



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Faculdade de Engenharia Elétrica e da Computação

MELHORIA DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO NO PRÉ-DESPACHO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA VIA OTIMIZAÇÃO DE REATIVOS

Taciana de Vasconcelos Menezes

Orientadores: **Prof^o Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva**
 Prof^o Dr. Vivaldo Fernando da Costa

Banca Examinadora:

Prof^o Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva – FEEC/UNICAMP
Prof^o Dr. Dílson Amâncio Alves – FEIS/UNESP
Prof^o Secundino Soares – FEEC/UNICAMP
Prof^o Takaaki Ohishi – FEEC/UNICAMP

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

Campinas, SP, Setembro de 2002

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

M524m Menezes, Taciana de Vasconcelos
Melhoria da margem de estabilidade de
tensão no pré-despacho da operação de
sistemas de energia elétrica via otimização
de reativos / Taciana de Vasconcelos
Menezes.--Campinas, SP: [s.n.], 2002.

Orientadores: Luiz Carlos Pereira da
Silva e Vivaldo Fernando da Costa.

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

1. Sistemas de energia elétrica -
Estabilidade. 2. Potência reativa
(Engenharia elétrica). 3. Análise modal. I.
Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Costa,
Vivaldo Fernando da. III. Universidade
Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia
Elétrica e de Computação. III. Título.

Agradecimentos

Mais uma etapa da minha vida concluída. Foi um caminhar agradável e que muito me modificou. Resta-me agora agradecer aos meus bons amigos:

Aos meus orientadores Vivaldo Fernando da Costa e Luiz Carlos Pereira da Silva por todo apoio e compreensão para a finalização deste trabalho e principalmente pela amizade adquirida nestes dois anos de convívio.

À Prof^a. Dra. Kátia C. Almeida, por ter cedido o seu programa de fluxo de potência ótimo paramétrico e ao Prof^o. Dr. Flávio Lima pelas alterações necessárias neste programa para a utilização do mesmo nesta tese de mestrado.

Aos meus amigos do DCSE pela amizade e apoio nos momentos que mais foi preciso. Principalmente à Carolina, Igor e Jim, pois a participação destes foram fundamentais para a realização deste trabalho.

À FAPESP, pelo suporte financeiro deste trabalho, sem o qual sua realização não teria sido possível.

Assim, agradeço a Deus, aos meus pais, a minha irmã, amigos e parentes que me ajudaram tanto.

À vida, pelo que ela tem de bom e agradável.

Agradeço, enfim, por ter conseguido ser uma, entre muitos, não excluída do saber.

Resumo

Esta dissertação de Mestrado apresenta uma metodologia para incluir no problema de pré-despacho da operação a avaliação e melhoria da margem de estabilidade de tensão através da otimização da injeção da potência reativa dos geradores e condensadores síncronos. Através dos fatores de participação modal são definidos índices de penalidade, que são adicionados à função objetivo do fluxo de potência ótimo com o intuito de otimizar os reativos do sistema. Desta forma, propõe-se maximizar as margens de estabilidade de tensão através da adequação da potência reativa dos geradores e condensadores síncronos. Os resultados obtidos para o sistema *New England* composto de 10 geradores e 39 barras mostram uma melhoria significativa das margens de estabilidade de tensão para os horários críticos do dia.

Abstract

This research work presents a methodology that includes at the power system pre-dispatch problem the evaluation and improvement of voltage stability margin by optimizing generators and synchronous condensers reactive power injections. From modal participation factors it is defined penalty indices for all generators, which are added to the optimal power flow objective function. The purpose is to obtain the most adequate reactive power injection for each generator or synchronous condenser, from a perspective of maximizing voltage stability margins. Preliminary results presented in this paper, obtained for the *New England* test system of 39 buses and 10 generators, show that the proposed methodology leads to significant voltage stability margin improvement for all the critical time intervals of the day.

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Curva PV.

Figura 2.2 – Curva QV.

Figura 2.3 – (a) FPR de Carga.

Figura 2.3 – (b) Curva PV – aumento da Margem de estabilidade de tensão.

Figura 2.4 – Aumento da margem em relação ao caso base através do corte de carga reativo.

Figura 3.1 – Estratégia de solução do fluxo de potência ótimo paramétrico.

Figura 3.2 – (a) Potência ativa gerada minimizando custo da geração.

Figura 3.2 – (b) Potência reativa gerada minimizando custo da geração.

Figura 3.3 – (a) Tensões nas barras minimizando custo da geração e o desvio de tensão.

Figura 3.3 – (b) Valor da função objetivo minimizando custo da geração e o desvio de tensão.

Figura 3.4 – (a) Potência ativa gerada minimizando custo da geração e o desvio de tensão.

Figura 3.4 – (b) Potência reativa gerada minimizando custo da geração e o desvio de tensão.

Figura 3.5 – (a) Potência Ativa gerada minimizando custo da geração e as perdas nas linhas.

Figura 3.5 – (b) Potência Reativa gerada minimizando custo da geração e as perdas nas linhas.

Figura 3.6 – Curva de Carga diária.

Figura 3.7 – (a) Potência Ativa dos geradores para um dia típico.

Figura 3.7 – (b) Potência Reativa dos geradores para um dia típico.

Figura 3.8 – Curva PV e margem de estabilidade de tensão.

Figura 3.9 – Obtenção do máximo carregamento do sistema.

Figura 3.10 – Ilustração do Parâmetro de continuação.

Figura 3.11 – (a) Parâmetro de continuação (P-V-P).

Figura 3.11 – (b) Parâmetro de continuação (V).

Figura 3.12 – (a) Curva PV sem limites de reativos nos geradores e taps fixos.

Figura 3.12 – (b) Curva PV com limites de reativos nos geradores e taps fixos.

Figura 3.13 – Número de iterações do método convencional e do método da continuação.

Figura 3.14 – Sistema teste de 5 barras.

Figura 3.15 – (a) Efeito do re despacho ativo nos fatores de participação dos geradores.

Figura 3.15 – (b) Efeito do re despacho ativo nas margens de estabilidade do sistema.

Figura 3.16 – (a) Efeito do re-despacho reativo nos fatores de participação dos geradores.

Figura 3.16 – (b) Efeito do re-despacho reativo nas margens de estabilidade do sistema.

Figura 3.17 – (a) FPA de Carga.

Figura 3.17 – (b) Aumento da margem através do corte de carga ativo.

Figura 3.18 – Curva PV: aumento da Margem de estabilidade de tensão.

Figura 3.19 – FPA de Geradores.

Figura 3.20 – (a) Aumento(%) da margem em relação ao caso base.

Figura 3.20 – (b) Redução(%) das margem em relação ao caso base.

Figura 3.21 – Curva PV: aumento da Geração em G21 e diminuição em G1.

Figura 3.22 – (a) Curvas PV – Aumento das tensões nos geradores.

Figura 3.22 – (b) Aumento(%) das margens em relação ao caso base.

Figura 4.1 – Fatores de Participação dos Geradores.

Figura 4.2 – Fatores de Penalidade.

Figura 4.3 – Fluxograma para a solução do re-despacho de reativos.

Figura 5.1 – Curva de Carga diária e curvas de margem de estabilidade de tensão do sistema.

Figura 5.2 – Aumento da Margem de estabilidade de Tensão durante o processo de re-despacho Reativo.

Figura 5.3 – Curvas PV antes e após a aplicação do método de re-despacho de reativos.

Figura 5.4 – Injeção de potência reativa dos geradores durante o processo de re-despacho.

Figura 5.5 – Injeção de potência ativa dos geradores durante o processo de re-despacho reativo.

Figura 5.6 – Aumento da margem de estabilidade de tensão durante o processo de re-despacho de reativos.

Figura 5.7 – Curvas PV antes e após a aplicação do método de re-despacho de reativos.

Figura 5.8 – Injeção de reativos dos geradores durante o processo de re-despacho.

Figura 5.9 – Injeção de potência ativa dos geradores durante a reprogramação de reativos.

Figura 5.10 – Perfil de tensão do sistema antes e após a aplicação do método de re-despacho de reativos.

Figura 5.11 – (a) Soma das perdas reativas e da geração shunt.

Figura 5.11 – (b) Soma das perdas ativas.

Figura 5.12 – Reservas de potência reativa no sistema durante o processo de re-despacho.

Figura 5.13 – (a) Geração de potência reativa total do sistema.

Figura 5.13 – (b) Geração de potência ativa total do sistema.

Figura 5.14 – Margem de estabilidade considerando a perda de uma linha de transmissão.

Figura 5.15 – Margem de estabilidade de tensão considerando a ocorrência de contingências simples e duplas.

Figura 5.16 – Margem de estabilidade horária com e sem a otimização de reativos.

Figura 5.17 – Ganhos percentuais sobre a Margem de estabilidade de Tensão para os horários selecionados.

Figura A1 – Configuração do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido.

Figura B1 – Configuração do Sistema New England.

Lista de Tabelas

Tabela 5.1 – Reprogramação de reativos para diferentes valores do passo α .

Tabela A1 – Dados das usinas Hidrelétricas do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido.

Tabela A2 – Dados das barras do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido.

Tabela A3 – Dados rede de transmissão do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido.

Tabela B1 – Dados das usinas Hidrelétricas do Sistema *New England*.

Tabela B2 – Dados das barras do Sistema *New England*.

Tabela B3 – Dados rede de transmissão do Sistema *New England*.

Índice

Agradecimentos	3
Resumo	4
Abstract	4
Lista de Figuras	5
Lista de Tabelas	8
Capítulo 1 Introdução	11
Capítulo 2 Revisão Bibliográfica	17
2.1 Estabilidade de Tensão	21
2.1.1 Abordagens Estáticas	23
<i>2.1.1.1 Métodos das Curvas PV e QV</i>	23
<i>2.1.1.2 Análise Modal Estática</i>	26
<i>2.1.1.3 Índices de Proximidade ao Colapso de Tensão</i>	32
2.1.2 Abordagens Dinâmicas	32
<i>2.1.2.1 Simulação Dinâmica no Domínio do Tempo</i>	33
<i>2.1.2.2 Análise Modal Dinâmica</i>	33
2.2 Planejamento da Operação dos Sistemas Elétricos de Potência	35
2.2.1 Fluxo de Potência Ótimo	37
2.2.2 Formulação do Fluxo De Potência Ótimo	39

Capítulo 3	Revisão de Métodos e Algoritmos	41
3.1	Modelo do Fluxo De Potência Ótimo Paramétrico	42
3.2	Cálculo da Margem de Estabilidade de Tensão	51
3.3	Cálculo dos Fatores de Participação dos Geradores	58
Capítulo 4	Método de Re-despacho de Reativos	71
Capítulo 5	Resultados de Testes e Simulações	79
5.1	Solução inicial do pré-despacho e avaliação da margem de estabilidade de tensão	79
5.2	Escolha do tamanho do passo α para o processo de re-despacho reativo	81
5.3	Otimização de reativos para o horário crítico de carregamento	82
5.4	Uma análise das melhorias trazidas pelo método proposto	89
5.5	A eficiência da metodologia de re-despacho reativos frente à contingências	93
5.6	Aplicação do método de otimização de reativos para todos os horários selecionados a partir da solução inicial do pré-despacho	95
Capítulo 6	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	99
Referências Bibliográficas		102
Apêndice A	Dados do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido	108
Apêndice B	Dados do Sistema New England	111
Apêndice C	Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Mestrado	115

Capítulo 1

Introdução

As dificuldades estatais em captar recursos para expansão dos sistemas elétricos em conformidade com o crescimento da demanda foram uma das grandes motivações da reestruturação do setor elétrico/energético [Hunt, 1996], [Ilic, 1998].

A análise dos casos mais recentes de blecautes evidencia que os sistemas elétricos de potência estão operando cada vez mais próximos dos seus limites de capacidade de transferência de energia [Johansson, 1999], [Vargas, 1999]. Esperava-se que a iniciativa privada, com a reestruturação do setor elétrico, se motivasse a investir na expansão do sistema, aliviando seu congestionamento. Mas as perspectivas não têm se mostrado dessa forma. Na realidade, vê-se que a desverticalização (desregulamentação) do sistema tende a agravar esse problema [Doorman, 2001].

Com a crescente introdução de competição no mercado de energia (implicando no livre acesso de todos os seus integrantes às linhas de transmissão) [Schweppe, 1988], podem-se definir despachos de potência ativa (e reativa) que levem o sistema a uma operação instável, ou que não garantam requisitos mínimos de segurança. Ao privilegiar áreas/geradores com melhores ofertas de energia e com contratos podendo ser realizados independentemente do ponto em que se ligam à rede os contratantes, pode-se comprometer seriamente os níveis de confiabilidade do sistema caso não se leve em consideração restrições de intercâmbio de potência.

Tornou-se freqüente encontrar casos de blecautes de grandes dimensões causados pelo fato de um simples gerador alcançar seu limite de corrente de campo ou de armadura [Gustafsson, 1997],

[Johansson, 1999] ou por operar em situações de saturação do núcleo ferromagnético da máquina síncrona [Vargas, 1999]. No Brasil, pode-se citar a ocorrência recente de um grande blecaute, iniciado pelo rompimento de um único ramo de transmissão (O Globo, 24/01/2002). Estes incidentes são um claro indicativo de que margens de segurança adequadas não vêm sendo mantidas no planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência.

Diante desse contexto, torna-se ainda mais importante o desenvolvimento de pesquisas na área de estabilidade de tensão, uma vez que o limite de estabilidade de tensão é uma das principais restrições para o acesso à rede, já que representa um dos fatores determinantes da máxima capacidade de transferência de potência do sistema.

Além disso, dada à complexidade que as transações comerciais de energia podem assumir e considerando o elevado grau de carregamento com que já operam os sistemas elétricos, aumenta-se também a complexidade do gerenciamento dos intercâmbios de energia. Assim, metodologias que sejam capazes de auxiliar na definição de despachos de geração que atendam restrições de operação mostram-se de fundamental importância como forma de garantir a operação segura do sistema.

Sabe-se que problemas de instabilidade de tensão surgem quando um distúrbio causa uma progressiva e incontrolável queda nas tensões, em uma ou mais barras da rede, devido à depreciação das reservas de reativos no sistema. Pode-se dizer que o sistema entra em colapso de tensão quando este se torna incapaz de atender suas demandas de potência ativa e reativa. Uma boa parte dos trabalhos nesta área buscam o desenvolvimento de métodos e ferramentas que possam indicar o quão próximo o sistema está operando do ponto de colapso de tensão, bem como quais medidas corretivas e/ou preventivas são mais eficientes para manter uma distância segura do mesmo.

Uma outra importante parcela dos estudos sobre a estabilidade de tensão vem sendo direcionada para o desenvolvimento de critérios e procedimentos para a melhor consideração do problema no âmbito do planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos de potência.

O WSCC (Western Systems Coordinating Council), por exemplo, estabeleceu uma força tarefa para o desenvolvimento de um critério de estabilidade de tensão [WSCC, 1998], onde recomendam-se aos sub-sistemas membros, a manutenção de níveis mínimos de margem de estabilidade de tensão de 5% para o caso da ocorrência da contingência simples mais severa, de 2,5% para o caso de ocorrência de contingências duplas, e de margem maior do que zero para contingências múltiplas (perda simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão). Estas sugestões do WSCC, no entanto, devem ser seguidas durante o planejamento da expansão do sistema, visando, principalmente, o fortalecimento das reservas de reativos para o caso de ocorrência de contingências severas. Em relação ao planejamento da operação o critério sugere estratégias especiais de corte de carga por sub-tensão e uma metodologia de monitoramento das reservas de reativos do sistema, uma vez que as reservas de reativos estão diretamente relacionadas à margem de estabilidade de tensão.

O operador nacional do sistema elétrico brasileiro (ONS) também vem incluindo sugestões relacionadas à estabilidade de tensão em seus procedimentos de rede [ONS, 2001]. No Brasil, foram estabelecidas recentemente duas Forças Tarefas para estudar o problema. Uma visando o planejamento da expansão do sistema [Força Tarefa, 2000] e a outra direcionada ao planejamento da operação [Força Tarefa, 1999]. O manual de procedimentos de redes do ONS já apresenta sugestões de critérios para o planejamento da expansão, visando à manutenção de um nível mínimo de margem de estabilidade. O manual sugere que para situações de contingências simples, a margem de estabilidade de tensão seja maior ou igual a 6%, e não determina critérios para casos de contingências múltiplas.

