,0	660,00
Geração Reativa (Mvar)	Barra 1	-50,00	80,00
	Barra 2	-50,00	80,00
	Barra 7	0,00	180,00
	Barra 13	0,00	270,00
	Barra 14	-50,00	200,00
	Barra 15	-50,00	110,00
	Barra 16	-50,00	80,00
	Barra 18	-50,00	200,00
	Barra 21	-50,00	200,00
	Barra 22	-60,00	96,00
Tensão Terminal do Gerador (p.u.)	Barra 23	-125,00	310,00
	Barra 1	0,95	1,05
	Barra 2	0,95	1,05
	Barra 7	0,95	1,05
	Barra 13	0,95	1,05
	Barra 14	0,95	1,05
	Barra 15	0,95	1,05
	Barra 16	0,95	1,05
	Barra 18	0,95	1,05
	Barra 21	0,95	1,05
Tap de transformador (p.u.)	Barra 22	0,95	1,05
	Circuito da barra 3 para 24	0,90	1,10
	Circuito da barra 9 para 11	0,90	1,10
	Circuito da barra 9 para 12	0,90	1,10
	Circuito da barra 10 para 11	0,90	1,10
	Circuito da barra 10 para 12	0,90	1,10

7.2.2.3.1 Mínimas Perdas

A função objetivo de mínimas perdas é implementada minimizando o somatório das perdas ativas nos ramos da rede como apresentado na seção 3.3.4.

O caso estudado convergiu em 4 iterações base-contingências, conforme mostrado na Tabela 7.3.

Tabela 7.3 - Caso Minimização de Perdas: Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	18	44,97
	19	38,00
2	7	26,85
	24	24,05
3	7	11,29
	24	18,69
4	-	0,0

Na primeira iteração base-contingências somente as contingências 18 e 19 geraram corte de Benders, assim como nas iterações seguintes somente as contingências 7 e 24 geraram corte. Na quarta iteração base-contingências, nenhuma contingência gerou Corte de Benders e, portanto, o processo alcançou a convergência.

É interessante ressaltar que de uma iteração base-contingências para outra, mudam as contingências que geram corte de Benders. Isso porque, na segunda iteração base-contingências, o caso base assume outro ponto operativo que tenta satisfazer as restrições geradas da análise das contingências, neste caso os cortes gerados pelas contingências 18 e 19. Este novo ponto operativo acaba não satisfazendo outros casos de contingências que anteriormente não ocasionavam violação.

Em se tratando de operação em tempo real, o que o operador deseja realmente saber são quais ações deve tomar, preventivamente, para que o sistema elétrico esteja sempre operando em estado seguro. A Tabela 7.4 mostra todos os controles que foram alterados para tornar o caso seguro.

Após a otimização, o sistema apresenta um total de perdas elétricas de 26,53 MW e 544,03 Mvar, diminuindo em cerca de 51% as perdas ativas do sistema.

Tabela 7.4 - Caso Minimização de Perdas: Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra 1	172,0	18,1	190,1
Geração Ativa (MW)	Barra 2	172,0	18,1	190,1
Geração Ativa (MW)	Barra 7	160,0	120,5	280,5
Geração Ativa (MW)	Barra 13	285,3	282,7	568,0
Geração Ativa (MW)	Barra 15	215,0	-3,0	212,0
Geração Ativa (MW)	Barra 16	155,0	-3,0	152,0
Geração Ativa (MW)	Barra 18	400,0	-19,2	380,8
Geração Ativa (MW)	Barra 21	400,0	-91,8	308,2
Geração Ativa (MW)	Barra 22	300,0	-229,1	70,9
Geração Ativa (MW)	Barra 23	660,0	-136,1	523,9
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1	1,0350	0,0080	1,0430
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 2	1,0350	0,0080	1,0430
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 7	1,0250	0,0210	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 13	1,0200	0,0230	1,0430
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 14	0,9800	0,0490	1,0290
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 15	1,0140	0,0190	1,0330
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 16	1,0170	0,0160	1,0330
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 18	1,0500	-0,0130	1,0370
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 21	1,0500	-0,0090	1,0410
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 22	1,0500	-0,0110	1,0390
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 23	1,0500	-0,0060	1,0440
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 3 para 24	1,0150	-0,0202	0,9948
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 11	1,0300	0,0207	1,0507
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 12	1,0300	0,0094	1,0394
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 11	1,0150	-0,0191	0,9959
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 12	1,0150	-0,0351	0,9799

7.2.2.3.2 Mínimo Custo de Geração Ativa

A função objetivo de mínimo custo de geração de potência ativa visa representar o despacho econômico da rede. O custo de geração de potência ativa é representado como uma função linear em relação à potência ativa gerada em cada máquina, conforme descrito na seção 3.3.4.

No ponto de operação inicial da rede em estudo, o custo de geração é o apresentado na Tabela 7.5.

A convergência do caso se dá em 2 iterações base-contingências, como apresentado na Tabela 7.6. Duas contingências, a 24 e a 25, geraram corte de Benders, diferentemente do caso anterior, de mínimas perdas, onde as contingências que geravam violação na

primeira iteração base-contingências foram as 18 e 19. Isso porque o ponto de mínimo custo de geração encontrado na primeira iteração base-contingências é diferente do ponto de operação encontrado na minimização de perdas.

Tabela 7.5 - Caso Custo de Geração Ativa: Custo Inicial de Geração

Barra Número	Geração MW			Custo da Geração	
	Mínima	Máxima	Atual	\$/MW	\$
1	38,4	192.00	172,00	16	2752,0
2	38,4	192.00	172,00	16	2752,0
7	19,2	300.00	160,00	25	4000,0
13	0,00	591.00	269,67	68,9	18580,1
15	43,00	215.00	215,00	2,4	516,0
16	31,00	155.00	155,00	54,3	8416,5
18	80,00	400.00	400,00	100	40000,0
21	80,00	400.00	400,00	100	40000,0
22	60,00	300.00	300,00	5	1500,0
23	132,00	660.00	660,00	54,3	35838,0
Custo Total					154354,6

Tabela 7.6 - Caso Custo de Geração Ativa: Sumário da Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	24	15,18
	25	7,59
2	-	0,0

A Tabela 7.7 apresenta os controles alterados para a otimização do caso. Nota-se, que a geração nas barras 13, 16 e 23 foram reduzidas enquanto que nas barras 1, 2 e 7, onde os custos de geração são menores, foram aumentadas.

Ao final da otimização, o ponto de operação ótimo-seguro tem uma redução de cerca de 5% no custo total da geração. A Tabela 7.8 apresenta o custo final de operação.

Tabela 7.7 - Caso Custo de Geração Ativa: Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra 1	172,0	20,0	192,0
Geração Ativa (MW)	Barra 2	172,0	20,0	192,0
Geração Ativa (MW)	Barra 7	160,0	140,0	300,0
Geração Ativa (MW)	Barra 13	285,3	-86,3	199,0
Geração Ativa (MW)	Barra 16	155,0	-28,1	126,9
Geração Ativa (MW)	Barra 23	660,0	-90,2	569,8
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1	1,0350	0,0150	1,0500
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 2	1,0350	0,0150	1,0500
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 7	1,0250	0,0140	1,0390
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 13	1,0200	0,0280	1,0480
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 14	0,9800	0,0690	1,0490
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 15	1,0140	0,0310	1,0450
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 16	1,0170	0,0300	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 18	1,0500	-0,0010	1,0490
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 3 para 24	1,0150	-0,0036	1,0114
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 11	1,0300	0,0167	1,0467
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 12	1,0300	0,0067	1,0367
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 11	1,0150	-0,0137	1,0013
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 12	1,0150	-0,0253	0,9897

Tabela 7.8 - Caso Custo de Geração Ativa: Custo Final de Geração

Barra Número	Geração MW			Custo da Geração	
	Mínima	Máxima	Atual	\$/MW	\$
1	38,4	192,00	192,00	16	3072,0
2	38,4	192,00	192,00	16	3072,0
7	19,2	300,00	300,00	25	7500,0
13	0,00	591,00	199,03	68,9	13712,9
14	199,00	0,00	0,00	0	0,0
15	43,00	215,00	215,00	2,4	516,0
16	31,00	155,00	126,90	54,3	6890,7
18	80,00	400,00	400,00	100	40000,0
21	80,00	400,00	400,00	100	40000,0
22	60,00	300,00	300,00	5	1500,0
23	132,00	660,00	569,80	54,3	30940,1
Custo Total					147203,7

7.2.2.3.3 Mínimo Desvio de Potência Ativa

A função objetivo mínimo desvio de potência ativa é utilizada quando se deseja encontrar uma solução em que todas as restrições sejam atendidas, porém sem se distanciar do despacho de geração pré-especificado.

O caso estudado convergiu em 4 iterações base-contingências, como apresentado na Tabela 7.9. Neste caso, cinco contingências geraram corte de Benders na primeira iteração, diferente dos dois casos anteriores, onde somente duas contingências geraram cortes.

Tabela 7.9 - Caso Desvio de Potência Ativa: Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	2	3,53
	4	4,60
	7	33,87
	21	33,14
	24	34,06
2	6	7,10
3	24	2,81
4	-	0,0

A Tabela 7.10 apresenta as variações de controles necessárias para tornar o caso seguro. Nota-se nesse estudo, que todos os controles foram alterados no intuito de se obter um caso seguro, menos os controles de geração de potência ativa, que aqui só é alterado na barra *swing* do sistema.

Tabela 7.10 - Caso Desvio de Potência Ativa: Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra 13	285,3	-13,8	271,5
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1	1,0350	0,0080	1,0430
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 2	1,0350	0,0080	1,0430
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 7	1,0250	0,0030	1,0280
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 13	1,0200	0,0140	1,0340
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 14	0,9800	0,0370	1,0170
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 15	1,0140	-0,0030	1,0110
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 16	1,0170	-0,0050	1,0120
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 18	1,0500	-0,0300	1,0200
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 21	1,0500	-0,0250	1,0250
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 22	1,0500	-0,0210	1,0290
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 23	1,0500	-0,0220	1,0280
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 3 para 24	1,0150	-0,0351	0,9799
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 11	1,0300	0,0444	1,0744
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 9 para 12	1,0300	0,0444	1,0744
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 11	1,0150	-0,0327	0,9823
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 12	1,0150	-0,0463	0,9687

7.2.2.3.4 Mínimo Número de Controles Alterados

Esta função objetivo não está associada a nenhuma fórmula explícita. No programa FLUPOT esta opção é implementada da seguinte forma: no início da otimização, todos controles especificados pelo usuário são fixados nos valores fornecidos no arquivo de entrada de dados da rede e em cada x iterações do algoritmo um índice de sensibilidade (custo reduzido) é calculado para cada controle fixado. Aquele controle cujo custo reduzido é maior em valor absoluto e que é também maior que uma determinada tolerância, é liberado para ser otimizado a partir daquela iteração em diante.

O caso estudado convergiu em 8 iterações base-contingências, conforme mostrado na Tabela 7.1. Nota-se que o processo de solução base-contingências demora mais a alcançar a convergência do que nos três casos anteriormente apresentados. Isso se deve ao fato dos controles serem liberados aos poucos durante o processo de otimização.