Este trabalho pretende estudar a importância de se avaliar a estabilidade de tensão no âmbito do planejamento de curto-prazo da operação de sistemas de energia elétrica. Para que o sistema possa sobreviver à ocorrência de contingências é importante que um nível mínimo de margem de estabilidade de tensão também seja garantida no planejamento da operação diária do sistema. Para

isso, é proposto nesse trabalho um procedimento para a avaliação da margem de estabilidade no problema de pré-despacho da operação, e para a sua melhoria em horários críticos de carregamento através da otimização da injeção de potência reativa dos geradores e condensadores síncronos.

A idéia é buscar um despacho ótimo de potência reativa das fontes dinâmicas do ponto de vista de maximização da margem de estabilidade de tensão. A melhoria da margem através da otimização de reativos apresenta as seguintes vantagens:

- i) O controle da potência reativa produz um efeito maior na margem de estabilidade do que o controle da potência ativa.
- ii) Garantir um nível mínimo da margem sem afetar a potência ativa significa manter o despacho econômico ótimo, ou seja, operar o sistema ao custo mínimo, e ainda com melhores margens.
- iii) A otimização de reativos implica na melhoria das reservas de reativos das fontes dinâmicas. Desta forma, o sistema torna-se mais robusto em situações de contingências.

A metodologia proposta pode ser vista como uma complementação de um programa de pré-despacho convencional. A solução do pré-despacho de geração, visando a minimização do custo de geração, satisfazendo restrições operacionais e físicas da rede elétrica, e atendendo metas diárias de geração para cada unidade geradora, é inserida em uma nova etapa de análise e otimização de reativos. A etapa de análise adicional consiste no cálculo da margem de estabilidade de tensão para cada horário fornecido pelo pré-despacho, e na seleção destes que não atendam um critério pré-estabelecido. A nova etapa de otimização busca modificações na solução inicial, para os horários selecionados, visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão. Define-se, então, um procedimento de re-despacho de reativos utilizando fatores de participação dos geradores, obtidos

através da análise modal. Os fatores de participação atuam no Fluxo de Potência Ótimo (FPO) com o objetivo de identificar os geradores que mais afetam as margens de estabilidade do sistema [Da Silva, 2000b].

A metodologia proposta para o re-despacho de reativos das fontes dinâmicas do sistema visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão é aplicada ao sistema New England, composto de 10 geradores, 39 barras e 46 linhas de transmissão. Os resultados obtidos confirmam a adequação e eficiência do método para a melhoria das margens de estabilidade de tensão no planejamento da operação diária do sistema.

A estrutura da dissertação segue a seguinte organização:

O capítulo 2 contém uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos publicados a respeito do problema de estabilidade de tensão e descreve algumas técnicas importantes utilizadas para a sua análise. Apresenta-se ainda, nesse capítulo, uma discussão sobre o problema do planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência.

No capítulo 3 são introduzidos o problema do fluxo de potência ótimo paramétrico, o método de fluxo de carga continuado para o cálculo das margens de estabilidade, e o método de análise modal estática expandida para a obtenção dos fatores de participação dos geradores. Esses três métodos matemáticos compõem a formulação da metodologia de re-despacho de reativos proposta nessa dissertação. Testes preliminares são apresentados para os três modelos visando o melhor entendimento de suas características.

O capítulo 4 apresenta a metodologia proposta para o re-despacho reativo dos geradores e condensadores síncronos visando uma melhoria das margens de estabilidade de tensão através dos fatores de participação dos geradores. A formulação do método é discutida, e algoritmos e fluxogramas são introduzidos.

No capítulo 5 são discutidos os resultados obtidos com a aplicação do método proposto ao sistema *New England*. Diversos testes são realizados para demonstrar as vantagens obtidas através dessa metodologia. Realizam-se testes para diferentes níveis de carregamento, e considerando a ocorrência de contingências simples e duplas. Estuda-se também o impacto do método de reprogramação de reativos nas metas energéticas da cada gerador.

Finalmente, O capítulo 6 mostra as conclusões e principais contribuições desta pesquisa, bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Em virtude dos recursos energéticos em sistemas de energia elétrica serem variáveis ao longo do tempo (característica dinâmica) e limitados, faz-se necessário o planejamento de sua operação, o qual tem como objetivo definir uma estratégia de operação para o sistema, atendendo a demanda de energia elétrica de maneira econômica e confiável [Ohishi, 1991], [Soares, 1997].

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é extremamente complexo, devido à dimensão dos sistemas, ao número elevado de variáveis de decisão, à limitação dos recursos energéticos, à incertezas na previsão de demanda e afluências, e à necessidade de coordenação da geração de várias empresas de energia elétrica interligadas em uma única rede de transmissão. A complexidade e a dimensão do problema exigem uma decomposição do mesmo em horizontes de tempo de longo, médio e curto prazos [RE-SEB, 1997a]. O planejamento de longo prazo estuda a operação para um horizonte de vários anos à frente. O objetivo é avaliar as condições de atendimento dos requisitos de mercado, em termos de economia e confiabilidade energética. O planejamento de médio prazo determina uma política de operação individualizada para cada unidade geradora para o primeiro ano do horizonte de longo prazo, e o planejamento de curto prazo determina a operação horária das unidades geradoras para um horizonte de 1 dia a 1 semana, denominado programa de operação.

Dependendo da divisão funcional adotada na gestão do sistema, o planejamento de curto prazo da operação pode incluir a programação semanal em base diária, e a programação diária em

base horária, também chamada de pré-despacho. A programação da operação representa a ponte entre os estudos de planejamento energético, em que predominam os aspectos hidrológicos e econômicos, e a supervisão da operação, onde predominam os aspectos elétricos, como níveis de tensão, sobrecargas e limites de estabilidade [RE-SEB, 1997a].

A programação da operação para cada unidade geradora ao longo do horizonte de curto prazo pode ser determinada através da resolução sequencial de um Fluxo de Potência Ótimo para cada intervalo de tempo, coordenadas externamente de forma a atender metas energéticas definidas pelo planejamento de médio/longo prazo para cada usina hidrelétrica. O FPO é uma ferramenta computacional baseada num modelo de problema de otimização não linear que envolve os centros de geração, os centros de consumo, os equipamentos da rede elétrica como transformadores, reatores, capacitores e dispositivos FACTS (Flexible Alternate Current Transmission System), representados por seus limites físicos de operação. O FPO fornece uma orientação ao operador ou planejador do sistema elétrico de como estas variáveis devem ser ajustadas de modo que os centros de geração, os centros de consumo e os equipamentos que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades, e um ou mais objetivos econômicos sejam maximizados.

Um aspecto importante a ser considerado na programação da operação é a estabilidade de tensão. Usualmente, para evitar que um sistema se torne instável faz-se um controle da injeção de potência reativa em subestações ou centros de carga, proveniente de bancos de capacitores/reatores, e compensadores estáticos ou síncronos instalados em pontos estratégicos do sistema. Porém, em muitas situações, as reservas de reativos provenientes de fontes estáticas, podem ser insuficientes para manter um nível adequado de segurança. Para esses casos, existem outras alternativas que podem trazer melhorias à margem de estabilidade de tensão para um horizonte de curto prazo, tais como: o re-despacho de geração ativa relaxando-se os objetivos econômicos e priorizando a segurança, a otimização da injeção de reativos dos geradores e condensadores síncronos visando a

maximização da margem de estabilidade, e como último recurso a aplicação de esquemas de corte de carga programado [Balanathan, 1998], [Chen, 2000], [Lasseter, 2000], [Vargas, 2001].

O despacho de geração ativa em um mercado competitivo de energia elétrica, tem sido tratado com profundidade na literatura, pois afeta diretamente o custo de geração dos sistemas elétricos de potência, e portanto o preço da energia elétrica [Aganagic, 1997], [Chattopadhyay, 2000], [Fotuhi-Firuzabad, 2000], [Johansson, 1997], [Lasseter, 2000]. O despacho ativo pode ser direcionado, em um horizonte de curto prazo e em situações extremas de carregamento, para a maximização da capacidade de transferência de potência do sistema, afetando no entanto, a solução ótima do pré-despacho do ponto de vista econômico/energético e as metas definidas pelo planejamento de médio/longo prazo para cada gerador.

O suporte de potência reativa e o controle do perfil de tensão do sistema são definidos como importantes serviços auxiliares no novo mercado de energia elétrica. Sem um controle apropriado da potência reativa e da tensão, a transferência de potência ativa não pode ser feita adequadamente. Nos últimos anos, estes aspectos não vêm recebendo a mesma atenção que o gerenciamento da potência ativa, pois não afetam, significativamente, o custo da operação do sistema elétrico de potência. Porém, a importância desses serviços vem crescendo devido ao impacto que eles provocam na qualidade e na estabilidade do sistema, e pelo fato de estarem muito frequentemente relacionados a congestionamentos de partes da rede de transmissão, e de limitarem, desta forma, o nível de competição do mercado. Assim, o despacho ótimo da geração reativa torna-se importante e necessário para maximizar a capacidade de transferência de potência ativa do sistema, para eliminar ou mitigar congestionamentos do sistema de transmissão e para garantir acesso à rede a todos os participantes do mercado [Chen, 2000], [Chebbo, 1995], [Huang, 2000], [Liu, 2000], [Paredes, 2001], [Vargas, 2001].

O corte de carga pode ser de vital importância para casos onde há ocorrência de contingências severas. O risco de um colapso após a ocorrência de uma contingência pode ser eliminado, ou pelo menos minimizado, se o critério de corte de carga adotado for rápido o suficiente e se for aplicado nos locais (barras) mais adequados. Visando somente a melhoria da estabilidade de tensão, o ideal é aplicar esquemas de corte de carga em situações onde todos os outros recursos disponíveis tenham se exaurido, ou para situações onde há a ocorrência de contingências severas e o sistema se torna incapaz de atender toda a demanda de carga com nível de segurança adequado [Balanathan, 1998], [Kolluri, 2000], [Moors, 2000].

O objetivo principal desta dissertação de mestrado é estudar meios e procedimentos para melhorar as margens de estabilidade de tensão do sistema, para um horizonte de curto prazo, através do despacho ótimo da geração reativa. Define-se uma metodologia de re-despacho reativo que parte da solução do problema de pré-despacho convencional e busca a obtenção de um perfil de tensão ótimo para geradores e condensadores síncronos. Fatores de participação para os geradores, obtidos através da análise modal, fornecem a direção ótima para o re-despacho reativo das fontes dinâmicas visando a maximização da margem de estabilidade de tensão.

Neste capítulo realiza-se um levantamento bibliográfico de livros, teses e artigos, relacionados à pesquisa proposta, com intuito de obter apoio teórico e técnico à solução do problema proposto. Para isto é feita uma revisão de trabalhos existentes nas áreas de estabilidade de tensão, abordando os conceitos básicos sobre o problema, bem como os principais métodos de análise. Além disso, faz-se necessário um estudo sobre o planejamento da operação dos sistemas elétricos de potência a fim de compreender o problema do pré-despacho da energia em sistemas hidrotérmicos.

2.1 estabilidade de tensão

A questão da estabilidade de tensão tem preocupado mais intensamente os pesquisadores desde os anos oitenta do século xx. Apesar do assunto, em termos teóricos, ser de conhecimento dos estudiosos ele passou a ser de maior interesse para a indústria a partir do momento em que se verificou a necessidade de uma reestruturação do setor elétrico devida a introdução de competição na geração de energia. Como a introdução de competição no setor está subordinada à garantia de acesso livre à rede de transmissão para todos os agentes do mercado, e o limite de estabilidade de tensão é uma das causas de congestionamento da rede, o problema passou a ser mais importante tanto para o planejamento da expansão do sistema quanto para o planejamento da operação [cortez, 2001], [força tarefa, 1999], [força tarefa, 2000], [ons, 2001], [wscc, 1998].

Vários fatores contribuem para a ocorrência de eventos associados à estabilidade de tensão, entre eles, a distância entre as unidades de geração e os grandes centros de consumo, as dificuldades de se construir novas linhas de transmissão devido as restrições ambientais e econômicas e a desregulamentação do setor energético, que pode levar ao aumento de congestionamentos em algumas áreas do sistema em decorrência da concorrência de preços. A consequência imediata desses fatores é que as linhas passam a operar cada vez mais próximas de suas condições limites, com altas correntes e baixos perfis de tensão, afastando-se assim das condições para as quais foram inicialmente projetadas e resultando em um contínuo aumento do risco de ocorrência de blecautes relacionados à instabilidade de tensão.

Um importante texto direcionado a estabilidade de tensão encontra-se numa publicação especial do ieee, de 1990, intitulada: voltage stability of power systems-concepts, analytical tools, and industry experience [ieee, 1990]. a esta seguiram outras que em número intensificaram-se nos cinco

últimos anos. a partir dessa referência obtêm-se a seguinte definição para o problema de estabilidade de tensão:

Estabilidade de tensão no sentido de Lyapunov é “a capacidade do sistema de potência de manter em níveis aceitáveis as tensões de todos os seus barramentos em condições normais de operação e após a ocorrência de um distúrbio. o sistema se torna instável quando um distúrbio, aumento de carga ou mudança nas suas condições de operação, causa uma progressiva e incontrolável queda na tensão de uma ou mais barras”.

O problema de estabilidade de tensão é responsável por muitos dos maiores colapsos em sistemas de energia elétrica [kundur, 1994]. Isto ocorre pelo fato de que os sistemas de potência tornam-se cada vez mais complexos, devido ao rápido crescimento da carga e ao aumento de interligações. Sendo assim, os sistemas são obrigados a operarem próximos ao limite de capacidade de transmissão de potência, tornando a estabilidade de tensão um dos aspectos importantes no planejamento da expansão e da operação dos sistemas de energia elétrica. O sistema entra em colapso de tensão quando, com um contínuo aumento da carga, há uma queda progressiva nas magnitudes das tensões das barras, pois torna-se incapaz de atender sua demanda de potência ativa e reativa. Este fenômeno pode abranger um tempo de frações de segundos a dezenas de minutos e é um processo dinâmico [kundur, 1994].

Quando o sistema é submetido à faltas, perda de geração ou de grandes blocos de carga, tem-se a chamada estabilidade de grandes perturbações. Estes casos são estudados usando simulações no domínio do tempo, e exigem uma modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema. por outro lado, tem-se a chamada estabilidade de pequenas perturbações quando o sistema é submetido a pequenas modificações de seu ponto de operação, tais como uma pequena e gradual variação na

carga. Estes casos permitem uma modelagem simplificada, onde a dinâmica dos componentes do sistema pode ser considerada somente em regime permanente [gao, 1992], [kundur, 1994], [taylor, 1994].

Várias técnicas para análise da estabilidade de tensão vêm sendo estudadas para que operador de um sistema elétrico tenha conhecimento do quão próximo o sistema está operando do ponto de colapso de tensão e quais áreas são mais suscetíveis à instabilidade, de modo a se estudar possíveis medidas corretivas e preventivas para a melhoria da margem de estabilidade. Desta forma, vários métodos estáticos e dinâmicos para a análise do problema de estabilidade de tensão vêm sendo desenvolvidos. Os principais métodos são abordados neste capítulo.

2.1.1 Abordagens Estáticas

A abordagem através de métodos estáticos busca responder questões relativas à margem de estabilidade, bem como aos mecanismos de instabilidade. Podem propiciar uma rápida e simples avaliação das condições críticas do sistema, e estão associados à singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga. Muitos métodos estáticos buscam a definição de índices de proximidade ao colapso de tensão para a comparação entre diferentes pontos de operação, de modo a se obter uma seleção qualitativa das condições críticas [Cortez, 2001], [kundur, 1994], [Taylor, 1994], [WSCC, 1998].

2.1.1.1 Métodos das Curvas PV e QV

São métodos que traçam as curvas PV e QV para barras de carga selecionadas utilizando o método de fluxo de potência convencional. Tradicionalmente usados pelas concessionárias de

energia elétrica, estes métodos são utilizados para determinar a demanda máxima que o sistema pode atender (ponto “nariz” das curvas PV e QV) identificando assim, a condição em que o colapso de tensão poderá ocorrer. A distância de um dado ponto de operação para o “nariz” das curvas PV e QV indica a margem de estabilidade de tensão do sistema [Taylor, 1994].

- Curva PV: usada principalmente para análises conceituais de estabilidade de tensão. o ponto de máximo carregamento ou ponto de colapso de tensão (*nose* da curva) é identificado após a obtenção da curva PV (figura 2.1) e assim, obtém-se a margem de estabilidade do sistema, que corresponde a distância, em MW ou em porcentagem, do ponto de operação ao ponto de máximo carregamento do sistema. Esta margem é importante para o operador do sistema, pois sendo esta conhecida, o mesmo pode avaliar se após um dado distúrbio existirá um ponto de operação seguro. Uma desvantagem deste método é que a solução do fluxo de potência convencional diverge na região do *nose* da curva PV impossibilitando a obtenção de curvas PV completas através deste modelo [Taylor, 1994]. Outra desvantagem é que o método envolve um alto consumo de tempo computacional e não fornece informação cronológica sobre os mecanismos da instabilidade.

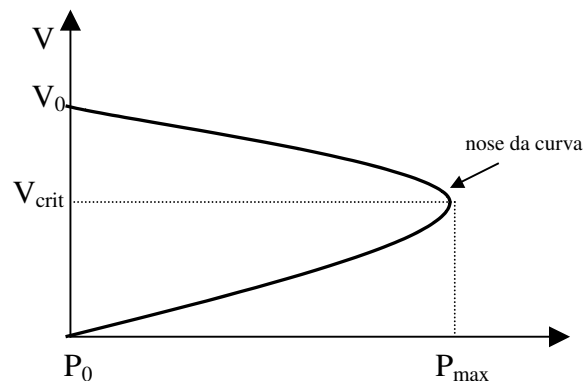


Figura 2.1 – Curva PV

- Curva QV: através desta curva obtém-se a variação da magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa. A obtenção da curva QV é feita adicionando-se um condensador síncrono hipotético à barra escolhida para análise. Diminui-se paulatinamente a sua tensão à medida que se calcula a injeção de reativos através da solução de sucessivos fluxos de potência. Computacionalmente, isto é realizado convertendo-se a barra PQ em questão em barra PV sem limites de injeção de reativos [Taylor, 1994].

Os valores de tensão são representados no eixo das abscissas e os da potência reativa injetada no eixo das ordenadas, conforme mostrado na figura 2.2. pode-se observar na figura a margem de reativos disponível na barra, que é a diferença entre a potência reativa de saída nula do condensador síncrono e a potência de saída do mesmo na base da curva QV, que representa o limite de estabilidade de tensão ($dQ/dV = 0$). Como vantagem deste método, tem-se que a determinação da margem reativa em barras críticas é simples e rápida, porém uma das suas limitações é o fato de aumentar a carga reativa em apenas uma barra do sistema, podendo assim, levar a resultados enganosos [Kundur, 1994].

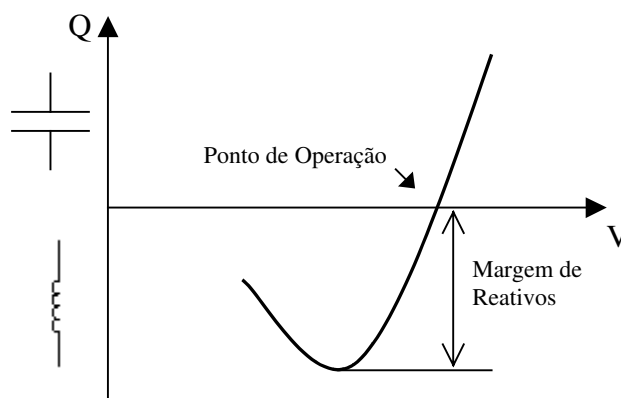


Figura 2.2– Curva QV

2.1.1.2 Análise Modal Estática

O método da análise modal consiste na análise da matriz Jacobiana reduzida, obtida a partir do modelo estático de um sistema de potência linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, expresso por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

Δp : variação incremental de potência ativa

Δq : variação incremental de potência reativa

$\Delta\theta$: variação incremental do ângulo da tensão nodal

Δv : variação incremental da magnitude da tensão nodal

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema. ela pode ser alterada para incluir as características de regime permanente (estáticas) dos geradores, cargas e dispositivos de compensação reativa [Gao, 1992], [Kundur, 1994], [Morison, 1993].

Da equação matricial (2.1) temos que:

$$\Delta P = J_{P\theta} \Delta\theta + J_{PV} \Delta V \quad (2.2)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta} \Delta\theta + J_{QV} \Delta V \quad (2.3)$$

Supondo, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa nulas ($\Delta P = 0$), rearranjando as equações (2.2) e (2.3), a estabilidade de tensão pode ser avaliada apenas considerando a relação entre a tensão e a potência reativa, como pode-se ver abaixo:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (2.4)$$

ou

$$\Delta V = J_R^{-1} \Delta Q \quad (2.5)$$

Onde, J_R é a matriz Jacobiana reduzida do sistema e é dada por:

$$J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}] \quad (2.6)$$

A estabilidade do sistema pode ser analisada através do sinal das sensibilidades V-Q (relação entre tensão e potência reativa) de todas as barras do sistema. Quando a sensibilidade V-Q é positiva significa que a tensão aumenta com uma injeção de potência reativa adicional em uma dada barra. o sistema é estável se todas as sensibilidades V-Q forem positivas. Porém, se pelo menos uma sensibilidade V-Q for negativa, o sistema é instável. Quanto menor a sensibilidade mais estável é o sistema e esta se torna infinita no limite de estabilidade de tensão onde a matriz J_R é singular [Gao, 1992], [Kundur, 1994], [Morison, 1993].

Apesar de ser possível avaliar a estabilidade de tensão através das sensibilidades V-Q em todas as barras, esta forma de análise é muito limitada, pois a instabilidade de tensão não ocorre para barras individuais e sim para modos individuais, exibindo para cada barra do sistema um grau de participação diferente. A técnica de análise modal estática desenvolvida em [Gao, 1992], [Kundur, 1994], [Morison, 1993] supera as deficiências do método de sensibilidades V-Q.

A análise modal estática consiste na determinação dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos associados a matriz Jacobiana reduzida. Inicialmente, é necessário entender o conceito de modo de instabilidade de tensão. Para o i -ésimo modo tem-se:

$$\Delta v_i = \frac{1}{\lambda_i} \Delta q_i \quad (2.7)$$

Onde: Δv : tensão modal

Δq : potência reativa modal

λ : autovalor

Cada tensão modal é uma combinação linear das variáveis das tensões das barras do sistema, e cada potência modal é uma combinação linear das respectivas potências reativas das barras do sistema.

Analisando a equação (2.7) tem-se que para:

- $\lambda_i = 0$, qualquer variação de reativos irá causar uma variação muito grande na sua tensão causando o colapso de tensão.
- $\lambda_i > 0$, as variações Δv_i e Δq_i ocorrem no mesmo sentido, indicando que o sistema é estável.
- $\lambda_i < 0$, as variações Δv_i e Δq_i ocorrem em sentido contrário, ou seja, um aumento na injeção de reativos causa um decréscimo da tensão, indicando que o sistema é instável.

A partir do cálculo dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos são obtidos fatores de participação (FP) das barras de carga (tipo PQ) nos modos críticos, fornecendo informações importantes sobre os mecanismos da instabilidade e as áreas mais vulneráveis a problemas de instabilidade de tensão.

O fator de participação da barra k no modo i é definido por:

$$FP_{ik} = u_{ik} v_{ki} \quad (2.8)$$

Onde:

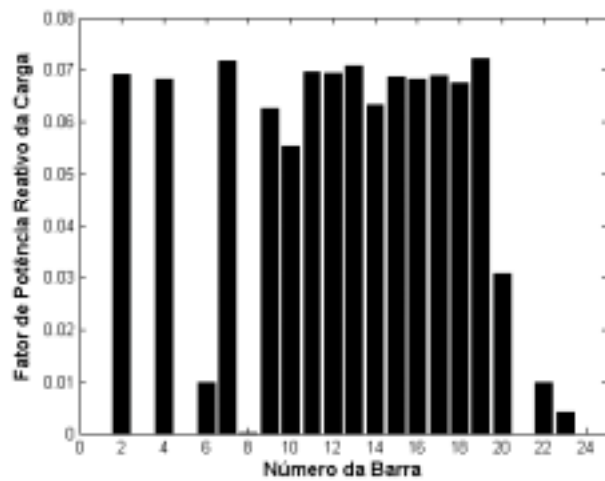
u_i : autovetor direito associado a λ_i

v_i : autovetor esquerdo associado a λ_i

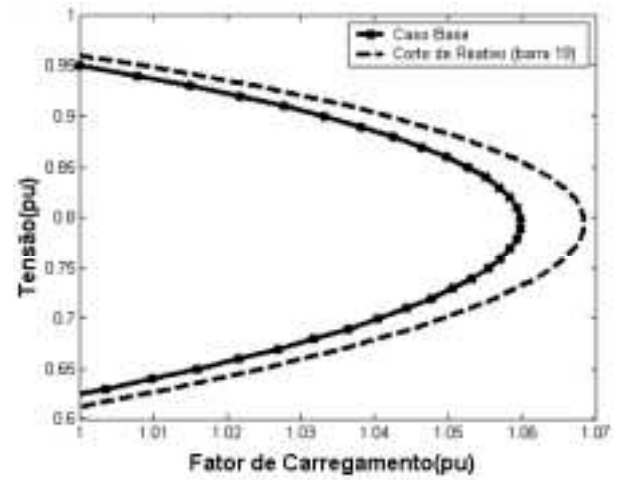
Logo, O FP é o produto, elemento por elemento, dos autovetores esquerdo e direito da matriz Jacobiana reduzida J_R . Este FP, por ser calculado considerando apenas a variação da potência reativa, é chamado de Fator de Participação Reativo de Carga (FPR de Carga), uma vez que a matriz reduzida J_R contém sensibilidades somente para barras de carga (tipo PQ).

Quando J_R é singular, uma pequena variação de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras. As áreas críticas são identificadas pelos autovetores de J_R , revelando as barras onde o aumento de consumo de reativos da carga é mais prejudicial para a estabilidade do sistema. Ou seja, essas barras representam os melhores locais para corte de carga reativa (instalação de bancos de capacitores shunt ou compensação estática de reativos) [Da Silva, 2001].

Visando o melhor entendimento dessa técnica de análise realizam-se alguns testes para um sistema simplificado do sudeste brasileiro, cujos dados encontram-se no Apêndice A. Obtém-se, então, o fator de participação reativo de carga mostrado na Figura 2.2(a). As barras com altos FPR de carga, por exemplo, as barras 11 e 19, indicam as melhores localidades do sistema para a aplicação de compensação shunt de reativos visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão. As curvas PV, mostradas na Figura 2.3(b), representam o caso base e o caso onde é feito um corte de reativos de 50Mvar na barra 19. Pode-se observar que há um aumento significativo da margem de estabilidade de tensão do sistema.



(a)



(b)

Figura 2.3– (a) FPR de Carga

(b) Curva PV – aumento da Margem de estabilidade de tensão

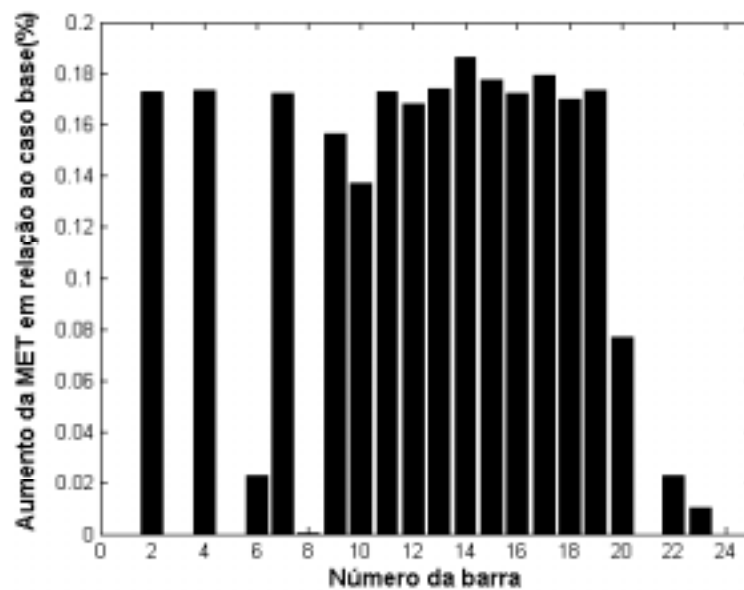


Figura 2.4– Aumento da margem em relação ao caso base através do corte de carga reativo

A Figura 2.4 ilustra o aumento da margem de estabilidade de tensão quando é feito um corte de reativos de 10Mvar em cada barra do sistema (considera-se uma barra de cada vez). Observa-se que a instalação de capacitores shunt em barras com baixos fatores de participação, por exemplo, barras 6, 8, 22 e 24, não resulta em melhoria significativa das margens de estabilidade de tensão. Por outro lado, as barras com maiores fatores de participação propiciam maior aumento na margem do sistema após a aplicação da compensação shunt de reativos.

Pode-se concluir, portanto, que o FPR representa uma excelente direção para a expansão das reservas de reativos de sistema nos centros de carga visando a melhoria da estabilidade. Cabe salientar, no entanto, que o FPR é um índice linear, e que a sua melhor aplicação requer um método não linear, por exemplo, os métodos de curvas PV ou QV, para refinar a classificação das barras críticas do sistema fornecidas pelo FPR.

A técnica de análise modal proposta por Gao [Gao, 1992], tem ganho ampla aceitação em empresas de energia para a identificação de áreas/barras críticas do sistema em relação a instabilidade de tensão. A principal aplicação desta técnica reside na alocação de bancos de capacitores shunt visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão [Gao, 1992], [Kundur, 1994], [Morison, 1993]. No entanto, o método de Gao não define fatores de participação para os geradores, uma vez que o balanço de potência reativa em J_R só se aplica a barras de carga e a informação sobre barras de geração é eliminada pela hipótese de variação de potência ativa nula ($\Delta P=0$). Os fatores de participação apresentados por Gao para os geradores e linhas de transmissão são baseados em sensibilidades, e não têm o mesmo valor de um índice modal.

Neste trabalho estamos interessados nos fatores de participação modal dos geradores, para isto utiliza-se a análise modal expandida proposta por da Silva [Da Silva, 2001]. Nesta metodologia leva-se em consideração o efeito das variações de potência ativa na estabilidade do sistema, visto que na região do ponto de singularidade da matriz Jacobiana as sensibilidades da tensão com relação

a potência ativa podem ser maiores do que as sensibilidades com relação a potência reativa. Em razão disto, este método é tratado com mais detalhes no capítulo 3, quando são definidos os fatores de participação dos geradores via análise modal.

2.1.1.3 Índices de proximidade ao colapso de tensão

Seria muito útil ao operador do sistema elétrico se existisse um índice quantitativo que pudesse representar o máximo valor de demanda que o sistema pode atender mantendo a estabilidade de tensão. Ou ainda, um índice confiável que pudesse indicar o grau de estabilidade para um dado ponto de operação. Muitos índices têm sido propostos na literatura, normalmente estáticos e, portanto, baseados em alguma medida do grau de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de potência, identificado como o limite (estático) de estabilidade de tensão [Kundur, 1994], [Taylor, 1994].

Entretanto, como na região próxima ao limite de estabilidade os sistemas de energia apresentam um comportamento extremamente não-linear, um valor destes índices não é capaz de indicar, por si só, o grau de estabilidade do ponto de operação, ou a sua proximidade ao limite de estabilidade. Desta forma, este tipo de método vem sendo progressivamente abandonado em estudos de estabilidade de tensão, e os métodos de cálculo ou estimação de margens vêm sendo priorizados para a análise estática da estabilidade de tensão [Kundur, 1994], [Taylor, 1994].

2.1.2 Abordagens Dinâmicas

Os métodos dinâmicos mais comuns para análise da estabilidade de tensão são simulação não linear no domínio do tempo e análise modal. A simulação não linear no domínio do tempo, além

de consumir um enorme tempo computacional, não fornece informações relativas à sensibilidade ou ao grau de estabilidade do sistema. Porém é a que fornece a descrição cronológica mais fiel dos mecanismos do fenômeno de instabilidade de tensão [Jardim, 1997], [Phadke, 1989]. A técnica de análise modal aplicada à matriz de estados do modelo dinâmico linearizado em torno de um ponto de operação é utilizada para complementar a simulação dinâmica não linear, fornecendo meios para avaliar os modos críticos do sistema, bem como as melhores ações de controle para estabilizá-los [Jardim, 1997], [Phadke, 1989].

Como neste projeto de pesquisa a análise da estabilidade de tensão é feita através de abordagens estáticas, a análise dinâmica é abordada de forma resumida.

2.1.2.1 Simulação Dinâmica no Domínio do Tempo

Requer modelagem dinâmica completa para o sistema, e reproduz cronologicamente o fenômeno da instabilidade de tensão da forma mais precisa e real. Entretanto, este método além de consumir enormes tempos de CPU e de engenharia necessários à sua análise, não fornece informações sobre o grau de estabilidade do sistema. Estes métodos são inefficientes quando há a necessidade de se avaliar um grande número de cenários. Sua aplicação é restrita a situações específicas do colapso de tensão [Gao, 1992], [Jardim, 1997], [Phadke, 1989] e para complementar ou verificar os resultados da análise estática.