Tabela 7.11 - Caso Número de Controles Alterados: Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	4	4,37
	7	27,70
	24	28,03
2	7	6,87
	9	8,11
	11	13,41
	24	10,99
3	7	1,42
	24	8,18
4	13	19,49
	24	5,21
5	2	5,11
	6	3,15
	7	6,00
	24	6,05
6	7	2,53
	24	2,58
7	7	5,50
	24	5,56
8	-	0,0

A Tabela 7.12 mostra os controles alterados durante o processo de solução para se obter um ponto de operação seguro. Nota-se nesse estudo, que, em relação aos casos anteriores, muito menos controles são alterados no intuito de se buscar um ponto de operação seguro. Novamente o controle de geração de potência ativa aqui só é alterado na barra *swing* do sistema. Essa função objetivo é fundamental em um análise em tempo real, visto que existe um custo associado à alteração de controles e até mesmo a inviabilidade da implementação das ações de controle em tempo hábil caso a lista de ações de controle seja muito grande.

Tabela 7.12 - Caso Número de Controles Alterados: Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra 13	285,3	-15,6	269,7
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1	1,0350	0,0190	1,0540
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 2	1,0350	0,0150	1,0500
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 7	1,0250	0,0290	1,0540
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 13	1,0200	0,0210	1,0410
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 14	0,9800	0,0590	1,0390
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 15	1,0140	0,0170	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 16	1,0170	0,0100	1,0270
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 18	1,0500	-0,0090	1,0410
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 23	1,0500	-0,0040	1,0460
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 3 para 24	1,0150	-0,0535	0,9615
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 10 para 12	1,0150	-0,0988	0,9162

7.2.2.4 Análise da Implementação Paralela

Todos os casos testes montados com o sistema IEEE RTS, e relatados na seção 7.2.2.3 foram testados na implementação paralela do FPORS. O tempo de processamento de um caso de pequeno porte, como o sistema RTS, não justifica a utilização de processamento paralelo e distribuído para viabilizar a análise em tempo real, no entanto, os testes realizados com casos de pequeno porte foram fundamentais durante o desenvolvimento da implementação paralela, para que se pudesse depurar e corrigir os possíveis erros existentes na implementação da troca de informação entre os processadores sobre os cortes de Benders gerados separadamente em cada processador.

Os testes foram realizados na plataforma computacional descrita na seção 7.2.1, para a solução do problema.

As formas mais usuais de avaliação do desempenho de uma implementação paralela são o levantamento dos valores de ganho de velocidade, chamado de *Speedup* (Sp), e da Eficiência (E) paralela para diferentes números de processadores, conforme apresentados na seção 4.6.

Foram levantados o *Speedup* e a Eficiência para os quatro casos estudados, utilizando-se de 1 a 6 nós do Cluster. Os resultados de tempo de processamento paralelo são apresentados na Tabela 7.13, na Tabela 7.14 são apresentados os valores de *speedup* e eficiência obtidos. Na Figura 7.3 são mostradas as curvas de *speedup* para os quatro casos

e na Figura 7.4, o tempo de processamento em função do número de processadores para cada um dos quatro casos estudados.

Tabela 7.13 - Tempo de Processamento Paralelo – Sistema RTS

nº de processadores	Tempo (s)			
	Perdas	Custo Geração	Desvio Geração	Num. de Controles Alterados
1	6,14	5,33	7,91	17,14
2	3,91	3,09	4,87	10,30
3	3,06	2,48	3,89	8,54
4	2,76	2,22	3,25	7,00
5	2,81	2,12	3,16	6,76
6	2,39	1,98	3,03	6,84

Tabela 7.14 - Desempenho Paralelo – Sistema RTS

nº de procs.	Perdas		Custo Geração		Desvio Geração		Num. de Controles Alterados	
	Sp	E (%)	Sp	E (%)	Sp	E (%)	Sp	E (%)
1	1	-	1	-	1	-	1	-
2	1,57	78,50	1,72	86,22	1,62	81,21	1,66	83,00
3	2,00	66,67	2,15	71,55	2,03	67,76	2,01	67,00
4	2,23	55,75	2,40	60,10	2,44	60,89	2,45	61,25
5	2,19	43,80	2,52	50,38	2,50	50,09	2,54	50,80
6	2,56	42,67	2,70	44,93	2,61	43,51	2,51	41,83

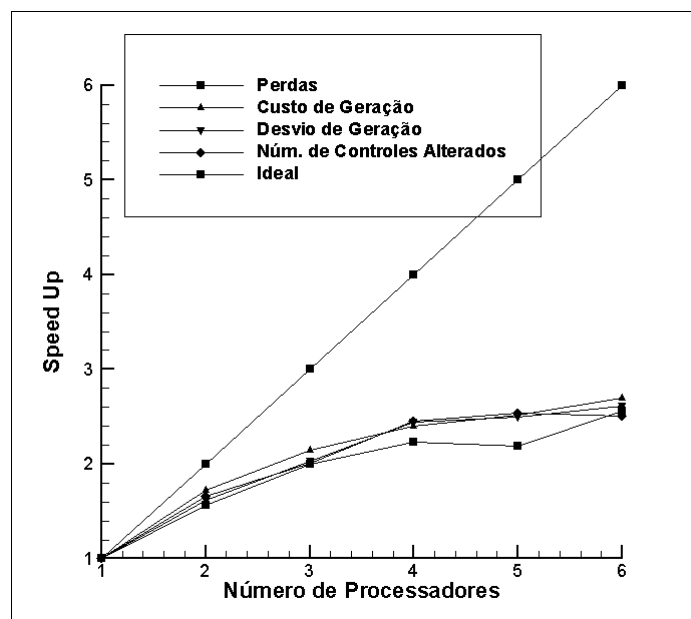


Figura 7.3 - Curva de Speedup – Sistema RTS

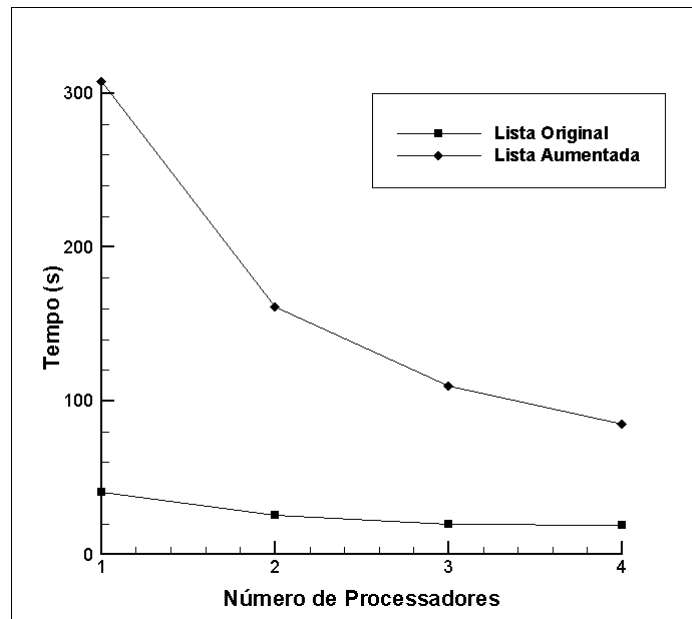


Figura 7.4 - Tempo de Processamento – Sistema RTS

Observa-se que o caso cuja função objetivo foi a de mínimo número de controles alterados foi necessário um tempo maior de solução, devido a um maior número de iterações base-contingências. O processo de convergência demanda um número maior de iterações base-contingências pelo fato dos controles serem liberados aos poucos para serem modificados na otimização do caso base.

O caso cuja função objetivo foi a de mínimo custo de geração, por sua vez, foi o que necessitou um tempo menor de solução. Com duas iterações base contingências, o processo convergiu. Provavelmente, o ponto inicial de operação do sistema RTS já estava ajustado para uma condição de mínimo custo de geração e, por isso, facilitou o processo de convergência.

Nota-se também, dos dados obtidos, que a eficiência cai muito quando é aumentado o número de processadores para a solução paralela. Essa baixa eficiência é devido ao baixo tempo de processamento do caso sequencialmente e da necessidade de haver comunicação e sincronização de processos no caso resolvido em paralelo.

7.2.3 Caso Equivalente Brasileiro

Nesta seção são apresentados alguns resultados da análise de segurança em um equivalente da rede brasileira. O equivalente em questão trata-se de um caso montado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, para estudos de confiabilidade, com a configuração do Sistema Interligado Brasileiro em dezembro 2003, patamar de carga pesado [46].

A análise utilizando um sistema de grande porte vai permitir analisar não só os resultados elétricos da análise de segurança, como também a eficiência da implementação paralela e sua viabilidade de utilização em tempo real.

7.2.3.1 Características da Rede

O sistema estudado é composto por:

- 3073 barras;
- 4547 circuitos;
- 314 geradores;
- 595 reatores ou capacitores shunt;

Sendo os totais de carga e geração do sistema dado por:

- Carga total: 57.947 MW e 16.007 Mvar
- Geração total: 60.698 MW e -753 Mvar
- Perdas totais: 2.751 MW e -29.351 Mvar.

Nos testes realizados com a rede Brasileira, é utilizado o conceito de área de interesse, apresentado na seção 5.2. Apesar de se ter os dados de rede de toda a rede elétrica brasileira, a área de interesse adotada nos testes envolve as áreas da região sul/sudeste brasileira.

A área de interesse é composta por:

- 2330 barras;
- 3484 circuitos;

- 224 geradores;
- 447 reatores ou capacitores shunt;

7.2.3.2 Análise de Segurança no Caso Equivalente Brasileiro

A escolha da função objetivo está intrinsecamente relacionada ao tipo de estudo ou análise que se deseja fazer. No caso da Análise de Segurança em tempo real, a escolha da função objetivo vai estar relacionada às características de operação do sistema em questão e requer um estudo criterioso por parte dos engenheiros de operação em que estratégia adotar quando utilizando o FPORS para aumentar o nível de segurança do sistema elétrico.

Para a análise de segurança no equivalente Brasileiro, foi utilizada a função objetivo mínimas perdas juntamente com a função objetivo mínimo número de controles alterados.

Os controles liberados para o processo de otimização do caso base foram: potência reativa gerada, tensão em barra terminal de geração e tap de transformador. O número de controles disponíveis para serem alterados durante o processo de otimização é de 963 controles, onde 515 são controles de tap, 224 controles de potência reativa e 224 controles de tensão em terminal de gerador. A análise de segurança foi feita no modo de segurança preventivo, pela mesma razão apresentada para o sistema RTS.

A lista de contingências analisada é formada por 700 casos de perda simples de linhas ou transformadores dentro da área de interesse. A lista de contingência foi formulada de maneira a se obter um caso que, como um todo, fornecesse uma boa condição para testes, ou seja, a lista tem um tamanho que pode-se dizer de médio ou grande porte, onde algumas contingências vão gerar cortes de Benders durante o processo de solução.

Cabe ressaltar que uma atenção especial deve ser dada à formulação da lista de contingências, pois em alguns casos, a perda de uma linha, ou mesmo de outro tipo de equipamento, pode estar associada a um esquema automático de corte de carga ou à retirada automática de um outro dispositivo, como equipamentos shunts, pelos dispositivos de proteção. Se essas considerações não forem tomadas na construção da

lista de contingências, pode-se comprometer o resultado da análise ou, até mesmo, inviabilizar uma solução.

O processo de solução convergiu em 3 iterações base-contingências. Como pode-se ver na Tabela 7.15, na primeira iteração base-contingências, 12 contingências geraram cortes de Benders, na segunda iteração, 1 contingência gerou corte de Benders e, finalmente, na terceira iteração nenhuma contingência gerou corte. A Tabela 7.16 mostra a que circuito estão relacionados as contingências críticas, ou seja, que geraram corte de Benders.