2.1.2.2 Análise Modal Dinâmica

O sistema elétrico, por se tratar de um sistema dinâmico, pode ser descrito através de um sistema de equações diferenciais e algébricas não-lineares como mostrado abaixo:

$$\begin{aligned} \dot{\Delta} &= (\Delta, \Delta, u) \\ 0 &= (\Delta, \Delta, u) \end{aligned} \quad (2.9)$$

Onde:

x: vetor das variáveis de estado n x 1 (dinâmica dos geradores, reguladores e carga)

y: vetor das variáveis algébricas k x 1 (rede de transmissão, cargas estáticas)

u: vetor das variáveis de entrada r x 1

Para pequenas perturbações, as equações (2.9) podem ser linearizadas em torno do ponto de equilíbrio, ficando da seguinte forma:

$$\Delta \dot{x} = J_1 \Delta x + J_2 \Delta y + B_1 \Delta u_1 \quad (2.10)$$

$$= J_3 \Delta x + J_4 \Delta y + B_2 \Delta u_2 \quad (2.11)$$

J₁, J₂, J₃ e J₄ são as matrizes Jacobianas das funções f e g com relação as variáveis de estado e algébricas, respectivamente. B₁ e B₂ são as matrizes Jacobianas referentes as variáveis de entrada u₁ e u₂, respectivamente.

Se J₄ for não-singular, a equação (2.11) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\Delta y = -J_4^{-1} J_3 \Delta x - J_4^{-1} B_2 \Delta u_2 \quad (2.12)$$

Substituindo o valor de Δy da equação (2.12) na equação (2.10) teremos:

$$\Delta \dot{x} = J_1 \Delta x + J_2 (-J_4^{-1} J_3 \Delta x - J_4^{-1} B_2 \Delta u_2) + B_1 \Delta u_1 \quad (2.13)$$

Ficando, assim, o valor de Δ $\dot{x}$ igual a:

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + \bar{B}_1 \Delta u_1 + \bar{B}_2 \Delta u_2 \quad (2.14)$$

Onde: $A = J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3$, $\bar{B}_1 = B_1$ e $\bar{B}_2 = -J_2 J_4^{-1} B_2$

A e B_1/B_2 são as matrizes de estado e de entrada do sistema, respectivamente.

Aplicando-se a técnica de análise modal da matriz A, isto é, determinando seus autovalores e autovetores críticos, a estabilidade do sistema para pequenas perturbações pode ser avaliada [Kundur, 1994], [Taylor, 1994]. Este tipo de análise é de grande valia para a identificação de modos fracamente amortecidos, bem como para ajudar no projeto e teste de dispositivos de controle para melhorar o amortecimento desses modos.

2.2 Planejamento da Operação dos Sistemas Elétricos de Potência

O principal objetivo da operação de um sistema de potência é atender ao consumidor final, isto é, suprir o mercado com energia elétrica, com continuidade, qualidade e economicidade. O planejamento da operação é definido como o conjunto de estudos de caráter elétrico e energético, cujo objetivo é definir estratégias de operação para o atendimento do mercado, com base em critérios pré-estabelecidos, tais como, limites de transmissão entre fontes de geração e centros de carga, garantia de atendimento da carga, regras de operação de reservatórios, entre outros. Este planejamento estabelece o comportamento do sistema para um horizonte de operação de alguns anos à frente, causando o aproveitamento racional dos recursos, garantindo a qualidade e segurança no atendimento à demanda e respeitando às restrições operativas do sistema [RE-SEB, 1997b].

O problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é extremamente complexo, pois além das dificuldades naturais como a dimensão dos sistemas, o número elevado de variáveis de decisão, à limitação dos recursos energéticos e à incertezas nas previsões de demanda e afluência, o planejamento também deve considerar a coordenação da geração de várias empresas de energia elétrica de uma forma econômica e garantir o atendimento do mercado com qualidade. Em termos matemáticos, o planejamento da operação mostra-se um problema estocástico e não-linear, o

que o torna computacionalmente inviável para sistemas reais de grande porte, além de ser um problema que está inserido dentro do contexto multi-uso de seus recursos. A complexidade e a dimensão do problema exige uma decomposição do mesmo. Com isto, o planejamento da operação é dividido em três etapas, cada uma destas etapas utiliza um horizonte compatível com as hipóteses assumidas [RE-SEB, 1997a]:

- Planejamento de Longo Prazo: considera-se a operação com um horizonte de vários anos à frente. O objetivo é avaliar as condições de atendimento dos requisitos de mercado, em termos de economia e confiabilidade energética. No caso do subsistema sul/sudeste brasileiro o horizonte considerado é de 5 anos;
- Planejamento de Médio Prazo: considera-se a operação relativa ao primeiro ano do horizonte de longo prazo. O objetivo desta etapa é determinar uma política de operação individualizada para cada unidade geradora, atendendo as suas restrições operativas e a demanda global de cada intervalo, de acordo com os custos definidos no planejamento de longo prazo.
- Planejamento de Curto Prazo ou Pré-despacho: consiste basicamente em determinar a operação horária das unidades geradoras para um horizonte de curto prazo (de 1 dia a 1 semana), denominado programa de operação. Por se tratar de um problema de planejamento para um horizonte muito próximo da operação em tempo real, esta etapa tem por objetivo a compatibilização da operação elétrica em tempo real com a operação energética (operação de médio/longo prazo).

A partir das características das três etapas descritas anteriormente, o planejamento da operação pode ser dividido em planejamento energético e elétrico da operação. O planejamento

energético engloba as etapas de médio e longo prazos, nos quais os aspectos hidráulicos do problema são levados mais em consideração. O planejamento elétrico da operação ou pré-despacho engloba a etapa de curto prazo, na qual as restrições elétricas são consideradas com maior relevância. A ligação entre o planejamento de longo/médio prazo e o de curto prazo é feita através da determinação de metas para a geração de cada usina ao longo do dia ou semana ou, alternativamente, através de volumes-metas que os reservatórios devem atingir ao final do período.

O planejamento de curto prazo pode ser visto como a desagregação ou detalhamento das decisões de médio prazo, e busca, portanto, estabelecer um cronograma de geração que atenda as metas produzidas pelo planejamento da operação energética, e que seja viável sob o ponto de vista elétrico. Este planejamento, feito para cada unidade geradora ao longo do horizonte de curto prazo, pode ser determinado através da resolução sequencial de um fluxo de potência ótimo para cada um dos intervalos, coordenados externamente de forma a atender as metas do planejamento energético para cada usina [Soares, 1997].

2.2.1 Fluxo De Potência Ótimo

O cálculo do fluxo de potência (ou fluxo de carga) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado (tensões complexas das barras), da distribuição dos fluxos (potências ativas e reativa que fluem pelas linhas e transformadores) e de algumas outras grandezas de interesse [Monticelli, 1983]. A modelagem do sistema é estática e é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. As equações básicas do fluxo de potência são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A

Segunda Lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como funções das tensões (estados) de seus nós terminais.

O fluxo de potência ótimo consiste no cálculo do fluxo de potência de um sistema de energia elétrica onde certas variáveis controladas são ajustadas a fim de minimizar uma dada função objetivo. O objetivo pode ser minimizar o custo da geração de potência ativa (equivalente a maximizar o rendimento dos conjuntos turbinas/geradores para usinas hidrelétricas), as perdas ativas totais do sistema ou o desvio de tensão, satisfazendo limites físicos e operacionais das variáveis de controle, variáveis dependentes e variáveis funcionais. O FPO é uma ferramenta computacional baseada em um modelo de otimização não linear e não convexa.

O FPO fornece ao operador ou planejador do sistema elétrico, uma orientação de como estas variáveis devem ser ajustadas de modo que os centros de geração, os centros de consumo e os equipamentos que participam da transmissão estejam dentro de suas capacidades. É, portanto, um problema bastante complexo e de difícil solução, como mostram as inúmeras pesquisas nesse tema nas últimas três décadas [Almeida, 1996], [Ashley, 1984], [Lima, 1999], [Momoh, 1999]. A busca de um programa computacional rápido e confiável é um objetivo comum a todas as metodologias empregadas na solução do FPO. Assim, para ser prático, o FPO clássico precisa [Ashley, 1984]:

- Ter um tempo de solução que varia aproximadamente em proporção ao tamanho da rede e é independente do número de controles ou restrições de desigualdades;
- Obter convergência rápida e eficiente das condições de otimalidade de Kuhn-Tucker;
- Não necessitar da figura do operador para ajustar os parâmetros do processo de otimização;
- Obter, na prática, facilmente soluções para qualquer tamanho ou tipo de problema.

Desta forma, podemos formular o FPO através de um problema de otimização não-linear, utilizando-o como uma ferramenta na busca de um ponto de operação ótimo, conforme é apresentado em seguida.

2.2.2 Formulação do Fluxo De Potência Ótimo

O FPO pode ser modelado como o seguinte problema de programação não linear:

$$\underset{x}{Min} \quad f(x) \quad (2.15)$$

$$s.a \quad g(x) = 0 \quad (\lambda) \quad (2.16)$$

$$h(x) \leq 0 \quad (\gamma) \quad (2.17)$$

Onde: $x \in \Re^n$, $f: \Re^n \rightarrow \Re$

$$g: \Re^n \rightarrow \Re^m, m \leq n$$

$$h: \Re^n \rightarrow \Re^p$$

$$f, g, h \in C^2$$

O vetor de variáveis x pode ser dividido em variáveis de controle u e variáveis dependentes y . As variáveis de controle incluem geração de potência ativa, magnitude de tensão nas barras de geração, compensação síncrona, taps de transformadores e admitância shunt, que pode ser capacitor ou indutor. As variáveis dependentes incluem ângulo de tensão, magnitude de tensão em barras de carga e fluxo nas linhas de transmissão.

A função objetivo (2.15) representa critérios de desempenho da operação dos sistemas elétricos tais como custo de geração, perdas ativas nas linhas de transmissão, desvios de tensão a partir de um valor pré-estabelecido, ou uma combinação desses critérios. As restrições de igualdade (2.16) representam as equações de balanço de potência nas barras de carga enquanto que as restrições de desigualdade (2.17) representam restrições funcionais tais como, limite de fluxo de

potência ativa nas linhas, limites de potência ativa e reativa em barras de geração e os limites operacionais sobre o vetor x .

A técnica de otimização empregada no FPO utilizado neste trabalho é a Programação Paramétrica [Almeida, 1996], [Lima, 1999]. Nela o FPO original é relaxado através da introdução de termos parametrizados na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade do problema. O emprego desta técnica no FPO será apresentado com detalhes no capítulo 3, juntamente com os métodos utilizados para o cálculo de curvas PV e dos fatores de participação dos geradores, que compõem a metodologia proposta e testada nesse trabalho.

Capítulo 3

Revisão de Métodos e Algoritmos

O modelo proposto nesse trabalho, para incluir a avaliação da estabilidade de tensão no planejamento de curto prazo da operação, consiste em um processo de obtenção e reprogramação de um despacho de geração para as próximas 24 horas, visando a melhoria da margem de estabilidade através da otimização da injeção de potência reativa dos geradores e condensadores síncronos do sistema de potência. A principal idéia deste trabalho é que operando com um nível de tensão (ou injeção de potência reativa) mais adequado para os geradores e condensadores síncronos é possível aumentar a capacidade de transferência de potência do sistema com um desvio mínimo da solução ativa economicamente ótima. Sobre esse aspecto, desenvolve-se um método para o redespacho da geração de reativos baseado em fatores de participação dos geradores, obtidos através de análise modal. A partir desses fatores, são definidos índices de penalidade para todas as tensões ou injeções de potência reativa dos geradores, os quais são adicionados à função objetivo do fluxo de potência ótimo com o intuito de identificar os geradores que mais afetam a margem de estabilidade do sistema, e incentivar o aumento da injeção de reativos nesses locais.

Este capítulo apresenta um estudo detalhado sobre os métodos matemáticos necessários para a formulação e teste da idéia proposta para esta dissertação de mestrado. O fluxo de potência ótimo paramétrico é usado para a solução do pré-despacho e para a reprogramação de reativos, a margem de estabilidade de tensão para cada intervalo é calculada através do método de curvas PV e os fatores de participação dos geradores são obtidos via a análise modal estática.

3.1 Modelo Do Fluxo De Potência Ótimo Paramétrico

O programa de fluxo de potência ótimo utilizado nesse trabalho utiliza a técnica de otimização paramétrica, que consiste em relaxar o FPO original através da introdução de termos parametrizados, dando origem a um problema de FPO relaxado com solução trivial, a qual evolui para a solução do FPO original através do método da continuação [Almeida, 1996], [Lima, 1999]. No FPO, os parâmetros podem ser grandezas presentes na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade. Mediante a variação do parâmetro, um conjunto de problemas de FPO é estabelecido cujas soluções ótimas formam um caminho entre as soluções ótimas do problema parametrizado relaxado e do problema original.

Um dos motivos para o uso da programação paramétrica na solução do FPO é a facilidade de inicialização do método que pode partir de um ponto arbitrário factível ou não. O modelo de Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico (FPOP) adotado neste trabalho é dado por:

$$\underset{x}{Min} \quad (x, c) \quad (3.1)$$

$$s. \quad g(x, c) = 0 \quad (\lambda) \quad (3.2)$$

$$(x, c) \leq 0 \quad (\gamma) \quad (3.3)$$

Onde:
$$F(x, c) = f(x) - (1 - c)f_o^T x + (1 - c)\frac{1}{2}W_4 \|x - x^o\|^2 \quad (3.4)$$

$$(x, c) = g(x) - (1 - c)g(x^o) \quad (3.5)$$

$$(x, c) = h(x) - (1 - c)\Delta h \quad (3.6)$$

$$x^o = \frac{\partial (x^o)}{\partial} + \frac{\partial (x^o)}{\partial} \lambda^o \quad (3.7)$$

$$\Delta_i \begin{cases} 0, & i(x^o) < 0 \\ i(x^o) + \varepsilon, & i(x^o) \geq 0 \end{cases} \quad (3.8)$$

As equações (3.1), (3.2) e (3.3) são praticamente as mesmas equações do FPO original, porém, levando em consideração a parametrização do problema. Quando $\mathbf{c}=\mathbf{1}$, tem-se exatamente o problema original mostrado nas equações (2.15), (2.16) e (2.17). Na função objetivo existem dois termos parametrizados, um termo linear e um termo quadrático. O termo linear provoca uma translação na função de modo a tornar a solução $\mathbf{x}^o$ um ponto que satisfaz as condições de Kuhn-Tucker em $\mathbf{c} = \mathbf{0}$. O valor de $\mathbf{f}_0$ em (3.7) é calculado justamente de modo a garantir essas condições.

O termo quadrático, por sua vez, tem por finalidade assegurar a convexidade da função objetivo (3.4), e conseqüentemente garantir que o ponto $\mathbf{x}^o$ seja um mínimo local de FPOP(0). Além disso, contribui para que haja um melhor comportamento numérico do método. Estes termos adicionados à função objetivo original são gradualmente eliminados com o crescimento do parâmetro de continuação, ou seja, com a aproximação da solução do problema original. Note que para $\mathbf{c}=\mathbf{1}$ em (3.4), o termo quadrático desaparece totalmente o que torna a solução final independente do fator de penalidade W .

A equação (3.5) representa uma relaxação em (2.16) e (3.6) representa uma relaxação somente para as restrições de desigualdade (2.17) que são inactíveis em $\mathbf{x}^o$. O parâmetro de folga ε em (3.8) tem o propósito de tornar estritamente factíveis as restrições de desigualdade inactíveis e as restrições de desigualdade factíveis ativas em $\mathbf{x}^o$. Em princípio nem todas as restrições de desigualdade são inactíveis em $\mathbf{x}^o$, o que significa que nem todas serão relaxadas e parametrizadas. O conjunto de restrições de desigualdade se divide em dois grupos: restrições de desigualdade parametrizadas e restrições de desigualdade não parametrizadas.

Conhecendo o problema de otimização pode-se montar um algoritmo para o cálculo do fluxo de potência ótimo parametrizado. O Fluxograma correspondente é mostrado na Figura 3.1. O programa usado neste trabalho foi desenvolvido em MATLAB, como parte de projetos de doutoramento anteriores [Almeida, 1994], [Lima, 2000].

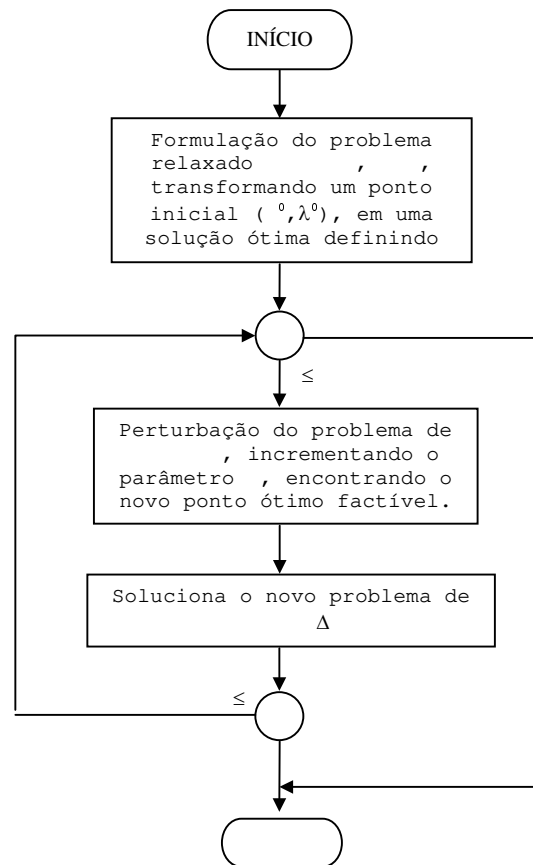


Figura 3.1 – Estratégia de solução do fluxo de potência ótimo paramétrico.

A seguir são mostrados alguns resultados obtidos de simulações do programa de fluxo de potência ótimo paramétrico aplicado a um exemplo ilustrativo, representando uma versão reduzida do sistema sudeste brasileiro, composto de 4 usinas hidrelétricas, 23 barras e 40 linhas de transmissão. Os dados referentes a este sistema são detalhados no Apêndice A.

Os testes são realizados para as seguintes funções objetivos: custo de geração, custo de geração combinado com o desvio de tensão e custo de geração combinado com as perdas ativas nas linhas de transmissão. A solução inicial $\mathbf{x}^0$ para todos os problemas resolvidos é fornecida por um método de fluxo de carga convencional. Todos os testes são realizados numa estação de trabalho SUN ULTRA 60 utilizando o MATLAB versão 5.3.1.

Os valores considerados para limites mínimo e máximo de tensão são 0.9 e 1.10 p.u., respectivamente. Adota-se a tolerância de 10^{-3} como critério de convergência do método de Newton-Raphson. A função $f(x)$ na equação 3.4 corresponde à função objetivo do problema e é composta da seguinte forma:

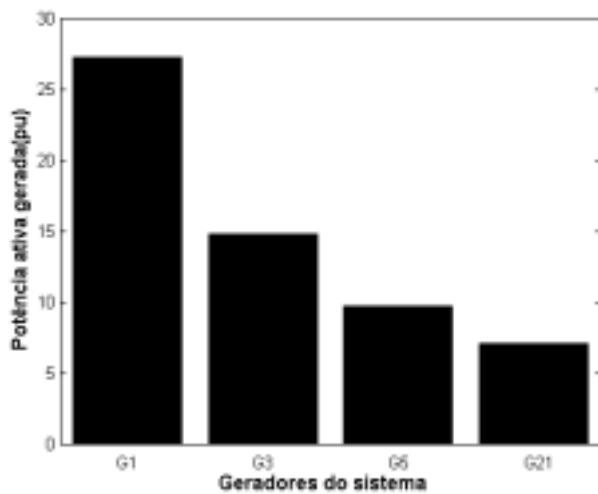
$$f(\mathbf{x}) = W_1 f_1 + W_2 f_2 + W_3 f_3 \quad (3.9)$$

Onde: f_1 , f_2 e f_3 são funções relativas ao custo de geração, perdas ativas nas linhas de transmissão e desvio de tensão, respectivamente. W_1 , W_2 e W_3 são os pesos para cada uma dessas funções.

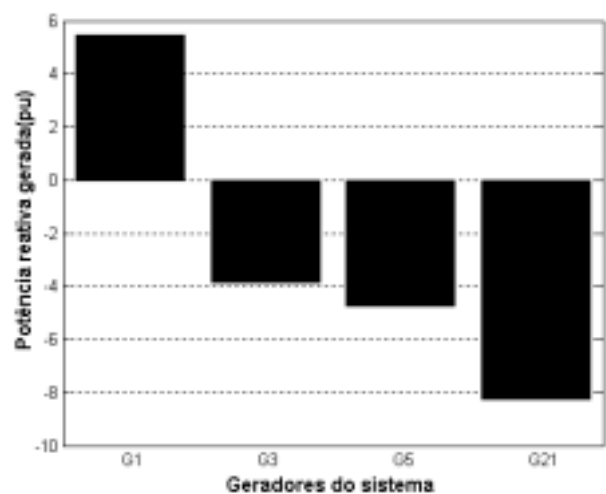
Na maioria das simulações é usado o fator penalidade $\mathbf{W}$ igual a **100**, exceto quando se minimiza simultaneamente o custo de geração e as perdas nas linhas de transmissão. Nesse caso é usado $\mathbf{W}_4=10000$ com o objetivo de melhorar a convergência do problema.

▪ *Minimizando a Função de Custo de Geração*

Para este caso considera-se $W_1=1$, e $W_2=W_3=0$. Nas Figuras 3.2 (a) e (b) são mostradas as potências, ativa e reativa, geradas por cada máquina para a solução ótima. O gerador G_1 por apresentar o menor custo é o que injeta a maior quantidade de potência ativa na rede. Pode-se notar que alguns geradores absorvem potência reativa, o que indica um excesso de reativos no sistema para este nível de carregamento.



(a)

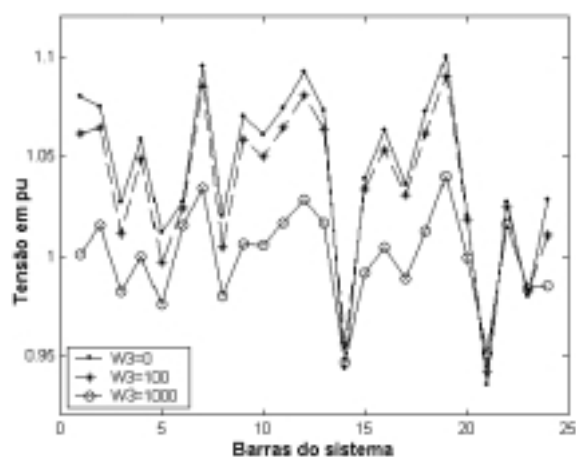


()

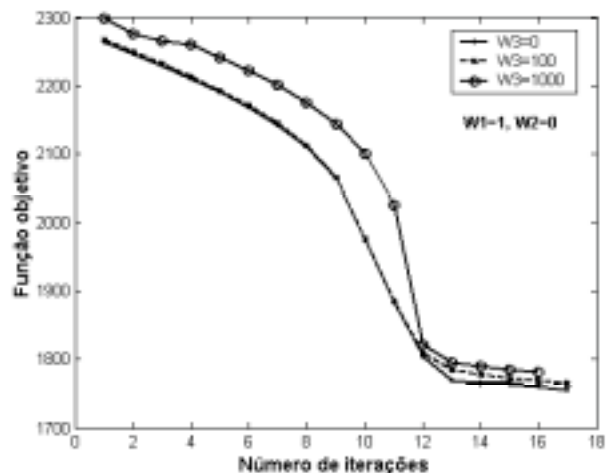
aa a d(a)a aa aa a aa a a a aa a a
()a aa a aa a aa a a a aa a a

▪ Minimizando a Função de Custo de Geração combinada com o Desvio de Tensão

Neste caso, é considerado o mesmo peso de custo de geração ($W_1=1$) na função objetivo, porém pesos diferentes para o desvio de tensão (W_3). Os resultados dessas simulações são comparados a fim de analisar o efeito do desvio de tensão no problema de fluxo de carga ótimo.



(a)



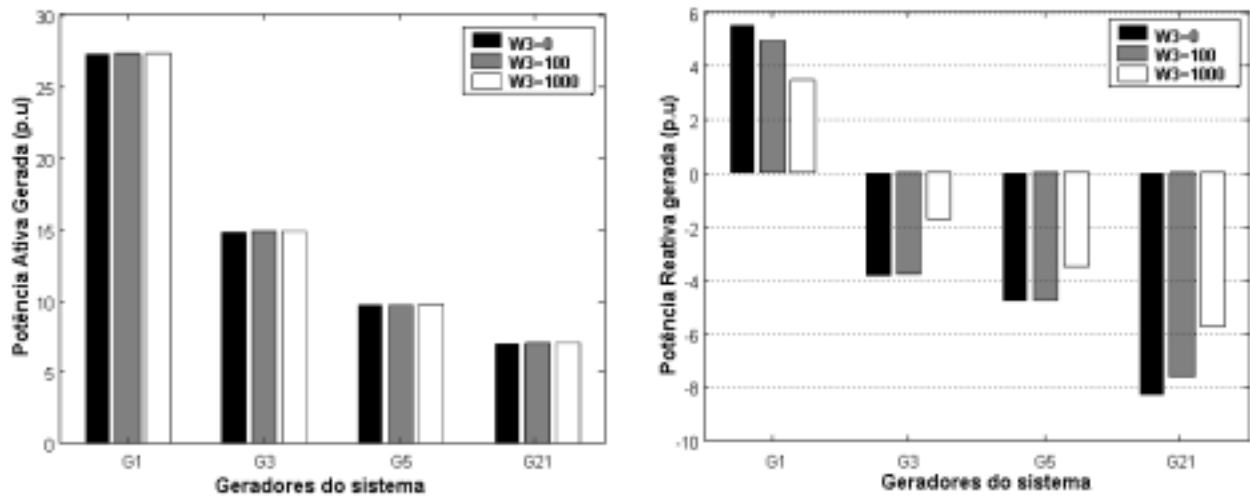
()

a (a) a a a a a a

(b) Valor da função objetivo minimizando custo da geração e o desvio de tensão

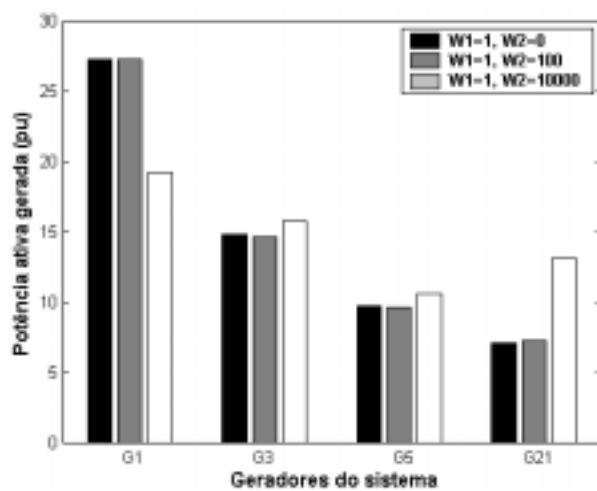
Quando se inclui o peso W_3 , pode-se observar na Figura 3.3(a) que as tensões nas barras tendem a ficar mais próximas de 1.0 p.u., uma vez que a parcela do desvio de tensão na função objetivo do problema aumenta. Nota-se também, na Figura 3.3(b), que a minimização do desvio de tensão tem um baixo impacto no valor ótimo da função objetivo. Ou seja, O custo de geração tem uma participação dominante na função objetivo comparado ao desvio de tensão.

A conclusão acima também pode ser obtida através da Figura 3.4. Nota-se que o perfil de geração de potência ativa sofre somente pequenas modificações com a inclusão do termo relativo à minimização do desvio de tensão na função objetivo. O que se percebe, no entanto, é que há uma melhor acomodação no perfil de geração de potência reativa do sistema à medida que o peso do desvio de tensão é aumentado. Estas modificações na geração de potência reativa é que resultam na melhoria do perfil de tensão.

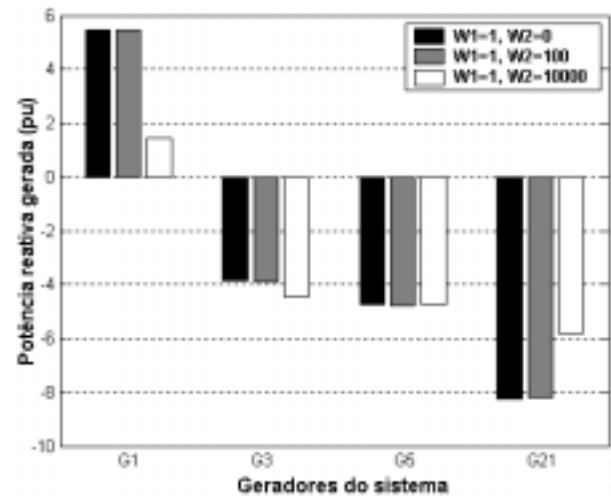


▪ **Minimizando a Função de Custo de Geração e Perdas nas Linhas de Transmissão**

As Figuras 3.5 mostram as potências ativa e reativa geradas nas barras para diferentes pesos relativos às perdas ativas nas linhas de transmissão (W_2). Quando o peso W_2 é aumentado, percebe-se uma expressiva modificação no perfil de geração de ativos e reativos. Isto ocorre porque os geradores mais próximos aos centros de carga do sistema são incentivados a gerar mais potência ativa, de forma a minimizar as perdas. Isto significa que a minimização das perdas de transmissão está associada a um distanciamento da solução ótima do ponto de vista de custo de geração. Observa-se também, que com a minimização das perdas, os geradores passam a injetar ou absorver menos potência reativa, o que está associado à melhoria no perfil de tensão do sistema, ao aumento das reservas de reativos nos geradores, e eventualmente à melhoria da margem de estabilidade de tensão.



(a)



(b)

Figura 3.5 – (a) Potência Ativa gerada minimizando custo da geração e as perdas nas linhas

(b) Potência Reativa gerada minimizando custo da geração e as perdas nas linhas

▪ O Pré-Despacho da Operação

O pré-despacho da operação consiste na resolução de um modelo de FPO para cada intervalo de tempo de um dia à frente, levando em consideração a curva de previsão de carga do sistema em estudo, e as metas diárias de geração definidas pelo planejamento energético para cada usina. Neste trabalho a curva de carga é considerada igual para todas as barras e tem a forma apresentada na Figura 3.6. Para cada hora do dia, tem-se uma solução do FPO quando a demanda de potência ativa e reativa do sistema é multiplicada pelo fator de carga correspondente. Para o caso em estudo, considera-se um dia da semana com intervalos de uma hora.

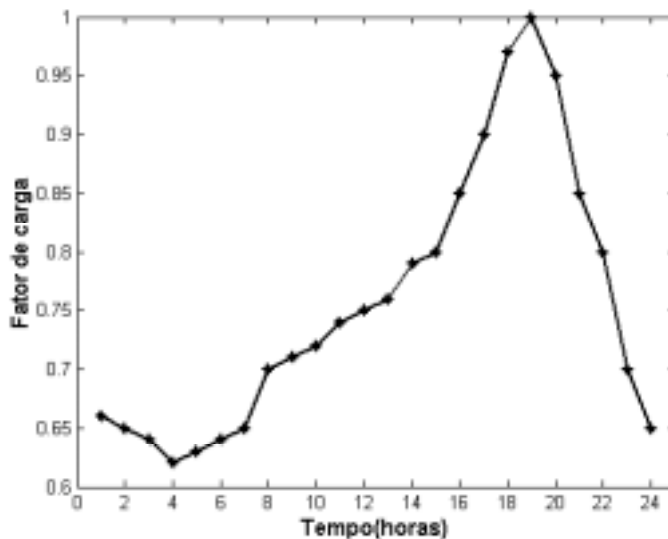
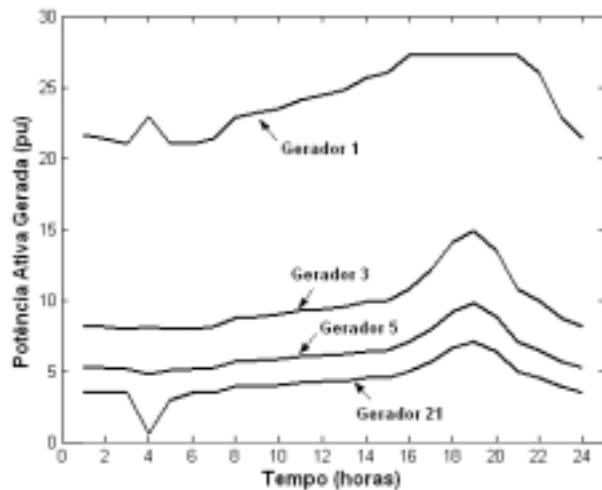


Figura 3.6 Curva de carga diária

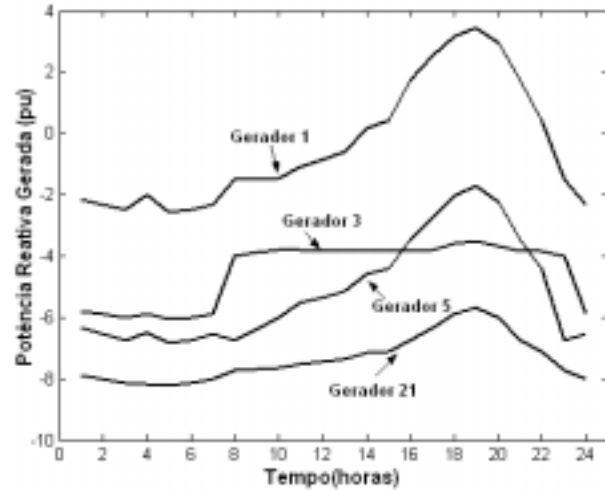
Os testes apresentados na sequência mostram a aplicação sequencial do FPO para o caso onde se deseja minimizar o custo de geração ($W_1=1$) combinado com o desvio de tensão ($W_3=1000$). O termo quadrático W_4 é considerado igual a 100.