Tabela 7.15 - Caso Equivalente Brasileiro: Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	23	24,85
	24	35,64
	202	16,93
	213	2,91
	261	6,73
	268	32,74
	317	6,60
	319	5,64
	372	2,74
	382	2,14
	390	5,23
	427	4,81
2	24	6,73
3	-	0,0

Tabela 7.16 - Caso Equivalente Brasileiro: Contingências Críticas

Contingência	Da Barra		Para Barra	
	Número da Barra	Nome da Barra	Número da Barra	Nome da Barra
23	65	IVAIPORA-765	58	IVAIPOR-2FIC
24	65	IVAIPORA-765	68	IVAIPOR-1FIC
202	170	P.CALDAS-138	365	PCALDAS2-138
213	172	IMBARIE--138	1740	IMBARIE -138
261	180	JACAREP--138	263	TAQUARA--138
268	180	JACAREP--138	1695	CURICICA-138
317	196	CAMPINAS13.8	124	CAMPINAS-FIC
319	198	POCOS---13.8	121	P.CALDAS-FIC
372	225	ITUMBIARA230	2978	PARANAIBA230
382	227	B.GERAL—230	228	B.SUL---230
390	229	B.ALTO---230	2988	ITAPACI -230
427	239	S.MESA---138	793	PORANGATU138

As perdas totais após a otimização ficaram em 2.706 MW e -31.048 Mvar, o que significa uma redução de cerca de 2% nas perdas ativas do sistema.

A Tabela 7.17 mostra a lista de ações de controle necessárias para se levar o sistema para o ponto de operação ótimo-seguro.

Tabela 7.17 - Caso Brasileiro: Relatório de Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra 501 I.SOLTE-13MQ	2350.0	-41.4	2308.6
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 40 B.GERAL1-1CS	1.012	0.070	1.082
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 501 I.SOLTE-13MQ	0.982	0.055	1.037
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 904 ITA-GER--4MQ	1.016	-0.001	1.015
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 917 P.FUNDO--2MQ	1.042	0.005	1.047
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1107 ITAIPU60-8MQ	0.999	0.037	1.036
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1155 ITAUBA---4MQ	1.050	-0.010	1.040
Tensão Gerador (p.u.)	Barra 1175 P.REAL---2MQ	1.093	0.004	1.097

Observa-se que o número de controles alterados é reduzido, devido ao uso da função objetivo mínimo número de controles alterados juntamente com a função objetivo de mínimas perdas. Este é um fator importante para a utilização do FPORS na operação em tempo real. Se a lista de ações de controle é muito longa, torna-se inviável sua implementação pelo operador em tempo hábil para tornar o sistema seguro.

7.2.3.3 Análise da Implementação Paralela

A implementação paralela foi analisada sempre comparando os resultados obtidos na implementação paralela com os resultados obtidos pelo programa sequencial.

Apesar da plataforma de testes utilizada ter 16 nós de processamento, 4 nós estavam indisponíveis durante a fase de testes e por isso o levantamento do desempenho paralelo foi realizado com 12 nós. O desempenho da implementação paralela foi levantado utilizando de 1 a 12 nós do Cluster, descrito na seção 7.2.1. A Tabela 7.18 mostra o tempo de processamento levantado para até 12 nós. A Tabela 7.19 apresenta o *Speedup* e a Eficiências relativos a esses tempos de processamento encontrados.

Tabela 7.18 - Tempo de Processamento Paralelo – Caso Equivalente Brasileiro

nº de processadores	Tempo
1	8 min 25 s
2	4 min 16 s
4	2 min 10 s
6	1 min 27 s
8	1 min 7 s
10	54,26 s
12	45,43 s

Tabela 7.19 - Desempenho Paralelo – Caso Equivalente Brasileiro

nº de processadores	Speed Up	Eficiência (%)
1	1	-
2	1,97	98,56
4	3,88	97,10
6	5,79	96,49
8	7,50	93,70
10	9,31	93,06
12	11,11	92,62

Pode observar-se a partir dos resultados levantados, que a implementação paralela apresenta uma excelente eficiência, superior a 92% utilizando 12 processadores da plataforma distribuída.

O tempo de processamento paralelo, por sua vez, passa do tempo sequencial de 8 minutos e 25 segundos para o tempo de 45,43 segundos utilizando 12 processadores.

As figuras 7.5 e 7.6 mostram a evolução dos valores de *Speedup* e do tempo de processamento em relação ao aumento do número de nós para a solução. Pode-se observar, a partir dos dados obtidos, que o comportamento da curva de *Speedup* é quase linear. A Eficiência reduz pouco com o aumento do número de processadores, o que implica poder se dizer que o algoritmo é escalável. Pelo bom desempenho obtido, conclui-se que, caso seja necessário obter-se um tempo de resposta menor para a solução em tempo real, o objetivo pode ser alcançado utilizando-se maior número de processadores. Com isso, viabilizando a Análise de Segurança em tempo real, baseada em FPORS, utilizando plataforma de baixo custo: cluster de PCs ou workstations.

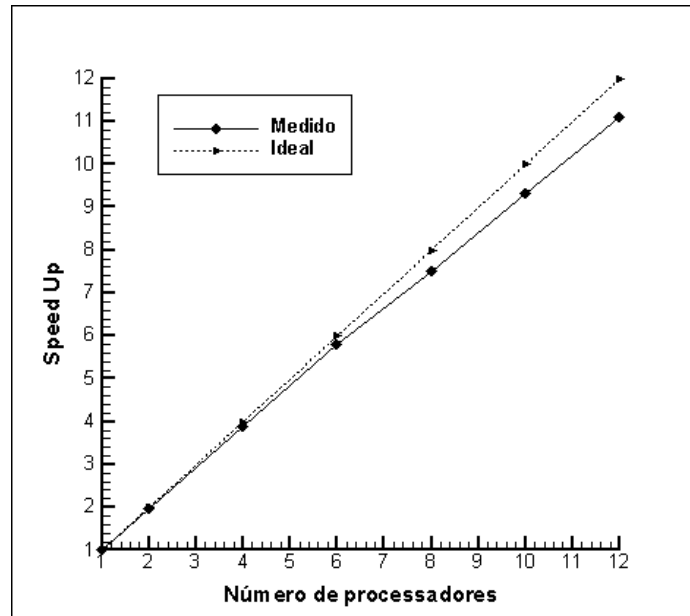


Figura 7.5 - Curva de Speedup – Caso Equivalente Brasileiro

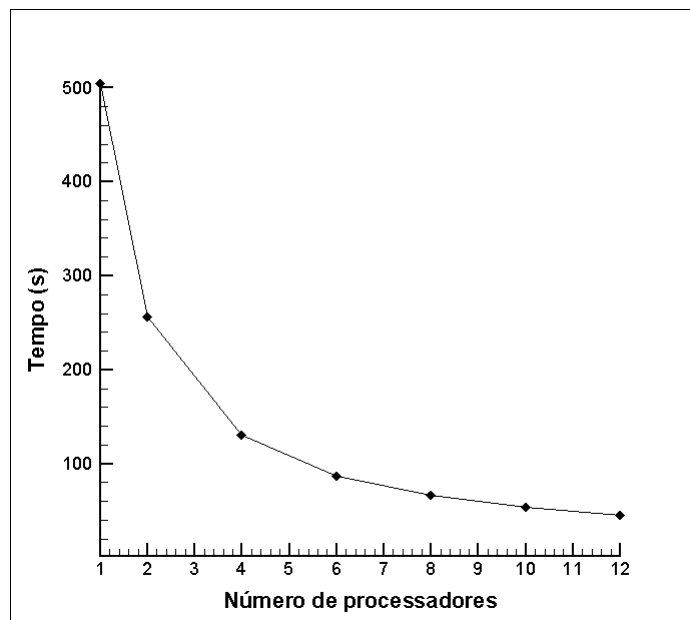


Figura 7.6 - Tempo de Processamento – Caso Equivalente Brasileiro

7.3 Implementação no SAGE

7.3.1 Plataforma Computacional

A plataforma computacional utilizada para os testes da implementação paralela foi a rede de computadores do LASC – Laboratório Avançado de Supervisão e Controle. A plataforma é composta por computadores PC e workstations interligados via uma rede Fast Ethernet. Para o levantamento do desempenho paralelo, foram utilizados, simultaneamente, até quatro computadores da rede, com as seguintes características: Pentium IV 1,7 GHz, 1GB de memória RAM, Sistema Operacional Linux distribuição Enterprise Linux.

7.3.2 Características do Sistema Teste

Para os testes com a implementação do FPORS integrada ao sistema SAGE, foi utilizado um sistema normalmente usado para demonstrações, testes e validação de novas implementações no SAGE.

O sistema estudado é composto por:

- 65 barras;
- 87 circuitos;
- 30 geradores;
- 4 reatores shunts.

Sendo os totais de carga e geração do sistema dado por:

- Carga total: 9.815,5 MW e -1.853,2 Mvar
- Geração total: 10.167,4 MW e -327,3 Mvar
- Perdas totais: 351,9 MW e 1546,8 Mvar.

Na Figura 7.7 é apresentado o unifilar do sistema teste.

7.3.3 Análise de Segurança

A lista de contingências utilizada para os testes é formada por 24 contingências simples de perda de circuito. A Figura 7.7 relaciona os circuitos e o número associado à contingência na lista de contingências.

A função objetivo utilizada foi a de mínimas perdas. Os controles liberados para serem alterados durante o processo de solução foram potência ativa, potência reativa, tensão em terminal de geração e tap de transformador. A análise de segurança foi feita no modo de segurança preventivo. As restrições de carregamentos de circuitos, e os limites dos controles, podem ser visualizadas no Apêndice B, onde são apresentados os dados elétricos do sistema teste.

O problema convergiu em duas iterações base-contingências, sendo que duas contingências geraram corte de Benders na primeira iteração base-contingências e nenhuma contingência gerou corte na segunda iteração, conforme mostrado na Tabela 7.20.

Na Tabela 7.21, são apresentadas as variações nos controles para levar o sistema a um ponto de operação ótimo-seguro.