A Figura 3.7 apresenta as potências ativa e reativa geradas por cada usina no intervalo de 24 horas de um dia típico. Como previsto, o gerador 1 por apresentar o menor custo, injeta mais potência ativa e reativa na rede para atender à variação de demanda. Observa-se também que as curvas de geração seguem a curva de carga, com picos de geração no intervalo das 17 às 21 horas.

Somente quando o gerador 1 atinge seu limite de geração ativa, é que os outros geradores sofrem variações maiores de suas injeções de ativos de forma a atender a demanda crescente, mesmo tendo como consequência um aumento mais acentuado no custo de geração.



(a)



(b)

F u a (a) P a va a a a u a
() P a a va a a a u a

As soluções obtidas dessa maneira para o pré-despacho inicial passarão por uma nova etapa de análise através da metodologia proposta nesse trabalho, com o objetivo de avaliar a margem de estabilidade de tensão para cada intervalo considerado e de selecionar os horários onde a margem não atende critérios mínimos de segurança. Para os intervalos críticos, o método proposto pretende melhorar a margem através de uma segunda fase de otimização, buscando dessa vez o perfil ótimo de geração de reativos para os geradores e condensadores síncronos do ponto de vista de maximização da margem de estabilidade de tensão.

3.2 Cálculo Da Margem De Estabilidade De Tensão

A margem de estabilidade de tensão é calculada como sendo o máximo acréscimo de carga que o sistema pode atender a partir do caso base, até atingir o ponto de instabilidade de tensão [Kundur, 1994], [Taylor, 1994], [WSCC, 1998], [ONS, 2001]. Para a obtenção de margens de estabilidade de tensão, normalmente, utiliza-se os métodos de Curvas PV discutidos no capítulo 2. Estes métodos consistem na obtenção da curva PV através do cálculo de sucessivos fluxos de potência, que podem ser resolvidos pelo método de Newton convencional. Entretanto, devido a problemas de singularidade da matriz Jacobiana próximo ao “nariz” da curva PV (ponto de máximo carregamento do sistema), utiliza-se nesse trabalho o método da continuação, que nada mais é do que uma pequena reformulação no método de fluxo de carga convencional para a obtenção da curva PV completa.

Como ilustrado na Figura 3.8, a margem de estabilidade de tensão representa a distância, em MW ou em porcentagem, do ponto de operação (caso base) ao ponto de máximo carregamento do sistema (*nose* da curva PV).

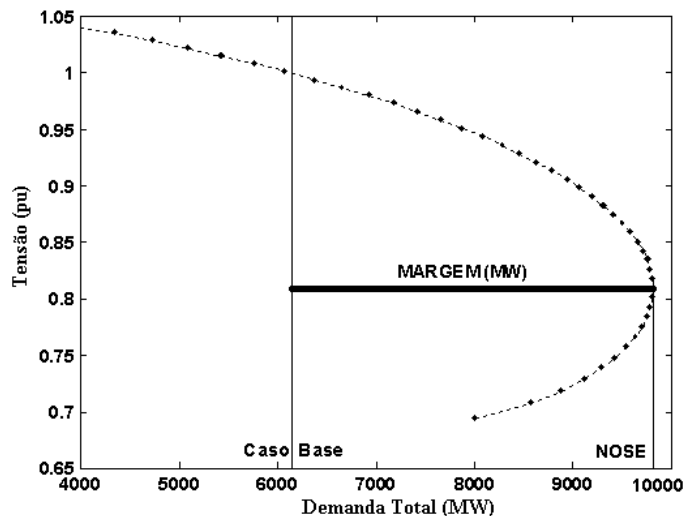


Figura 3.8 – Curva PV e margem de estabilidade de tensão

Para se aplicar o método da continuação à rede de energia elétrica, o nível de carregamento do sistema (p) deve ser considerado como uma variável adicional no conjunto de equações não-lineares que representam o balanço de potência ativa e reativa nas barras do sistema em função das magnitudes e ângulos das tensões:

$$F(x, p) = 0 \quad (3.10)$$

Onde x é o vetor das variáveis de estado (magnitudes e ângulos das tensões das barras) do sistema.

A equação (3.10) também pode ser escrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} P^{esp} - P(x) &= 0 & b &= PQ - P \\ Q^{esp} - Q(x) &= 0 & b &= PQ \end{aligned} \quad (3.11)$$

Onde: $P^{esp} = P_g^{esp} - P_c^{esp}$ é a diferença entre as potências ativas gerada e consumida nas barras de carga e de geração e $Q^{esp} = Q_g^{esp} - Q_c^{esp}$ é a diferença entre as potências reativas gerada e consumida nas barras de carga. Para o caso base, tem-se o fator de carregamento (p) igual a 1.

O aumento de carga de uma determinada área é feito com fator de potência constante e proporcional ao carregamento do caso base. A carga é representada por potência constante pois, para análises com curvas PV, esta representação resulta em pontos de máximo carregamento mais pessimistas. A resolução do sistema de equações (3.11) pelo método de Newton convencional é feita através da especificação do valor do parâmetro p. A diferença entre os métodos da continuação existentes está na forma de tratar a variável p e em como contornar a singularidade da matriz Jacobiana. O método da continuação mais amplamente utilizado é dividido em quatro etapas: a etapa de previsão, a etapa de correção, a etapa de parametrização e o controle de passo [Ajjarapu, 1992], [Chiang, 1995], [Alves, 2000].

A etapa de previsão consiste em garantir um incremento na carga ao sistema dizendo, de forma aproximada, qual seria o estado da rede para esse novo nível de carga. Isto pode ser feito através do cálculo do vetor tangente à curva a partir de um ponto inicial sobre a mesma, obtido pelo fluxo de carga convencional, e então é dado um passo a partir desse ponto sobre a reta tangente. Pode-se também fazer esta etapa através de um preditor secante que usa a solução atual e a anterior para se estimar a próxima, ou seja, usa uma aproximação do vetor tangente.

Pode-se observar na Figura 3.9 que dependendo do tamanho do passo, o ponto previsto pode estar consideravelmente fora da curva que se deseja obter, independente da técnica de previsão utilizada. A etapa de correção traz o estado da rede de volta a curva original, isto é, encontra a solução da equação (3.11) tendo como partida o ponto dado pela etapa de previsão.

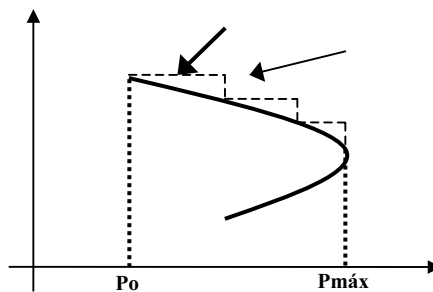


Figura 3.9 – btenção do máximo carregamento do sistema.

A etapa de correção é feita, a partir do ponto estimado, solucionando o sistema convencional aumentado por uma equação. Esta equação adicional especifica o valor de uma das variáveis de estado. Logo, a solução correta é obtida da seguinte forma: para um valor específico de um dos estados (mantido com o mesmo valor anteriormente estimado), verifica-se o valor que as outras variáveis devem ter. Neste processo é necessário ser feita uma parametrização local, para que a singularidade da matriz Jacobiana seja contornada e para dar robustez ao método na região de

máximo carregamento. Nesta parametrização uma das variáveis de estado é escolhida como sendo o parâmetro de continuação, sendo seu valor determinado a cada passo [Ajjarapu, 1992], [Chiang, 1995], [Alves, 2000].

Desta forma, para uma aplicação eficiente do método da continuação é importantíssima a escolha do parâmetro da continuação. Esta escolha é feita a partir da análise da variação dos estados entre os dois últimos pontos da curva. Aquele que tiver a maior variação será o parâmetro de continuação.

Nota-se na Figura 3.10 que tendo como previsão os pontos A ou C, pode-se fazer a correção fixando-se ou o parâmetro de carga ou a tensão. No entanto, tendo o ponto B como previsão o caminho capaz de levar o ponto de volta a curva é o que mantém a tensão constante, ou seja, a escolha da carga como parâmetro de continuação nessas condições levaria o método a divergência.

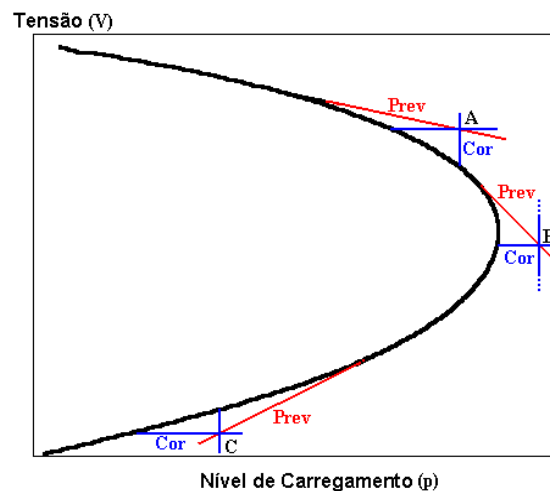
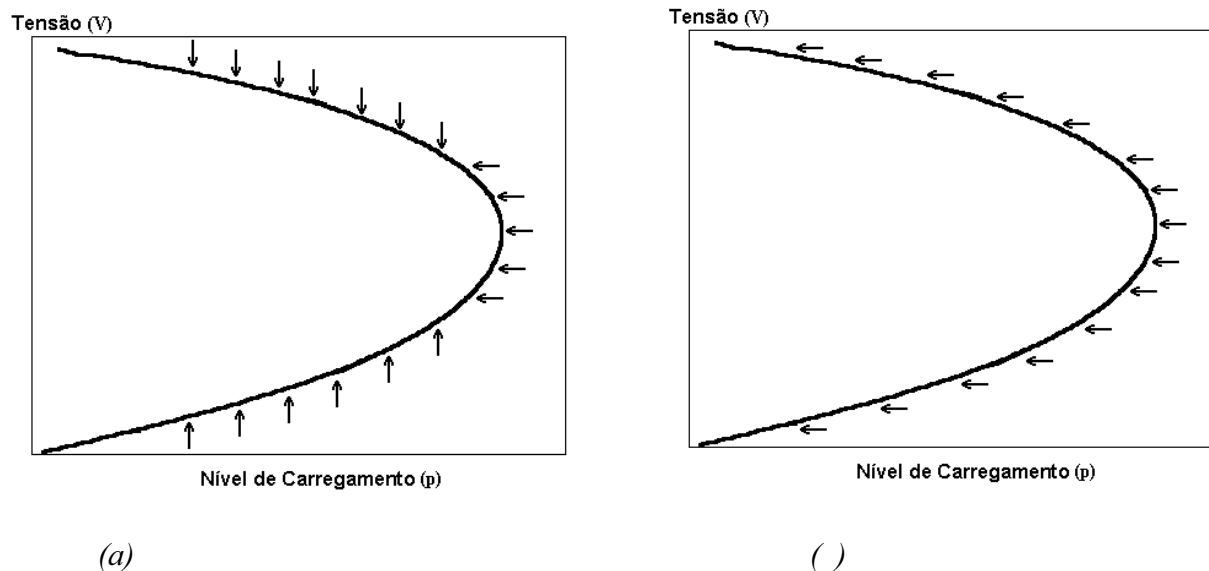


Figura 3.10 Escolha do Parâmetro de Continuação.

A Figura 3.11 ilustra duas possíveis soluções para a escolha do parâmetro de continuação de forma a contornar os problemas de singularidade da matriz Jacobiana no *nose* da curva PV. Na primeira, o carregamento é usado como parâmetro até uma certa altura da curva, isto é, enquanto o

carregamento do sistema estiver afastado do *nose*. Ao se aproximar do ponto crítico o parâmetro de continuação passa a ser a tensão em uma das barras, geralmente a tensão da barra crítica (a barra que sofre a maior variação de tensão quando a carga do sistema é incrementada, ou ainda, a barra com a maior quantidade de carga do sistema). A segunda solução possível é usar a tensão na barra crítica como parâmetro de continuação ao longo de toda a curva PV. O que tornaria desnecessária as mudanças no parâmetro durante o processo de solução.



a (a) a o o a o ()
() a o o a o ()

Para se obter a condição de máximo carregamento com maior precisão através do método da continuação utiliza-se ainda uma etapa de controle de passo. Um método simples de se fazer este controle é baseado no número de iterações da etapa de correção. Se este for pequeno, o sistema ainda está sob condições de carga leve ou normal e o tamanho do passo para a próxima iteração pode ser mantido. Entretanto, se o número de iterações é grande, o sistema está estressado e o tamanho do passo para a próxima iteração deve ser diminuído.

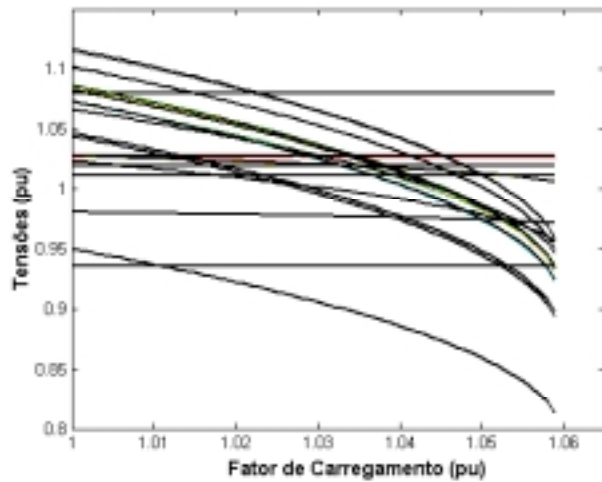
Apresenta-se em seguida alguns testes do método da continuação para o sistema sudeste brasileiro simplificado (Apêndice A). O programa computacional utilizado foi desenvolvido em MATLAB como parte de um projeto de doutoramento anterior [Alves, 2000]. Neste programa é usado o método da secante de ordem zero na etapa de previsão e há duas opções para o parâmetro de continuação: o fator de carregamento ou a tensão da barra crítica.

▪ ***O Fator de Carregamento como Parâmetro de Continuação***

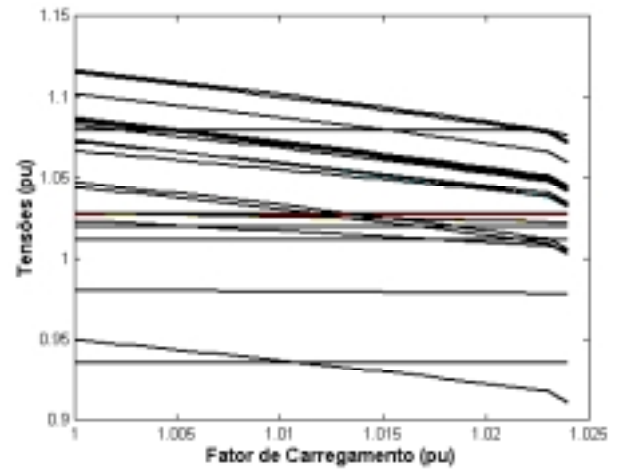
Parte-se de um fator de carregamento igual a 1, representando carregamento do caso base, e um passo igual a 0,01, o que significa um aumento de 1% nas potências ativa e reativa de cada barra PQ, bem como para cada potência ativa de barras PV.