Tabela 7.20 - Caso Sistema Teste do SAGE: Decomposição de Benders

Iteração base-contingências	Contingência	Somatório de Mvar alocado
1	23	22,69
	24	13,98
2	-	0,0

Tabela 7.21 - Caso Sistema Teste do SAGE: Variação de Controles

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Geração Ativa (MW)	Barra EST01A	456,4	74,5	530,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST01B	456,4	74,5	530,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST01C	456,4	74,5	530,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST01D	456,4	74,5	530,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST01E	456,4	74,5	530,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST01F	456,4	75,6	532
Geração Ativa (MW)	Barra EST31A	284,7	-71,9	212,8
Geração Ativa (MW)	Barra EST31B	284,7	-71,9	212,8
Geração Ativa (MW)	Barra EST31C	284,7	-71,9	212,8
Geração Ativa (MW)	Barra EST31D	284,7	-71,9	212,8
Geração Ativa (MW)	Barra EST32A	252,7	-59,4	193,3
Geração Ativa (MW)	Barra EST32B	252,7	-59,4	193,3
Geração Ativa (MW)	Barra EST32C	252,7	-59,4	193,3
Geração Ativa (MW)	Barra EST32D	252,7	-59,4	193,3
Geração Ativa (MW)	Barra EST33A	258,3	-0,8	257,5
Geração Ativa (MW)	Barra EST33B	258,3	-0,8	257,5
Geração Ativa (MW)	Barra EST33C	258,3	-0,8	257,5
Geração Ativa (MW)	Barra EST33D	258,3	-0,8	257,5
Geração Ativa (MW)	Barra EST34A	210,1	1,8	211,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST34B	210,1	1,8	211,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST34C	210,1	1,8	211,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST34D	210,1	1,8	211,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST34E	210,1	1,8	211,9
Geração Ativa (MW)	Barra EST36A	533,1	4,6	537,7
Geração Ativa (MW)	Barra EST36B	533,1	0,5	533,6
Geração Ativa (MW)	Barra EST36C	533,1	0,5	533,6
Geração Ativa (MW)	Barra EST36D	533,1	0,5	533,6
Geração Ativa (MW)	Barra EST36E	533,1	0,5	533,6
Geração Ativa (MW)	Barra EST36F	533,1	0,5	533,6
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01A	0,9300	0,0460	0,9760
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01B	0,9300	0,0460	0,9760
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01C	0,9300	0,0460	0,9760
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01D	0,9300	0,0460	0,9760
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01E	0,9300	0,0460	0,9760
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST01F	0,9300	0,0400	0,9700
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST31A	0,9830	0,0480	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST31B	0,9830	0,0480	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST31C	0,9830	0,0480	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST31D	0,9830	0,0480	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST32A	0,9860	0,0460	1,0320
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST32B	0,9860	0,0460	1,0320
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST32C	0,9860	0,0460	1,0320
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST32D	0,9860	0,0460	1,0320
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST33A	0,9870	0,0440	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST33B	0,9870	0,0440	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST33C	0,9870	0,0440	1,0310
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST33D	0,9870	0,0440	1,0310

Tabela 7.21 - Caso Sistema Teste do SAGE: Variação de Controles (Continuação)

Tipo de Controle	Localização	Variação		
		Inicial	Desvio	Final
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34A	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34B	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34B	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34C	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34D	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST34E	0,9790	0,0670	1,0460
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST35A	1,0720	-0,0230	1,0490
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36A	1,0400	0,0070	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36B	1,0400	0,0070	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36C	1,0400	0,0070	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36D	1,0400	0,0070	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36E	1,0400	0,0070	1,0470
Tensão Gerador (p.u.)	Barra EST36F	1,0400	0,0070	1,0470
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 16 para 15	1,0420	-0,0130	1,0290
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 16 para 15	1,0420	-0,0130	1,0290
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 17 para 13	1,0420	-0,0625	0,9795
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 17 para 13	1,0420	-0,0625	0,9795
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 30 para 15	1,0380	-0,0122	1,0258
Tap de transformador (p.u.)	Circuito da barra 30 para 57	1,0000	-0,0072	1,0072

Ao final da solução, as perdas do sistema ficaram em 290,0 MW e 51,6 Mvar, reduzindo em 17,6% as perdas ativas do sistema.

7.3.4 Análise da Implementação Paralela

Para levantamento do desempenho paralelo, foi utilizada a lista original com 24 contingências. No entanto, por se tratar de um caso de pequeno porte e não adequado para se tomar índices de desempenho paralelo, o problema foi aumentado artificialmente, multiplicando-se por dez o número de contingências da lista. A lista longa, com 240 contingências é formada por 10 repetições da listas de 24 contingências. O resultado, do ponto de vista elétrico, obtido é o mesmo, uma vez que as contingências analisadas são as mesmas.

A Tabela 7.22 e a Tabela 7.23 apresentam o tempo de processamento e o desempenho paralelo obtido, respectivamente, para a lista de contingências original, com 24 contingências, e para a lista aumentada, com 240 contingências.

Tabela 7.22 - Tempo de Processamento Paralelo – Sistema Teste do SAGE

nº de processadores	Lista original	Lista aumentada
	Tempo (s)	Tempo (s)
1	41	308
2	26	161
3	20	110
4	19	85

Tabela 7.23 - Desempenho Paralelo – Sistema Teste do SAGE

nº de processadores	Lista original		Lista aumentada	
	Speed Up	Eficiência (%)	Speed Up	Eficiência (%)
1	1,00	-	1,00	-
2	1,58	78,8	1,91	95,65
3	2,05	68,3	2,80	93,33
4	2,16	53,9	3,62	94,44

Nota-se que a implementação paralela do FPORS no SAGE para a lista aumentada, assim como na implementação utilizando MPI, apresenta uma excelente eficiência paralela. Quando analisando uma lista maior de contingências, o programa apresenta uma eficiência muito superior do que quando analisando uma lista de pequeno porte. Isto se deve à influência da parte não paralelizável do código em relação ao processo de solução. Quanto mais contingências existirem na lista para serem analisadas, maior é a parte paralelizável do problema e, por isso, espera-se que a eficiência paralela aumente (ver Lei de Amdahl na seção 4.7). O peso do tempo de comunicação e sincronização dos processos em relação ao processo de solução também influencia na Eficiência, quando a lista de contingências é de pequeno porte, esse peso será excessivo em relação ao tempo de computação.

A Figura 7.8 e a Figura 7.9 mostram a evolução dos valores de *Speedup* e do tempo de processamento em relação ao aumento do número de computadores para a solução.

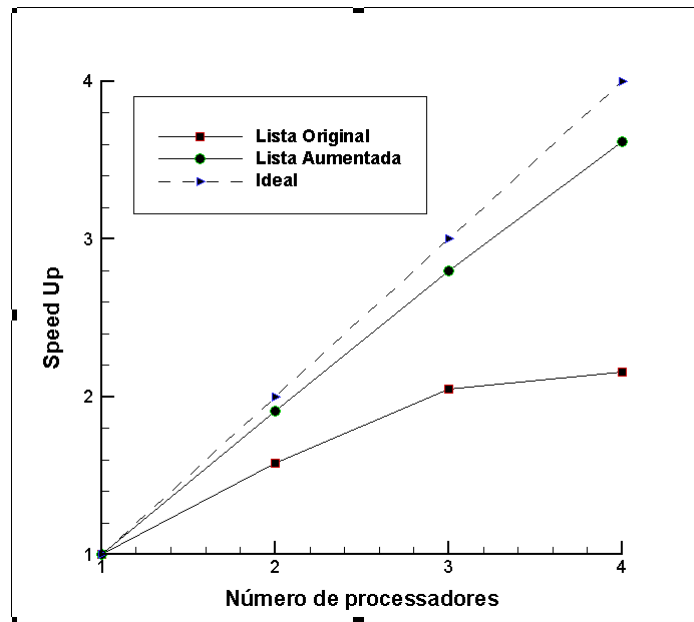


Figura 7.8 - Curva de Speedup – Sistema Teste do SAGE

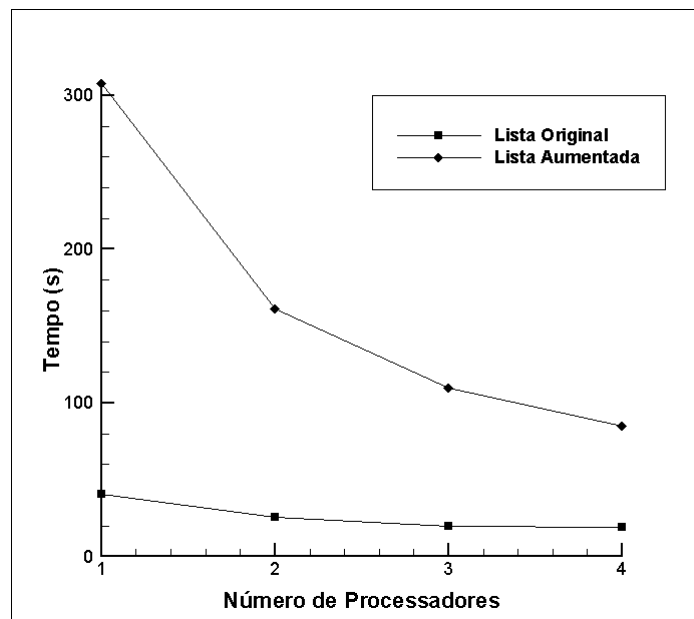


Figura 7.9 - Tempo de Processamento – Sistema Teste do SAGE

A alta Eficiência obtida era esperada, uma vez que o algoritmo de solução só tem um ponto de comunicação entre os processadores, que ocorre entre cada iteração base-contingências. Assim como nos resultados obtidos na seção 7.2.3.3 , nota-se que a

Eficiência reduz pouco com o aumento do número de processadores, o que implica poder se dizer que o algoritmo é escalável. Pelo bom desempenho obtido, conclui-se que, caso seja necessário obter-se um tempo de resposta menor para a solução em tempo real, o objetivo pode ser alcançado utilizando-se maior número de processadores. Com isso, viabilizando a Análise de Segurança em tempo real, baseada em FPORS utilizando ambiente de computação distribuída.

7.4 Considerações Finais

Tanto a implementação paralela baseada na utilização do MPI, quanto a implementação integrada ao SAGE apresentaram uma alta eficiência e um alto ganho na diminuição do tempo de processamento total do FPORS. Embora não exista um consenso sobre qual tempo de solução é aceitável para a utilização desse tipo de ferramenta na operação em tempo real, certamente o menor tempo de solução obtido para o caso do Sistema Brasileiro, que foi o caso mais crítico analisado, não está fora do contexto. O menor tempo obtido para o sistema Brasileiro, com 12 processadores trabalhando concorrentemente, foi em torno de 45 segundos. Nota-se, que já com 8 processadores executando a tarefa concorrentemente, o tempo de processamento ficou em torno de 1 minuto.

Para que se tenha uma medida comparativa, hoje, no CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema, o programa de monitoração da segurança (Análise de Contingências baseada em Fluxo de Potência convencional), está configurado para ser executado a cada dois minutos. Cabe ressaltar, também, que o sistema elétrico Brasileiro é, hoje, representado no CNOS por um equivalente de cerca de 1300 barras, ao passo que o equivalente Brasileiro analisado neste trabalho é composto por 3073 barras.

Deve-se ressaltar, dos testes realizados, que o número de iterações base-contingências necessárias para a convergência da solução, vai influenciar diretamente no tempo total de solução do FPORS. No caso da lista de contingências ser longa, essa influência torna-se ainda mais crítica.

Outra característica notada nos diversos testes realizados é a de que um número reduzido de contingências gera cortes de Benders entre cada iteração base-contingências. Uma

abordagem para se obter um ganho maior em termos de tempo de processamento seria a utilização de Seleção Automática de Contingências. A Seleção Automática de Contingência, descrita na seção 2.6, vai selecionar os casos mais críticos, ou seja, que estariam sujeitos a gerar violação de limites operativos, e descartar os casos não-críticos, diminuindo consideravelmente o tamanho da lista de contingências a ser analisada em cada iteração base-contingências. A Seleção Automática de Contingências deve ser executada entre duas iterações base-contingências e não somente no início do processo, pois, a cada otimização do caso base é encontrado um novo ponto de operação, o que pode levar a uma mudança nas contingências críticas. Uma contingência que antes era não-crítica pode passar a ser, como foi visto no caso de mínimas perdas do sistema RTS, seção 7.2.2.3.1, onde na primeira iteração base-contingências as contingências críticas foram as de números 18 e 19, ao passo que na segunda iteração as contingências críticas foram as de números 7 e 24.

Essa abordagem não foi tratada neste trabalho, mas certamente merece uma análise detalhada para a sua incorporação na ferramenta de Análise de Segurança estática baseada em FPORS como uma extensão do mesmo.

8 Conclusões

Neste trabalho, foi apresentada uma proposta para a viabilização da análise de segurança estática de sistemas de potência em tempo real, baseada na solução de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança e no uso de técnicas de processamento paralelo para a utilização de ambientes computacionais distribuídos.

O uso de uma ferramenta desse tipo na operação em tempo real aumenta o nível de segurança do sistema, uma vez que o operador, a partir de uma lista de ações de controle fornecidas pela ferramenta, estará atuando no sistema preventivamente, evitando que o mesmo evolua para uma condição operativa severa, caso alguma contingência venha a ocorrer.

O trabalho foi dividido em duas etapas. Na primeira etapa, a estratégia de paralelização adotada levou em consideração o uso de ambientes distribuídos (redes de PC's ou estações de trabalho), devido ao baixo custo, escalabilidade e portabilidade associados a estes ambientes. Foi utilizado para o desenvolvimento do programa paralelo o padrão MPI como sistema de troca de mensagens entre os processadores, devido à portabilidade entre plataformas associada ao padrão. O programa de Fluxo de Potência Ótimo desenvolvido pelo CEPEL, o FLUPOT, foi utilizado como base da implementação do programa paralelo. Uma das vantagens dessa abordagem é a utilização de um programa consolidado e amplamente utilizado no setor elétrico Brasileiro. A utilização do FLUPOT agrega à implementação desenvolvida todas as funcionalidades já disponíveis no mesmo e bastante adequadas às características da operação do sistema Brasileiro.

Os testes e resultados levantados relativos à análise de desempenho da implementação paralela mostraram a viabilidade da utilização dessa abordagem para a construção de uma ferramenta de análise de segurança estática de sistemas elétricos a ser incorporada ao dia a dia da operação em tempo real.

A estratégia de paralelização em ambiente distribuído utilizando o padrão MPI como sistema de troca de mensagens, apresentada no capítulo 5, mostra-se como uma ferramenta autônoma, pronta a ser utilizada em centros de controle de energia elétrica,

desde que sejam fornecidos, periodicamente, os arquivos de entrada com dados da rede elétrica em tempo real.

Por outro lado, a integração do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança diretamente em um sistema de gerenciamento de energia, acrescenta à ferramenta todo o suporte computacional oferecido por este tipo de sistema. A segunda etapa deste trabalho consistiu, então, na integração do FPORS paralelo, ao sistema SAGE. Essa abordagem foi apresentada no capítulo 6. A integração do FPORS ao SAGE permite que sejam utilizados recursos de interface gráfica disponíveis, agregando à ferramenta interface amigável de interação homem máquina, assim como esquemas de gerenciamento de processos, esquemas de tolerância à falha, redundância e alta disponibilidade.

O teste de desempenho paralelo realizado com a FPORS integrado ao SAGE, embora não tenha sido realizado com um grande número de processadores, mostrou uma alta eficiência paralela quando solucionando um caso de médio porte. Foi obtida uma eficiência superior a 94% utilizando quatro computadores para a solução concorrente.

A implementação no SAGE tem como vantagem poder se utilizar dos computadores já existentes nos Centros de Operação para as funções SCADA/EMS, sem custos adicionais na aquisição de novo *hardware* para a integração do FPORS às funções de análise de redes já executadas no dia a dia da operação.

Extensões e trabalho futuros

Durante o desenvolvimento e conclusão deste trabalho, foram identificados os seguintes desdobramentos e trabalhos futuros possíveis:

Esquema de tolerância à falhas

A implementação integrada ao SAGE, aqui apresentada, tem como principal vantagem poder se beneficiar de toda a estrutura de suporte computacional, de dados e de interação homem máquina disponíveis no SAGE. Neste trabalho, no entanto, não foi abordado um esquema de tolerância à falhas. Seria importante para a função de Análise de Segurança, que o FPORS sempre se mantivesse disponível, mesmo quando um dos nós de

processamento da rede saísse de operação, e que a solução final do FPORS não fosse afetada pela perda.

A implementação feita em MPI, embora não esteja integrada a um sistema de gerenciamento de energia, apresenta-se como uma solução não proprietária e portátil para qualquer estrutura de banco de dados e arquitetura computacional e também oferece, assim como no SAGE, a possibilidade de se implementar um esquema de tolerância à falhas.

Seleção Automática de Contingências

Os resultados obtidos, embora apresentem um considerável ganho de tempo computacional, sugerem buscar aumentar ainda mais esse ganho. Durante os testes realizados, verificou-se que poucas contingências geram cortes de Benders entre cada iteração base-contingências. Essa característica da solução do FPORS pode ser explorada utilizando técnicas de Seleção Automática de Contingências antes da solução de cada iteração base-contingências. Dessa forma, reduziria-se o número de contingências a serem analisadas, descartando a análise completa nas contingências que não oferecem risco.

Exploração da arquitetura de Memória Compartilhada Distribuída do SAGE

No desenvolvimento do FPORS paralelo no SAGE, não foram explorados todos os recursos da arquitetura de memória compartilhada distribuída — MCD. A arquitetura de MCD permite que todos os processadores do ambiente distribuído possam ter acesso a um determinado espaço de memória como se fosse um acesso local. Neste caso, não haveria necessidade da troca de informação entre os processadores sobre os cortes de Benders gerados independentemente. A medida em que os cortes de Benders fossem gerados, estes seriam acrescentados a uma estrutura única de dados residente na MCD, evitando-se assim, a tarefa onde o processador mestre reorganiza toda a estrutura de cortes de Benders a partir do que foi recebido pelos processadores escravos e, conseqüentemente, evitando-se o tempo ocioso dispensado pelos processadores escravos enquanto o mestre executava a tarefa.

Utilização de processamento paralelo em outras Funções de Análise de Redes

O sucesso alcançado na implementação do FPORS paralelo, viabilizando sua utilização no contexto da operação em tempo real, naturalmente conduz a um interesse em utilizar técnicas de computação paralela em outras ferramentas, entre elas a Avaliação da Segurança Dinâmica – DSA, do inglês *Dynamic Security Assessment*. A Avaliação da Segurança Dinâmica requer um alto tempo de processamento, mas também tem como característica o fato de cada contingência poder ser analisada separadamente.

A Análise de Contingências baseada na solução de um fluxo de potência convencional, embora tenha um tempo de processamento bem inferior ao do FPORS ou ao do DSA, também pode ser beneficiado do uso de computação paralela, diminuindo o tempo global de toda a análise da segurança em tempo real.

Referências

- [1] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B.F., *Power Generation, Operation, and Control*. 2 ed. New York, John Wiley & Sons, 1996.
- [2] BALU, N. J., CAULEY, G., LAUBY, M. G., BERTRAM, T. BOSE, A., BRANDWAJN, V., CURTICE, D., FOUAD, A., FINK, L. H., WOLLENBERG, B. F. and WRUBEL, J. N., “On-line Power System Security Analysis”. In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 80, No 2, pp. 262-280, Fevereiro 1992.
- [3] LIMMER, H. D., “Security Application of On-line Digital Computers”. In: *Proceedingd of the Second PSCC*, Julho 1966.
- [4] DY LIACCO, T. E., “The Adaptative Reliability Control System”, *IEEE Trans. Parallel Dist. System*, Vol. 86, pp 517-531, 1967.
- [5] CIHLAR, T. C., WEAR, J. H., EWART, D. N., KIRCHMAYER, L. K., “Eletric Utility System Security”. In: *Proceedings of the American Power Conference*, Vol. 31, pp. 891-908, 1969.
- [6] MONTICELLI, A., PEREIRA, M.V. F., GRANVILLE, S. "Security-Constrained Optimal Power Flow With Post-Contingency Corrective Rescheduling", *IEEE Transactions on Power System*, Vol. PWRS-2, No 1, pp. 175-182, Fevereiro 1987.
- [7] MENDES, J. C., Avaliação de Segurança Estática. Tese de M.Sc., UFMA, São Luiz, MA, Brasil, 1999.
- [8] MONTICELLI, A., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Edgard Blücher Ltda, 1983.
- [9] ZABORSKY, J., WHANG, K. W., PRASAD, K., “Fast Contingency Evaluation using Concentric Relaxation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and System*, Vol. PAS-99, pp 28-36, January 1980.
- [10] CHANG, C. L., HSU, Y. Y., “A New Approach to Dynamic Contingency Selection”, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, Vol. 5, pp. 1524-1528, 1990.

- [11] BRANDWAJN, V., LAUBY, M., “Complete Bounding Method for AC Contingency Screening”, *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 4, No 2, pp 724-729, Maio 1989.
- [12] GALIANA, F., “Bound Estimates of the Severity of the Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking”, *IEEE Transactions on Power and Apparatus Systems*, Vol. 103, No. 9, pp.2612-2622, Setembro 1984.
- [13] BRANDWAJN, V., “Efficient Bounding Method for Linear Contingency Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, pp. 38-43, Fevereiro 1988.
- [14] EJEBE, G., VAN MEETEREN, H. P., WOLLENBERG, B. F., “Fast Contingency Screening and Evaluation for Voltage Security Analysis”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 3, No. 4, pp. 1582-1590, Novembro 1988.
- [15] BACHER, R., TYNNEY, W. F., “Faster Local Power Flow Solutions: the Zero Mismatch Approach”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 4 , pp. 1345-1354, Novembro 1989.
- [16] ALVES, J. M. T., Seleção Automática de Contingências. Projeto de Fim de Curso, Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2001.
- [17] FISCHL, R., HALPIN, T. F., GUVENIS, A., “The Application of Decision Theory to Contingency Selection”, *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. CAS-30, No. 11, pp. 712-723, Novembro 1982.
- [18] FISCHL, R., HALPIN, T. F., HELFERTY, J. J., GERSHMAN, V., MERCEDE, F., “An Algorithm for Automatically Tuning the Weights of Performance Indices for Monitoring Power System Loading or Security”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PRWS-1, No. 3, pp. 207-213, 1986.
- [19] LO, L. K., PENG, L. J., MACQUEEN, J. F., EKWUE, A. O., CHENG, D. T. Y., “Fast Real Power Flow Contingency Ranking Using a Counterpropagation Network”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 1259-1264, Novembro 1998.
- [20] HUANG, Y., KASHIWAGI, T., MOROZUMI, S., “A Parallel OPF Approach for Large Scale Power Systems”. *Fifth International Conference on Power System Management and Control*, pp. 161-166, abril 2002.