A curva PV obtida sem levar em consideração variações de *taps* nos transformadores e os limites de reativos nos geradores é mostrada na Figura 3.12(a). A margem de estabilidade do sistema para este caso é de aproximadamente 6%. Isto significa que a potência máxima que o sistema pode transmitir é de 1.06 vezes a potência do caso base, após este valor o sistema entra em colapso de tensão.

Para o mesmo sistema, é obtida a curva PV considerando limites de reativos nos geradores, como mostra a Figura 3.12(b). Observa-se que a margem de estabilidade de tensão cai para aproximadamente 2%. Assim, quando são considerados limites de reativos nos geradores tem-se um impacto significativo na margem de estabilidade de tensão do sistema.



(a)



()

u a

(a) u a

a

a

a

x

() u a

a

a

a

x

▪ A tensão como Parâmetro de Continuação

Para o sistema sudeste brasileiro simplificado, a tensão da barra 14 é escolhida como parâmetro por ser a barra que sofre a maior queda de tensão quando a carga é incrementada. Isto é analisado através da curva PV obtida utilizando o carregamento como parâmetro. O valor inicial da tensão para esta barra foi de 0.95 pu. O passo foi de 0.001 p.u de tensão, ou seja, a tensão diminui de 0.95 p.u para 0.949 p.u e assim sucessivamente. Quando é utilizada a tensão como parâmetro, a curva PV obtida é a mesma da Figura 3.12. Isto era esperado visto que a utilização de qualquer um dos parâmetros leva a mesma solução, no entanto, a dificuldade de convergência na região do nose da curva PV é eliminada e pode se obter a curva PV completa.

A Figura 3.13 compara o número de iterações para a obtenção de cada ponto da curva quando o carregamento e a tensão são utilizados como parâmetros de continuação. Pode-se observar que na parte superior da curva PV o método convencional (carregamento como parâmetro) sempre converge, mas, o número de iterações necessárias para a obtenção de cada ponto aumenta à medida

que o *nose* da curva se aproxima. Enquanto que no método da continuação, utilizando a tensão como parâmetro de continuação, qualquer ponto da curva pode ser obtido, e sempre com um número de iterações baixo.

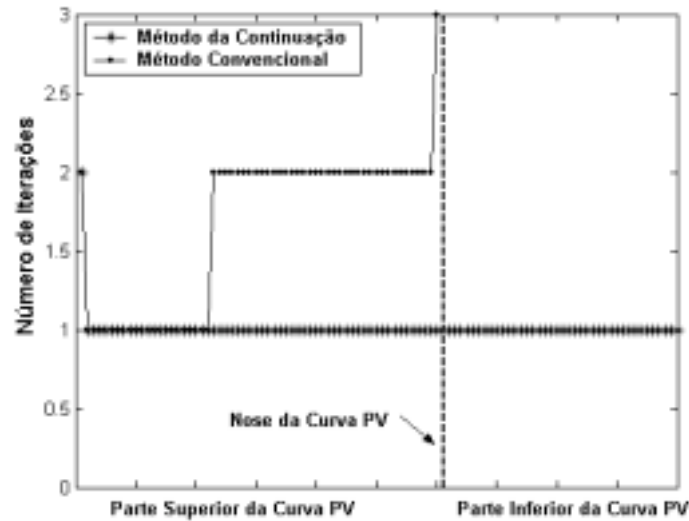


Figura 3.13- Número de iterações do método convencional e do método da continuação

Devido às suas vantagens em relação ao método de Newton, o método da continuação é utilizado nesse trabalho para a avaliação da margem de estabilidade de tensão em cada intervalo fornecido pela solução do pré-despacho da operação. Utiliza-se também o método da continuação para a obtenção do ponto de máximo carregamento do sistema, necessário para a aplicação da técnica de análise modal.

3.3 Cálculo dos Fatores de Participação dos geradores

Os fatores de participação dos geradores são calculados através da técnica de análise modal estática. Esse método, ao contrário da curva PV, propicia com facilidade a identificação de áreas críticas, assim como fornece informações sobre que medidas preventivas ou corretivas devem ser tomadas para melhorar as margens de estabilidade do sistema. Isto é feito através da determinação

dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana [Gao, 1992], [Kundur, 1994], [Da Silva, 2000], [Da Silva, 2001].

Como discutido no capítulo 2, a técnica de análise modal proposta por Gao [Gao, 1992] não define fatores de participação para os geradores, uma vez que o balanço de potência reativa em $\mathbf{J}_R$ só se aplica a barras de carga e a informação sobre barras de geração é eliminada pela hipótese de variação de potência ativa nula ($\Delta \mathbf{P}=\mathbf{0}$). Logo, é necessário levar em consideração o efeito das variações de potência ativa, visto que na região do ponto de singularidade da matriz Jacobiana as sensibilidades da tensão com relação à potência ativa podem ser maiores do que as sensibilidades com relação à potência reativa, e é nesse ponto que a análise modal fornece as informações mais importantes sobre as áreas críticas do sistema.

Diante disto, é desenvolvida por Da Silva em [Da Silva, 2001], a análise modal estática expandida onde são considerados os impactos das variações de potência ativa e reativa no problema da estabilidade de tensão. Através desta técnica são obtidos os fatores de participação das cargas e dos geradores. Nesta análise, o interesse está na determinação das matrizes reduzidas na região do ponto de singularidade através dos efeitos desacoplados de variações de potência ativa $\Delta \mathbf{P}$ e reativa $\Delta \mathbf{Q}$, respectivamente. Conforme é mostrado em [Da Silva, 2001], essas matrizes contém as mesmas informações da matriz Jacobiana completa. No Capítulo 2, item 2.1.1.2, obtém-se a matriz $\mathbf{J}_R$ que considera apenas o impacto da potência reativa na estabilidade do sistema, por este motivo, é chamada agora de $\mathbf{J}_{RQV}$. Esta matriz indica que se $\mathbf{J}_{RQV}$ é singular, uma pequena variação de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras. As áreas críticas são identificadas pelos autovetores de $\mathbf{J}_{RQV}$, revelando as barras onde o aumento de consumo de reativos da carga seria mais prejudicial para a estabilidade do sistema. Ou seja, essas barras representam os melhores locais para corte de carga reativa (instalação de bancos de capacitores shunt).

$$\Delta = {}_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (3.12)$$

Levando em consideração somente a variação de potência ativa ($\Delta Q=0$), o problema fica da seguinte forma:

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad (3.13)$$

Se $J_{RP\theta}$ é singular, qualquer variação de potência ativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras. Desta forma, os autovetores críticos de $J_{RP\theta}$ revelam as barras onde acréscimos no consumo de potência ativa são mais prejudiciais para a estabilidade de tensão do sistema, identificando os melhores locais para corte de carga, expansão da geração, ou re-despacho da geração a fim de melhorar as margens de estabilidade do sistema.

A matriz reduzida ativa contém balanços de potência ativa para barras de geração e para barras de carga. Portanto, o fator de participação ativo, definido como o produto elemento por elemento dos autovetores direito e esquerdo de $J_{RP\theta}$ (equação 3.14), contém índices de participação para os geradores e para as cargas.

$$FPA_{ik} = u_{ik} v_{ki} \quad (3.14)$$

Onde u_i e v_i são os autovetores direito e esquerdo associados ao autovalor crítico λ_i de $J_{RP\theta}$.

Os autovetores de $J_{RP\theta}$ contêm informações sobre ações de controle relacionadas à saída de potência ativa dos geradores, e à demanda de potência ativa das barras de carga. Assim, o fator de participação ativo FPA tem dois componentes:

$$FPA = \begin{bmatrix} FPA_p \\ FPA_{pQ} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Onde, FPA_{PV} é fator de participação para as barras dos geradores e FPA_{PQ} é fator de participação para as barras de carga.

Quanto maior o fator de participação para as barras de geração (barras PV), maior é o aumento na margem de estabilidade do sistema se a injeção de potência ativa destes geradores é aumentada. Desta forma, pode-se definir a partir do FPA um esquema de re-despacho de geração ativa com o objetivo de aumentar as margens de estabilidade de tensão do sistema. Os fatores de participação ativos para barras de carga, indicam os melhores locais para corte de carga visando a melhoria das margens de estabilidade. Pode-se deduzir, portanto, que geradores com alto fator de participação utilizam menos da capacidade de suporte de reativos do sistema para injetar uma quantidade adicional de potência ativa na rede de transmissão. Geradores com baixos fatores de participação, por outro lado, devem produzir mais potência reativa para compensar seus impactos negativos na segurança do sistema. Alguns testes são apresentados em seguida para comprovar estas hipóteses.

Utiliza-se, inicialmente, um sistema de três geradores, com a mesma injeção de potência ativa e mesma tensão terminal, atendendo um centro de carga a partir de distâncias diferentes, como ilustrado na Figura 3.14. O programa para o cálculo dos Fatores de Participação foi desenvolvido em MATLAB [Da Silva, 2001].

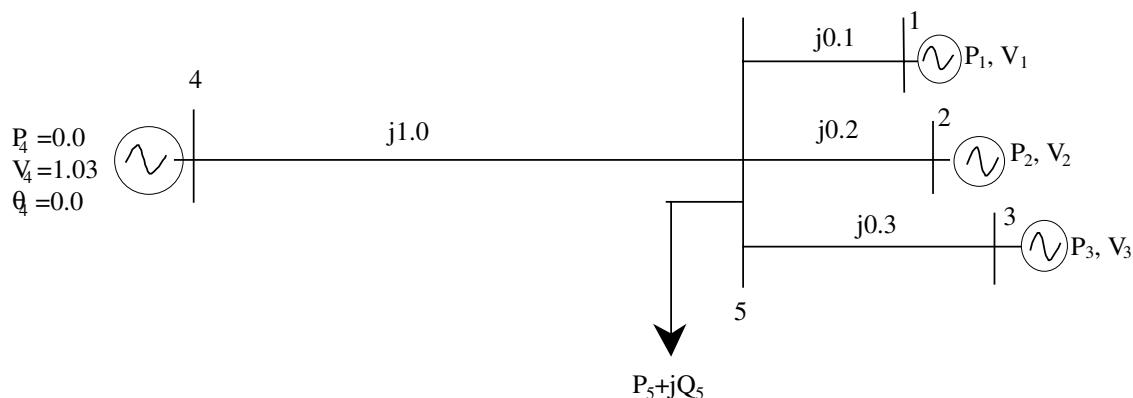
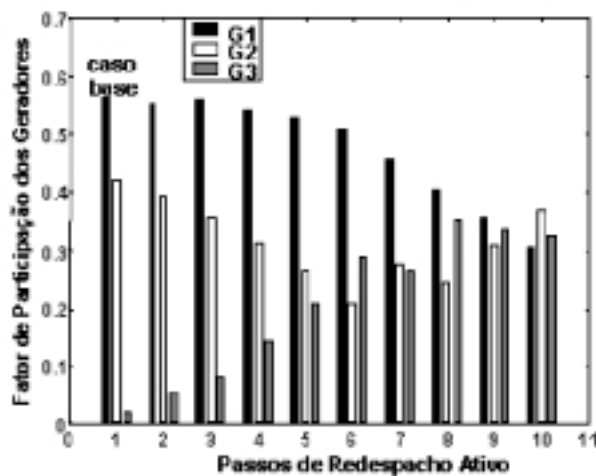


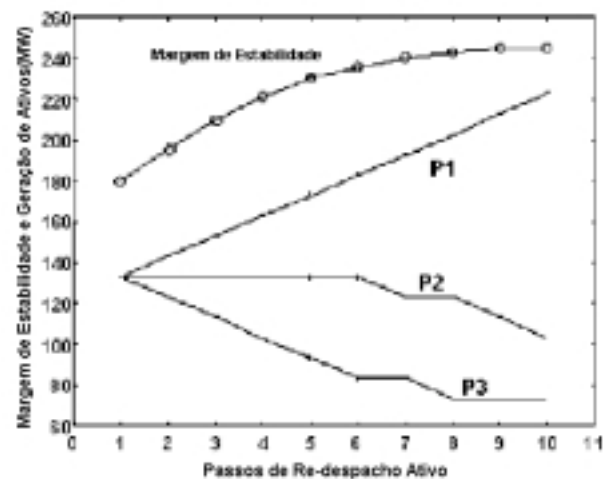
Figura 3.14 – Sistema teste de 5 barras.

Aplica-se, então, a técnica de análise modal à matriz J_{RP_0} . Os fatores de participação ativos para os três geradores são mostrados na Figura 3.15(a). A figura 3.15(b) ilustra passos de re-despacho na saída de potência ativa dos geradores e a respectiva margem de estabilidade do sistema para cada passo (linha pontilhada). Cada “passo de re-despacho ativo” nas figuras indica um perfil particular de despacho dos geradores.

O passo 1 corresponde ao cenário do caso base, onde $P_1=P_2=P_3=133\text{MW}$. Como se pode notar, existe uma grande diferença entre os fatores de participação de G_1 e G_3 . Isto implica que o perfil de geração atual do sistema pode ser alterado visando o aumento da margem de estabilidade. Para verificar esta afirmação, a saída de potência ativa de G_3 é transferida para G_1 em passos de 10 MW. A carga do sistema permanece inalterada para todos os passos ($400 + j160\text{MVA}$). Os passos de 2 a 10 das figuras 3.15(a) e 3.15(b) ilustram as conseqüências do processo de re-despacho de potência ativa nos fatores de participação dos geradores e na margem de estabilidade do sistema. Por exemplo, devido ao passo 2, correspondente à $P_1=143$, $P_2=133$ e $P_3=123$ MW, O fator de participação de G_1 diminui e o de G_3 aumenta. A margem de estabilidade do sistema aumenta de 180 para 195,7 MW devido a este passo de re-despacho ativo.



(a)



(b)

Figura 3.15 – (a) Efeito do re-despacho ativo nos fatores de participação dos geradores

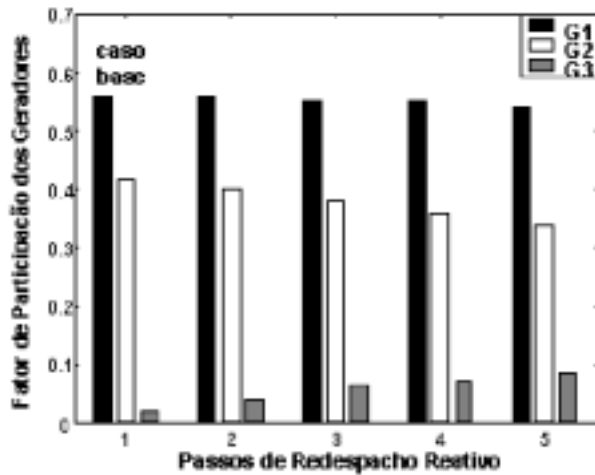
(b) Efeito do re-despacho ativo nas margens de estabilidade do sistema

No passo 6, o fator de participação de G_3 torna-se maior do que o de G_2 . Isto significa que a saída de potência ativa de G_2 deve ser reduzida e transferida para G_1 . Repete-se este processo, sempre transferindo a geração de potência ativa do gerador com o menor fator de participação para o de maior fator de participação, até o passo 10, quando os fatores de participação para os três geradores são aproximadamente iguais. Os resultados mostram que as margens de estabilidade de tensão do sistema aumentam significativamente durante o processo. O perfil de geração final ($P_1=213$, $P_2=113$, $P_3=73$ MW) aumenta a margem de estabilidade do sistema em **33,33%**, comparado com o perfil de geração do caso base.

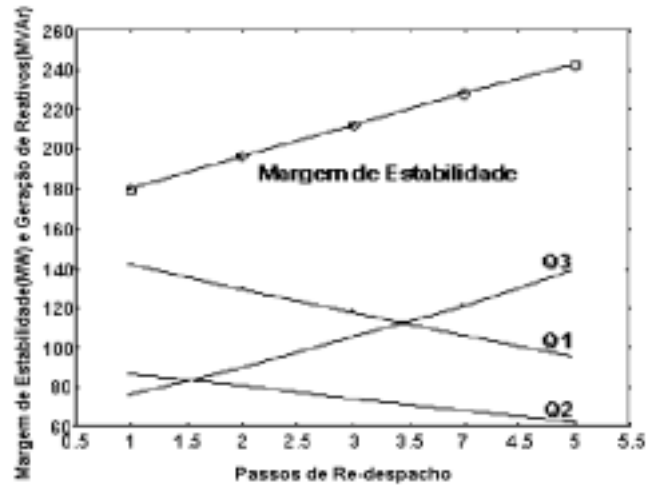
Os resultados mostrados na figura 3.15(a) também podem ser interpretados como segue: G_3 , com o menor fator de participação no caso base, necessita de mais suporte de reativos do que G_1 para injetar a mesma quantidade de potência ativa na rede de transmissão. Portanto, este gerador deve produzir mais potência reativa para compensar seu impacto negativo na capacidade de transferência de potência do sistema. Para verificar esta conclusão, conduz-se um estudo envolvendo ajustes na tensão de referência dos geradores. Desde que um aumento na tensão de referência (terminal) leva a aumento na geração de potência reativa do gerador, a tensão de referência de G_3 é aumentada em passos de **1%** e o impacto na margem de estabilidade do sistema é analisado.