- [21] LO, C.H.; CHUNG, C.Y.; NGUYEN, D.H.M.; WONG, K.P., “A Parallel Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm and its Implementation”, In: *Proceedings of 2004 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Vol. 4, pp. 26-29, Agosto 2004.
- [22] BALDICK, R., KIM, B.H., CHASE, C., LUO, Y., “A Fast Distributed Implementation of Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, pp. 858-864 , Agosto 1999.
- [23] HUR, D. PARK, J., BALHO KIM, H., “On the Convergence Rate Improvement of Mathematical Decomposition Technic on Distributed Optimal Power Flow”, *Electric Power and Energy Systems*, No 25, pp. 31-39, 2003.
- [24] BISKAS, P. N., BAKIRTZIS, A. G., MACHERAS, N. I., PASIALIS, N. K., “A Decentralized Implementation of DC Optimal Power Flow on a Network of Computers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, pp. 25-33, Fevereiro 2005.
- [25] ALVES, A. C. B., Processamento Distribuído Aplicado à Análise de Segurança Estática de Sistemas de Energia Elétrica. Tese de D.Sc., Unicamp, Campinas, SP, Brasil, 1997.
- [26] RODRIGUES, M., SAAVEDRA, O. R., MONTICELLI, A. “Asynchronous Programming Model for the Concurrent Solution of the Security Constrained Optimal Power Flow”, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 9, No 4, pp. 2021-2027, Novembro 1994.
- [27] LATORRE, M. L., Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução de Problemas de Fluxo de Potência Ótimo. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 1995.
- [28] GRANVILLE, S., “Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Methods”, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 9, No 1, pp. 136-146, Novembro 1994.
- [29] GRANVILLE, S., LIMA, M.C. A., “Application of Decomposition Techniques to VAr Planning: Methodological & Computational Aspects”, *IEEE Transactions on Power System*, Vol. 9, No 4, pp. 1780-1787, Novembro 1994.

- [30] SANTANA, R. H. C., B., SANTANA, M. J., SOUZA, M. A., SOUZA, P. S. L., PIEKARSKI, A. E. T., *Computação Paralela*, Universidade de São Paulo, São Carlos, setembro 1997
- [31] FLYNN, M. J., “Some Computer Organizations and Their Effectiveness”, *IEEE Transactions on Computers*, Vol. C-21, pp.948-960, 1972.
- [32] DUNCAN, R., “A Survey of Parallel Computer Architectures”, *IEEE Computer*, pp.5-16, Fevereiro, 1990.
- [33] WILKINSON, B., ALLEN, M., *Parallel Programming: Techniques and Applications Using Networked and Parallel Computers*, Prentice Hall, New Jersey, 1992.
- [34] <http://www.mpi-forum.org/> - MPI FORUM.
- [35] Message Passing Interface Forum, “MPI: A Message-Passing Interface Standard”, *International Journal of Supercomputer Applications and High Performance Computing*, 8(3/4), 1994.
- [36] <http://www-unix.mcs.anl.gov/mpi/mpich/> - MPICH Home Page.
- [37] <http://www.lam-mpi.org/> - LAM/MPI Parallel Computing.
- [38] FOSTER’S, I., *Designing and Building Parallel Programs*, Addison-Wesley, 1992.
- [39] BORGES, C. L. T., FALCÃO, D. M., TARANTO, G. N., “Cluster Based Power System Analysis Application”. In: *Proceedings of IEEE International Conference on Cluster Computing*, pp. 193-200, 28 Nov.-1 Dez., 2000.
- [40] CEPEL, Programa de Fluxo de Potência Ótimo / FLUPOT – Manual do usuário, Versão 5.1 11/2000. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.
- [41] GROPP, W., LUSK, E., SKJELLUM, A., *Using MPI: Portable Parallel Programming with the Message-Passing Interface*, MIT Press, 1999.
- [42] <http://www.sage.cepel.br/> - SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia.
- [43] DA COSTA, M. R., ALVES, J. M. T., PEREIRA, L. A. C., “A Importância da Evolução das Funções de Análises de Redes no Sistema de Supervisão e Controle”. *Encontro para Debates de Assunto da Operação*, 6-9 Março, Recife, Pernambuco, Brasil, 2005.
- [44] <http://www.nacad.ufrj.br/> - NACAD – Núcleo de Atendimento de Computação de Alto Desempenho.

- [45] IEEE RTS Task Force of APM Subcommittee, “The IEEE Reliability Test System – 1996”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 14, No. 3, Agosto 1996.
- [46] <http://www.ons.org.br/> - Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Apêndice A

Dados dos Testes Realizados no Sistema RTS

A.1 Arquivos de Entrada e Saída de Dados no FLUPOT

A entrada de dados e os resultados gerados pelo programa FLUPOT podem ser lidos ou armazenados em arquivos tipo ASCII, ou arquivos binários do tipo histórico do ANAREDE (programa de fluxo de carga desenvolvido pelo CEPEL). A seguir, uma breve descrição dos arquivos de entrada e saída de dados do FLUPOT:

- Arquivo REDE: arquivo ASCII com dados de entrada da rede elétrica.
- Arquivo FPODAT: arquivo ASCII com dados de controle de execução do FLUPOT.
- Arquivo SAVCAS: Arquivo histórico (acesso direto) de casos armazenados de fluxo de potência gerado pelo programa de análise de redes do CEPEL – ANAREDE. O FLUPOT permite a utilização de dois arquivos históricos, um para leitura dos dados da rede e outro para gravação das diferentes configurações da rede otimizada.
- Arquivo COMPLETO: Arquivo ASCII gerado pelo programa contendo informações detalhadas relativas a otimização dos vários subproblemas de operação.
- Arquivo RELAT: Arquivo ASCII contendo o resumo do processo iterativo de solução e os relatórios de saída dos fluxo de potência.
- Arquivo SUMARIO: Arquivo ASCII contendo o resultado final da otimização
- Arquivo CART: Arquivo ASCII gerado pelo programa contendo os dados da rede elétrica otimizada.

A seguir, arquivos de dados de entrada para a execução do caso IEEE – RTS no FLUPOT

A.2 - Arquivo REDE

TITU

IEEE/RTS - 24 barras

DBAR

(No)	O	TB(nome)G(V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(Pl)	(Ql)	(Sh)	(A	(Cf)
1		12BARRA---	1	1035	0.	172.	28.2	-50.	80.							108.0	22.						1		
2		12BARRA---	2	1035	0.	172.	14.0	-50.	80.							97.0	20.						1		
3		02BARRA---	3	1000	0.											180.0	37.						1		
4		02BARRA---	4	1000	0.											74.0	15.						1		
5		02BARRA---	5	1000	0.											71.0	14.						1		
6		02BARRA---	6	1000	0.											136.0	28.	-100					1		
7		12BARRA---	7	1025	0.	160.	51.6		0.	180.						125.0	25.0						1		
8		02BARRA---	8	1000	0.											171.0	35.0						1		
9		02BARRA---	9	1000	0.											175.0	36.0						1		
10		02BARRA---	10	1000	0.											195.0	40.0						1		
11		01BARRA---	11	1000	0.											0.	0.						1		
12		01BARRA---	12	1000	0.											0.	0.						1		
13		21BARRA---	13	1020	0.285.3122.1				0.	270.						265.0	54.0						2		
14		11BARRA---	14	0980	0.	0.	13.7	-50.	200.							194.0	39.0						2		
15		11BARRA---	15	1014	0.	215.	0.05	-50.	110.							317.0	64.0						2		
16		11BARRA---	16	1017	0.	155.	25.2	-50.	80.							100.0	20.0						2		
17		01BARRA---	17	1000	0.											0.	0.						2		
18		11BARRA---	18	1050	0.	400.137.4	-50.	200.								333.0	68.0						2		
19		01BARRA---	19	1000	0.											181.0	37.0						2		
20		01BARRA---	20	1000	0.											128.0	26.0						2		
21		11BARRA---	21	1050	0.	400.108.2	-50.	200.								0.	0.						2		
22		11BARRA---	22	1050	0.	300.-29.8	-60.	96.								0.	0.						2		
23		11BARRA---	23	11050	0.	660.135.4-125.	310.									0.	0.						2		
24		01BARRA---	24	1000	0.											0.	0.						2		

9999

DLIN

(De)	O	(Pa)	NcEP	(R%)	(X%)	(MVAR)	(Tap)	(Tmn)	(Tmx)	(Phs)	(Bc)	(Cn)	(Ce)
1		2	1	F	.260	1.390	46.110										175	193
1		3	1	F	5.460	21.120	5.720										175	208
1		5	1	F	2.180	8.450	2.290										175	208
2		4	1	F	3.280	12.670	3.430										175	208
2		6	1	F	4.970	19.200	5.200										175	208
3		9	1	F	3.080	11.900	3.220										175	208
3		24	1	F	.230	8.390				1015	900	1100				3	400	51032
4		9	1	F	2.680	10.370	2.810										175	208
5		10	1	F	2.280	8.830	2.390										175	208
6		10	1	F	1.390	6.050	245.90										175	193
7		8	1	F	1.590	6.140	1.660										175	208
8		9	1	F	4.270	16.510	4.470										175	208
8		10	1	F	4.270	16.510	4.470										175	208
9		11	1	F	.230	8.390				1030	900	1100				9	400	51032
9		12	1	F	.230	8.390				1030	900	1100				9	400	51032
10		11	1	F	.230	8.390				1015	900	1100				10	400	51032
10		12	1	F	.230	8.390				1015	900	1100				10	400	51032
11		13	1	F	.610	4.760	9.990										500	600
11		14	1	F	.540	4.180	8.790										500	600
12		13	1	F	.610	4.760	9.990										500	600
12		23	1	F	1.240	9.660	20.300										500	600
13		23	1	F	1.110	8.650	18.180										500	600
14		16	1	F	.500	3.890	8.180										500	600
15		16	1	F	.220	1.730	3.640										500	600
15		21	2	F	.630	4.900	10.300										500	600
15		21	1	F	.630	4.900	10.300										500	600
15		24	1	F	.670	5.190	10.910										500	600
16		17	1	F	.330	2.590	5.450										500	600

16	19	1	F	.300	2.310	4.850	500	600
17	18	1	F	.180	1.440	3.030	500	600
17	22	1	F	1.350	10.530	22.120	500	600
18	21	2	F	.330	2.590	5.450	500	600
18	21	1	F	.330	2.590	5.450	500	600
19	20	2	F	.510	3.960	8.330	500	600
19	20	1	F	.510	3.960	8.330	500	600
20	23	2	F	.280	2.160	4.550	500	600
20	23	1	F	.280	2.160	4.550	500	600
21	22	1	F	.870	6.780	14.240	500	600
9999								
DARE								
1	.0	***** RTS - 138 KV *****					.0	.0
2	.0	***** RTS - 230 KV *****					.0	.0
9999								
FIM								

A.3 Arquivo FPODAT

```
.Caso IEEE RTS - 24 barras - Minimizacao de Perdas
.
. Constantes
.
DCTE
MXIT 150
NCRD 5
9999
.
. Funcao Objetivo (descomentar a linha relativa a função objetiva
.                  a ser utilizada)
.
. Minimais Perdas
.
DOBJ LOSS
.
. Minimo Custo de Geracao Ativa
.
.DOBJ CGMW
.
. Minimo Desvio de Potencia Ativa
.
.DOBJ DGMW
.
.Minimo Numero de Controles Alterados
.
.DOBJ MCNT
.
.Controles e restricoes
.
DCON QGEN VGEN PGEN TAPC
DRES FMVA
.
. Especificação dos relatórios
.
RELA CONV
COMP
.
. Lista de Geradores de Potencia Ativa
.
```

```

DGEP IMPR
  1    38.4 192.      16.0
  2    38.4 192.      16.0
  7    19.2 300.      25.0
 13    199. 591.      68.9
 14     0.   0.       0.0
 15    43.  215.       2.4
 16    31.  155.      54.3
 18    80.  400.     100.0
 21    80.  400.     100.0
 22    60.  300.       5.0
 23   132. 660.      54.3
9999
.
.Areas de Monitoracao
.
DRMI
  1    2
99
.
.Areas de Controle
.
DRCC
  1    2
99
.
.Dados de Limite de tensão por Área
.
DVLA
  1    0.95 1.05
  2    0.95 1.05
99
.
.Dados de limites de taps de transformadores
.
DLTC
  9   11    0.9    1.1
 10  11    0.9    1.1
  9   12    0.9    1.1
 10  12    0.9    1.1
  3   24    0.9    1.1
9999
.
. Dados de Contingência
.
DLIS
CASO   01
      CIRCELIM    1          2  1
CASO   02
      CIRCELIM    1          3  1
CASO   03
      CIRCELIM    1          5  1
CASO   04
      CIRCELIM    2          4  1
CASO   05
      CIRCELIM    2          6  1
CASO   06
      CIRCELIM    3          9  1
CASO   07
      CIRCELIM    3         24  1
CASO   08
      CIRCELIM    4          9  1
CASO   09

```

	CIRCELIM	5	10	1
CASO	10			
	CIRCELIM	8	9	1
CASO	11			
	CIRCELIM	8	10	1
CASO	12			
	CIRCELIM	9	11	1
CASO	13			
	CIRCELIM	9	12	1
CASO	14			
	CIRCELIM	10	11	1
CASO	15			
	CIRCELIM	10	12	1
CASO	16			
	CIRCELIM	11	13	1
CASO	17			
	CIRCELIM	11	14	1
CASO	18			
	CIRCELIM	12	13	1
CASO	19			
	CIRCELIM	12	23	1
CASO	20			
	CIRCELIM	13	23	1
CASO	21			
	CIRCELIM	14	16	1
CASO	22			
	CIRCELIM	15	16	1
CASO	23			
	CIRCELIM	15	21	1
CASO	24			
	CIRCELIM	15	24	1
CASO	25			
	CIRCELIM	16	17	1
CASO	26			
	CIRCELIM	16	19	1
CASO	27			
	CIRCELIM	17	18	1
CASO	28			
	CIRCELIM	17	22	1
CASO	29			
	CIRCELIM	18	21	1
CASO	30			
	CIRCELIM	19	20	1
CASO	31			
	CIRCELIM	20	23	1
CASO	32			
	CIRCELIM	21	22	1

9999

.
 .Execucao da Otimizacao

.
 EXOT
 RETC BASE
 RELA RVAR
 CART
 FIM

A.4 Relatório de Dados Elétricos do Sistema RTS

Tabela A.1 - Relatório de Barras do Sistema RTS

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Número	Nome	Módulo [p.u.]	Ângulo [graus]	MW	Mvar	MW	Mvar
1	BARRA---1	1,0350	-9,15	172,00	28,19	108,00	22,00
2	BARRA---2	1,0350	-9,25	172,00	19,29	97,00	20,00
3	BARRA---3	0,9824	-7,04	--	--	180,00	37,00
4	BARRA---4	0,9961	-11,58	--	--	74,00	15,00
5	BARRA---5	1,0160	-11,86	--	--	71,00	14,00
6	BARRA---6	1,0083	-14,35	--	--	136,00	28,00
7	BARRA---7	1,0250	-16,32	160,00	74,49	125,00	25,00
8	BARRA---8	0,9895	-17,08	--	--	171,00	35,00
9	BARRA---9	0,9980	-9,31	--	--	175,00	36,00
10	BARRA--10	1,0234	-11,42	--	--	195,00	40,00
11	BARRA--11	0,9879	-3,12	--	--	--	--
12	BARRA--12	0,9997	-2,44	--	--	--	--
13	BARRA--13	1,0200	0,00	270,58	133,99	265,00	54,00
14	BARRA--14	0,9800	1,32	0,00	-22,67	194,00	39,00
15	BARRA--15	1,0140	10,60	215,00	-6,83	317,00	64,00
16	BARRA--16	1,0170	9,55	155,00	44,10	100,00	20,00
17	BARRA--17	1,0386	14,01	--	--	--	--
18	BARRA--18	1,0500	15,36	400,00	138,57	333,00	68,00
19	BARRA--19	1,0233	8,13	--	--	181,00	37,00
20	BARRA--20	1,0385	8,84	--	--	128,00	26,00
21	BARRA--21	1,0500	16,18	400,00	107,05	--	--
22	BARRA--22	1,0500	21,83	300,00	-29,57	--	--
23	BARRA--23	1,0500	9,93	660,00	137,51	--	--
24	BARRA--24	0,9798	4,11	--	--	--	--

Tabela A.1 - Relatório de Circuitos do Sistema RTS

Barra De	Barra Para	Fluxos			Capacidade MVA	
		Valor Tap	MW	Mvar	Normal	Emerg.
1	2	--	13,10	-27,14	175,0	193,0
1	3	--	-10,27	25,69	175,0	208,0
1	5	--	61,17	7,64	175,0	208,0
2	4	--	38,81	20,54	175,0	208,0
2	6	--	49,29	0,98	175,0	208,0
3	9	--	27,59	-20,96	175,0	208,0
3	24	1,0150	-218,34	13,63	400,0	510,0
4	9	--	-35,79	6,76	175,0	208,0
5	10	--	-10,59	-6,91	175,0	208,0
6	10	--	-87,84	-127,63	175,0	193,0
7	8	--	35,01	49,49	175,0	208,0
8	9	--	-75,67	17,74	175,0	208,0
8	10	--	-60,88	-3,75	175,0	208,0
9	11	1,0300	-123,36	-11,78	400,0	510,0
9	12	1,0300	-138,90	-23,42	400,0	510,0
10	11	1,0150	-170,19	41,57	400,0	510,0
10	12	1,0150	-186,79	30,06	400,0	510,0
11	13	--	-121,41	-52,87	500,0	600,0
11	14	--	-173,21	43,63	500,0	600,0
12	13	--	-94,68	-33,47	500,0	600,0
12	23	--	-232,31	-7,13	500,0	600,0
13	23	--	-212,17	0,94	500,0	600,0
14	16	--	-369,00	-23,36	500,0	600,0
15	16	--	106,34	-31,96	500,0	600,0
15	21	--	-215,63	-41,81	500,0	600,0
15	21	--	-215,63	-41,81	500,0	600,0
15	24	--	222,92	44,74	500,0	600,0
16	17	--	-321,27	-34,21	500,0	600,0
16	19	--	106,24	-42,46	500,0	600,0
17	18	--	-185,69	-58,78	500,0	600,0
17	22	--	-138,90	4,24	500,0	600,0
18	21	--	-59,66	5,03	500,0	600,0
18	21	--	-59,66	5,03	500,0	600,0
19	20	--	-37,57	-38,64	500,0	600,0
19	20	--	-37,57	-38,64	500,0	600,0
20	23	--	-101,69	-43,77	500,0	600,0
20	23	--	-101,69	-43,77	500,0	600,0
21	22	--	-156,66	20,17	500,0	600,0

Apêndice B

Dados do Sistema Teste do SAGE

Tabela B.1 - Relatório de Barras - Sistema Teste do SAGE

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Número	Nome	Módulo [p.u.]	Ângulo [graus]	MW	Mvar	MW	Mvar
1	EST01A	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
2	EST01B	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
3	EST01C	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
4	EST01D	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
5	EST01E	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
6	EST01F	0,9300	48,64	456,40	45,63	--	--
7	EST02A	1,0136	43,46	--	--	-2,3	-215,0
8	EST03A	1,0130	43,27	--	--	--	--
9	EST03B	1,0130	43,27	--	--	--	--
10	EST03C	1,0130	43,27	--	--	--	--
11	EST03D	1,0130	43,27	--	--	--	--
12	EST04A	0,9615	40,86	--	--	--	--
13	EST07A	0,9624	31,25	--	--	--	--
14	EST10A	0,9688	20,95	--	--	--	--
15	EST13A	0,9475	8,60	--	--	--	--
16	EST14A	0,9992	3,97	--	--	--	--
17	EST15A	0,9862	34,65	--	--	--	--
18	EST16A	0,9860	34,90	--	--	--	--
19	EST17A	0,9842	51,35	--	--	-1,9	-19,6
20	EST18A	0,9853	51,68	--	--	--	--
21	EST19A	0,9896	47,36	--	--	1313,0	-324,0
22	EST20A	0,9877	47,76	--	--	--	--
23	EST21A	0,9606	54,15	--	--	0,7	17,1
24	EST22A	0,9787	50,26	--	--	1,9	5,5
25	EST23A	0,9613	45,67	--	--	600,1	100,4
26	EST24A	1,0177	-2,81	--	--	--	--
27	EST25A	1,0434	-5,51	--	--	5896,0	-2086,0
28	EST26A	1,0433	-4,77	--	--	--	--
29	EST27A	0,9911	-1,95	--	--	--	--
30	EST28A	0,9642	3,07	--	--	--	--
31	EST29A	0,9628	-0,01	--	--	2008,0	668,4
32	EST30A	1,0519	32,22	--	--	--	--
33	EST31A	0,9830	59,04	284,70	12,49	--	--
34	EST31B	0,9830	59,06	284,70	12,52	--	--
35	EST31C	0,9830	59,03	284,70	12,42	--	--

Tabela B.1 - Relatório de Barras - Sistema Teste do SAGE (continuação)

Barra		Tensão		Geração		Carga	
Número	Nome	Módulo [p.u.]	Ângulo [graus]	MW	Mvar	MW	Mvar
36	EST31D	0,9830	59,00	284,70	12,33	--	--
37	EST32A	0,9860	57,88	252,70	-14,79	--	--
38	EST32B	0,9860	57,88	252,70	-14,79	--	--
39	EST32C	0,9860	57,88	252,70	-14,79	--	--
40	EST32D	0,9860	57,88	252,70	-14,79	--	--
41	EST33A	0,9870	54,12	258,30	-63,92	--	--
42	EST33B	0,9870	54,12	258,30	-63,92	--	--
43	EST33C	0,9870	54,12	258,30	-63,92	--	--
44	EST33D	0,9870	54,12	258,30	-63,92	--	--
45	EST34A	0,9790	61,07	210,10	-52,98	--	--
46	EST34B	0,9790	61,07	210,10	-52,98	--	--
47	EST34C	0,9790	61,07	210,10	-52,98	--	--
48	EST34D	0,9790	61,07	210,10	-52,98	--	--
49	EST34E	0,9790	61,07	210,10	-52,98	--	--
50	EST35A	1,0720	9,27	0,00	572,13	--	--
51	EST36A	1,0400	0,00	530,18	1,71	--	--
52	EST36B	1,0400	0,03	533,10	1,95	--	--
53	EST36C	1,0400	0,03	533,10	1,95	--	--
54	EST36D	1,0400	0,03	533,10	1,95	--	--
55	EST36E	1,0400	0,03	533,10	1,95	--	--
56	EST36F	1,0400	0,03	533,10	1,95	--	--
57	C2S05TR31	0,9395	9,27	--	--	--	--
58	C4S07TR31	0,9846	51,68	--	--	--	--

Tabela B.1 - Relatório de Circuitos - Sistema Teste do SAGE

Barra De	Barra Para	Fluxos			Capacidade MVA	
		Valor Tap	MW	Mvar	Normal	Emerg.
1	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
2	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
3	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
4	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
5	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
6	7	0,9130	456,40	45,63	695,0	764,0
7	8	--	685,68	59,86	1459,0	2188,0
7	9	--	685,68	60,02	1459,0	2188,0
7	10	--	684,66	60,10	1459,0	2188,0
7	11	--	684,67	60,25	1459,0	2188,0
8	12	1,0500	685,45	68,92	1567,0	2194,0
9	12	1,0500	685,45	68,91	1567,0	2194,0
10	12	1,0500	684,44	68,78	1567,0	2194,0
11	12	1,0500	684,44	68,77	1567,0	2194,0
12	60	--	1376,11	80,35	2660,0	3990,0
12	62	--	1363,66	79,14	2660,0	3990,0
13	60	--	-1360,20	-256,22	9998,0	9998,0
13	61	--	2191,34	-161,74	9998,0	9998,0
13	62	--	-1348,03	-258,24	9998,0	9998,0
13	63	--	2192,64	-154,95	9998,0	9998,0
14	64	--	2158,20	-511,80	9998,0	9998,0
14	65	--	2159,22	-507,97	9998,0	9998,0
15	57	--	946,71	-692,23	1425,0	1995,0
16	15	1,0420	-1138,35	216,52	1567,0	2194,0
16	15	1,0420	-1138,35	216,52	1567,0	2194,0
16	26	--	1138,35	-216,52	1603,0	2405,0
16	26	--	1138,35	-216,52	1603,0	2405,0
17	13	1,0420	837,87	-209,14	1567,0	2194,0
17	13	1,0420	837,87	-209,14	1567,0	2194,0
17	18	--	-837,87	209,14	1554,0	2331,0
17	18	--	-837,87	209,14	1554,0	2331,0
18	19	--	-1390,86	306,52	2072,0	3109,0
18	21	--	-860,61	102,69	2072,0	3109,0
19	20	--	-81,99	-50,88	1377,0	1916,0
19	23	--	-202,71	-0,33	1603,0	2405,0
19	58	1,0000	-568,29	51,58	498,0	712,0
19	59	1,0000	-568,29	51,46	498,0	712,0
20	21	--	928,77	-138,13	850,0	1250,0
21	22	--	-508,50	176,18	1480,0	2220,0
21	22	--	-524,08	183,11	1480,0	2220,0
21	24	--	-232,80	-45,83	2072,0	3109,0
23	24	--	490,49	-231,34	1603,0	2405,0
23	25	--	353,59	-229,13	1950,0	2450,0
24	25	--	251,87	-135,11	1603,0	2405,0

Tabela B.1 - Relatório de Circuitos - Sistema Teste do SAGE (continuação)

Barra De	Barra Para	Fluxos			Capacidade MVA	
		Valor Tap	MW	Mvar	Normal	Emerg.
26	27	--	1358,61	-823,12	1603,0	2405,0
26	27	--	-35,79	6,76	1603,0	2405,0
26	29	--	-10,59	-6,91	1603,0	2405,0
27	28	--	-87,84	-127,63	1603,0	2405,0
27	28	--	35,01	49,49	1603,0	2405,0
30	15	1,0380	-75,67	17,74	1425,0	1995,0
30	31	--	-218,34	13,63	1092,0	1928,0
30	31	--	-35,79	6,76	1092,0	1928,0
30	31	--	-10,59	-6,91	1092,0	1928,0
30	31	--	-87,84	-127,63	1092,0	1928,0
30	32	--	35,01	49,49	1092,0	1928,0
30	57	1,0000	-75,67	17,74	1425,0	1995,0
31	29	1,0400	-60,88	-3,75	1200,0	1500,0
31	29	1,0400	-123,36	-11,78	1200,0	1500,0
32	18	1,0660	-138,90	-23,42	532,0	744,0
33	58	1,0000	-170,19	41,57	498,0	712,0
34	58	1,0000	-218,34	13,63	498,0	712,0
35	59	1,0000	-35,79	6,76	498,0	712,0
36	59	1,0000	-10,59	-6,91	498,0	712,0
37	20	1,0130	-87,84	-127,63	299,0	329,0
38	20	1,0130	-75,67	17,74	299,0	329,0
39	20	1,0130	-60,88	-3,75	299,0	329,0
40	20	1,0130	-123,36	-11,78	299,0	329,0
41	22	1,0340	-138,90	-23,42	398,0	437,0
42	22	1,0340	-170,19	41,57	398,0	437,0
43	22	1,0340	-60,88	-3,75	398,0	437,0
44	22	1,0340	-123,36	-11,78	398,0	437,0
45	23	1,0570	-138,90	-23,42	332,0	365,0
46	23	1,0570	-170,19	41,57	332,0	365,0
47	23	1,0570	-215,63	-41,81	332,0	365,0
48	23	1,0570	-215,63	-41,81	332,0	365,0
49	23	1,0570	222,92	44,74	332,0	365,0
50	57	--	-321,27	-34,21	1425,0	1995,0
51	28	1,0000	106,24	-42,46	695,0	764,0
52	28	1,0000	-185,69	-58,78	695,0	764,0
53	28	1,0000	-138,90	4,24	695,0	764,0
54	28	1,0000	-59,66	5,03	695,0	764,0
55	28	1,0000	-59,66	5,03	695,0	764,0
56	28	1,0000	-37,57	-38,64	695,0	764,0
61	14	--	-37,57	-38,64	2660,0	3990,0
63	14	--	-101,69	-43,77	2660,0	3990,0
64	15	--	-101,69	-43,77	2660,0	3990,0
65	15	--	-156,66	20,17	2660,0	3990,0

Tabela B.2 - Limites dos Geradores - Sistema Teste do SAGE

Barra	Tensão		Geração MW		Geração Mvar	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
EST01A	0,950	1,050	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST01B	0,950	1,050	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST01C	0,950	1,050	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST01D	0,950	1,050	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST01E	0,950	1,050	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST01F	0,950	1,000	420,0	700,0	-230,0	230,0
EST31A	0,900	1,050	0,0	0,0	-105,0	103,0
EST31B	0,900	1,050	420,0	700,0	-105,0	103,0
EST31C	0,900	1,050	420,0	700,0	-105,0	103,0
EST31D	0,900	1,050	420,0	700,0	-105,0	103,0
EST32A	0,900	1,050	420,0	700,0	-273,0	164,0
EST32B	0,900	1,050	420,0	700,0	-273,0	164,0
EST32C	0,900	1,050	420,0	700,0	-273,0	164,0
EST32D	0,900	1,050	210,0	333,0	-273,0	164,0
EST33A	0,900	1,050	210,0	333,0	-325,0	285,0
EST33B	0,900	1,050	210,0	333,0	-325,0	285,0
EST33C	0,900	1,050	210,0	333,0	-325,0	285,0
EST33D	0,900	1,050	190,0	315,0	-325,0	285,0
EST34A	0,900	1,050	190,0	315,0	-105,0	103,0
EST34B	0,900	1,050	190,0	315,0	-105,0	103,0
EST34C	0,900	1,050	190,0	315,0	-105,0	103,0
EST34D	0,900	1,050	251,0	418,0	-105,0	103,0
EST34E	0,900	1,050	251,0	418,0	-105,0	103,0
EST35A	0,900	1,050	251,0	418,0	-220,0	330,0
EST36A	0,950	1,050	251,0	418,0	-250,0	250,0
EST36B	0,950	1,050	210,0	333,0	-250,0	250,0
EST36C	0,950	1,050	210,0	333,0	-250,0	250,0
EST36D	0,950	1,050	210,0	333,0	-250,0	250,0
EST36E	0,950	1,050	210,0	333,0	-250,0	250,0
EST36F	0,950	1,050	210,0	333,0	-250,0	250,0

Tabela B.3 - Limites dos Taps de Transformadores - Sistema Teste do SAGE

Da Barra	Para Barra	Circuito	Tap	
			Mínimo	Máximo
EST14A	EST13A	1	0,8800	1,1690
EST14A	EST13A	2	0,8800	1,1690
EST15A	EST07A	1	0,8800	1,1690
EST15A	EST07A	2	0,8800	1,1690
EST28A	EST13A	1	0,8590	1,1020
EST28A	C2S05TR31	1	0,8590	1,1150

Apêndice C

Telas de Entrada e Saída de Dados

Neste apêndice serão apresentadas algumas telas da interface gráfica do SAGE criadas, ao longo deste trabalho, para a entrada e saída de dados do Controle de Segurança.

Visor de Telas - CEPEL - EXCLUSIVO PARA TESTE DO CEPEL

Visor Tela Exibição Memória Navegação Base Opções Terça-feira, 22 de março de 2005

1.2 SAGE 13:18:24 sac/conseg/parcontem

CONTROLE DE SEGURANÇA - PARÂMETROS

Controle de Segurança

Última Execução: 22-03-05 09:31:18 Resultado: EM EXECUCAO

Ativação por Evento: NÃO Tipo de Limite para Monitoração: OPE Lista Seleccionada: Leve
Ativação por Tempo: NÃO Grandeza Monitorada em Trafos: MVA Modo de Seleção: Manual Gera Lupot
Ativação com Flat-Start: NÃO Grandeza Monitorada em Linhas: MVA

Valor	Unidade	Descrição	Valor	Unidade	Descrição
1.0000	MW	Tolerância de Potência Ativa	150	seg	Intervalo para Ativação Periódica
1.0000	MVAR	Tolerância de Potência Reativa	100		Num Máximo Iterações

Função Objetivo Número de Controles Alterados		Função Objetivo Mínima Relaxação de Tensão	
Valor	Descrição	Valor	Descrição
1	Número de Controles Liberados por Vez	10	Número de Barras Relaxadas por Vez
5	Número de Iterações entre Duas Liberações	5	Máximo Mismatch para Iniciar Relaxação
500	Mínimo Custo Reduzido p/ Iniciar Liberação	0	Máximo Custo Reduzido para Iniciar Relaxação

Arquitetura Comunicação 35 Barras Trafos Configurador Estimador CAG

Valores Medidos Estimado há 22s

Figura C.1 - Tela Parâmetros do Controle de Segurança



Figura C.2 - Função Objetivo, Controles e Restrições



Figura C.3 - Descrição dos Casos de Contingências



Figura C.4 - Sumário da Convergência do Processo de Solução



Figura C.5 - Conjunto de Restrições Ativas ao Final do Processo de Solução

Visor de Telas - CEPEL - EXCLUSIVO PARA TESTE DO CEPEL

Visor Tela Exibição Memória Navegação Base Opções

Quarta-feira, 23 de março de 2005

08:13:36

sar/consseg/susaciotrf

SUMÁRIO DE TRANSFORMADOR

Última Execução 23-03-05 07:09:27 Último Estado EM EXECUÇÃO

Controle de Segurança

Equipamento	Tap Mínimo	Pos Ori	Tap Otim	Pos Otim	Tap Máximo	Otimiza	Tela
C2S03TR21	439.8	15	489.5	24	584.4	SIM	Tela
C2S03TR22	439.8	15	489.5	24	584.4	SIM	Tela
C2S05TR21	439.8	15	494.0	23	584.4	SIM	Tela
C2S05TR22	439.8	15	494.0	23	584.4	SIM	Tela
C2S05TR23	296.4	7	349.4	9	380.3	SIM	Tela
C2S05TR31	296.5	10	340.6	11	384.7	SIM	Tela

Todas

Otimiza 750 600 500 440 345 230 138 <138

Arquitetura Comunicação 35 Barras Trafos Configurador Estimador CAG

Valores Medidos Estimado há 5s

Figura C.6 - Tabular de Dados por Tipo de Equipamento - Transformador