As Figuras 3.16(a) e 3.16(b) mostram os resultados dos fatores de participação, margem de estabilidade e saída de reativos dos geradores. Cada passo representa um perfil de geração de potência reativa diferente para os geradores. Os resultados obtidos suportam completamente as conclusões anteriores. Baseando-se nas figuras, se uma margem mínima requerida é especificada em **240MW**, G_1 pode operar com um fator de potência de **0,82** enquanto que G_3 deve operar com um

fator de potência de **0,69**. Ou seja, G_3 é autorizado a injetar na rede a sua capacidade total de geração de potência ativa, desde que tenha condições de gerar potência reativa suficiente para manter os mesmos níveis de segurança, comparado com o caso em que a sua geração de ativos é transferida para G_1 .



(a)



()

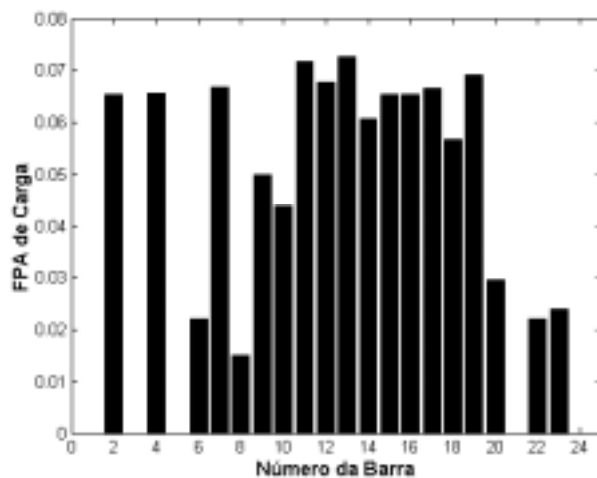
(a) (a) a a a a a a

() a a a a a a a

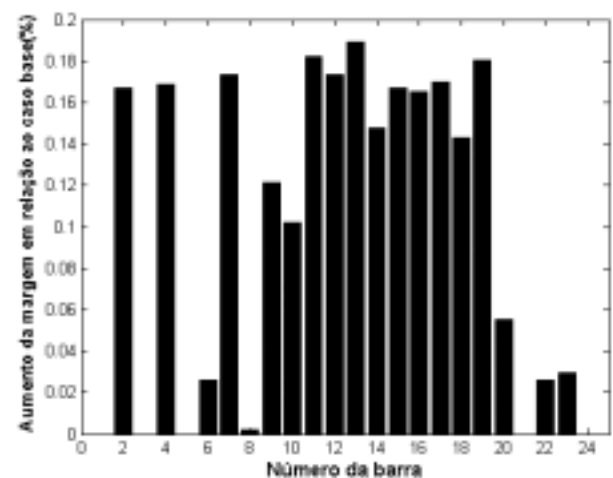
Mostra-se, portanto, que os fatores de participação dos geradores também podem ser utilizados para a definição de um esquema de re-despacho reativo, visando a manutenção ou melhoria das margens de estabilidade através da obtenção de um nível de geração mínima de potência reativa para uma determinada geração de ativos de cada gerador. Assim, este índice pode ser usado para definir fatores de penalidade sobre as tensões terminais, ou injeção de potência reativa, dos geradores e condensadores síncronos com o objetivo de fornecer a direção ótima de despacho reativo do ponto de vista de maximização da margem de estabilidade de tensão.

Com o objetivo de aprofundar o conhecimento sobre a técnica de análise modal e de justificar a utilização dos fatores de participação dos geradores, testes adicionais são realizados para

o sistema simplificado do sudeste brasileiro (apêndice A). A Figura 3.17(a) mostra os fatores de participação ativo das barras de carga. A tensão da barra 14 é utilizada como parâmetro de continuação para a obtenção das curvas PV. Barras com alto fator de participação de carga (FPA_{PQ}), como as barras 13 e 11, se sujeitas a corte de carga ou expansão da geração, melhoram as margens de estabilidade de tensão. Entretanto, as barras 8 e 22 por exemplo, com baixo fator de participação, não representam bons locais para a aplicação de corte de carga do ponto de vista de melhoria das margens de estabilidade. A Figura 3.17(b) ilustra o aumento da margem de estabilidade de tensão quando é feito um corte de carga ativo de **10MW** em cada barra do sistema separadamente. Observa-se claramente que o corte de carga em barras com baixos fatores de participação não resulta em melhoria significativa das margens de estabilidade de tensão. Obtêm-se curvas **PV** para o caso base e para o caso onde é feito um corte de carga de **50MW** na barra 13 (Figura 3.18) e pode-se observar um aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema de aproximadamente 1%.



(a)



(b)

igura (a) P de arga

(b) umento da margem atrav s do corte de carga ativo

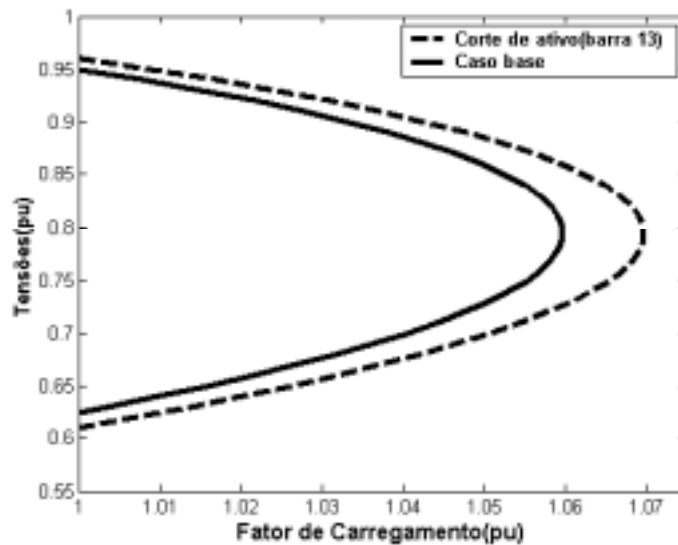
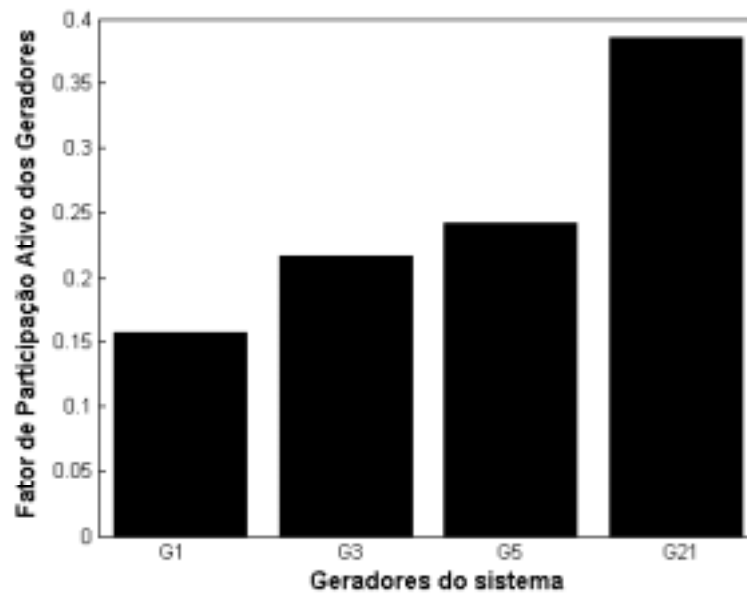
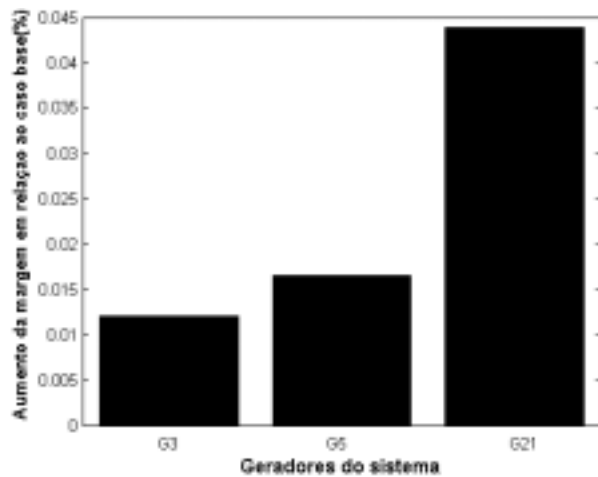


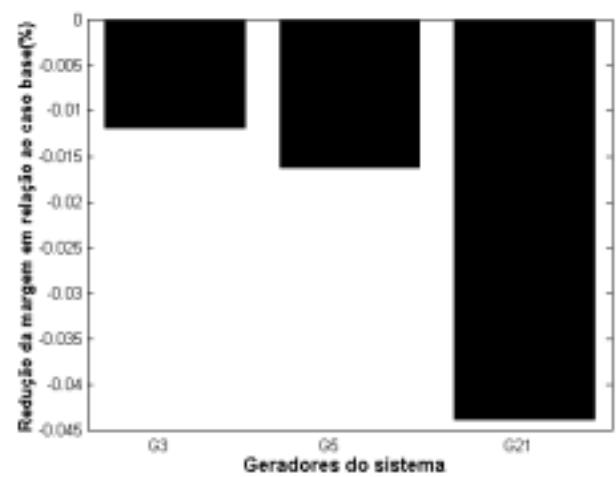
Figura 3.18—Curva PV aumento da Margem de estabilidade de tensão

A Figura 3.19 mostra os fatores de participação dos geradores. O gerador conectado à barra 21 possui o maior FPA, podendo então gerar mais potência ativa sem depreciar substancialmente as reservas de reativos do sistema. O gerador da barra 1, no entanto, por possuir o menor FPA dos geradores, necessita de mais suporte de reativos do que os outros geradores para injetar a mesma quantidade adicional de potência ativa na rede de transmissão.





(a)



(b)

Figura 3.20(a) mostra o aumento da margem de estabilidade de tensão quando as potências ativas dos geradores 3, 5 e 21 são aumentadas de 10MW separadamente, enquanto que gerador 1 tem sua geração diminuída para fechar o balanço de potência da rede. Pode-se observar que o maior aumento da margem ocorre ao aumentar a injeção do gerador 21, pois este possui o maior fator de participação ativo. Por outro lado, a Figura 3.20(b) ilustra uma redução da margem do sistema quando é adicionado 10 MW à saída de potência ativa do gerador 1. Esta geração adicional em G_1 é compensada diminuindo-se a injeção dos outros três geradores separadamente. Nota-se claramente que o gerador 1, por ter o menor fator de participação, provoca uma redução da margem do sistema quando é incentivado a gerar mais potência ativa.

Na Figura 3.20(a) tem-se o aumento da margem de estabilidade de tensão quando as potências ativas dos geradores 3, 5 e 21 são aumentadas de 10MW separadamente, enquanto que gerador 1 tem sua geração diminuída para fechar o balanço de potência da rede. Pode-se observar que o maior aumento da margem ocorre ao aumentar a injeção do gerador 21, pois este possui o maior fator de participação ativo. Por outro lado, a Figura 3.20(b) ilustra uma redução da margem do sistema quando é adicionado 10 MW à saída de potência ativa do gerador 1. Esta geração adicional em G_1 é compensada diminuindo-se a injeção dos outros três geradores separadamente. Nota-se claramente que o gerador 1, por ter o menor fator de participação, provoca uma redução da margem do sistema quando é incentivado a gerar mais potência ativa.

A Figura 3.21 ilustra as curvas PV para o caso base e para o caso onde é aumentada a saída do gerador 21 em 50MW e diminuída a do gerador 1 em 50MW. Como era esperado, houve um aumento sensível na margem de estabilidade de tensão do sistema. A mesma simulação é feita para

estes dois geradores, porém considerando um aumento de 100MW. Observa-se novamente um significativo aumento na margem.

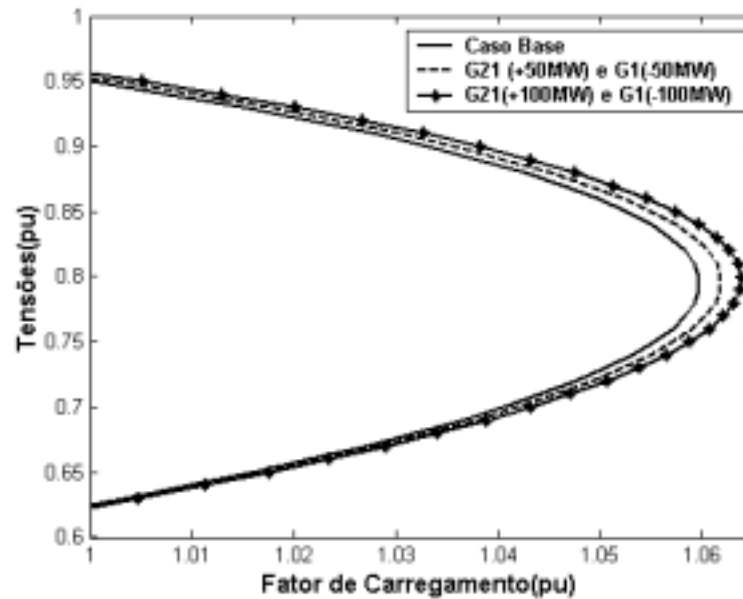
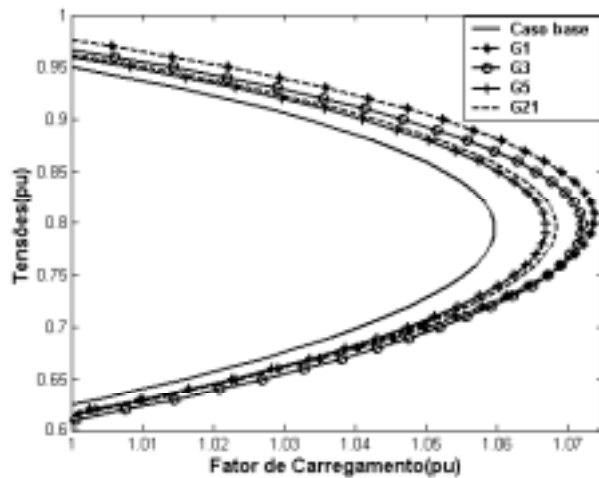
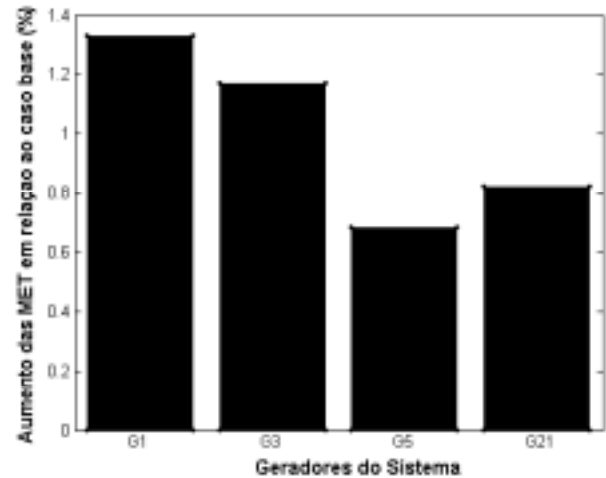


Figura 3.21 curva P aumento da era o em 21 e diminui o em 1

Para verificar que os fatores de participação dos geradores também podem ser utilizados para a definição de um esquema de re-despacho reativo, visando a melhoria da margem, são repetidas as simulações aumentando a tensão terminal dos geradores. Aumentam-se as tensões dos geradores em 2% separadamente e são obtidas as curvas PV, mostradas na Figura 3.22(a). A Figura 3.22(b) mostra o aumento da margem de estabilidade de tensão (em porcentagem) em relação ao caso base. Comprova-se que os geradores com os menores fatores de participação são os que trazem o melhor aumento na margem de estabilidade quando suas injeções de reativos são marginalmente incrementadas. Os testes apresentados na Figura 3.22 mostram que a margem de estabilidade pode ser melhorada, através da modificação do perfil de injeção de reativos dos geradores na direção fornecida pelos fatores de participação.



(a)



(b)

a (a) a V a a
 () () a a a a

Os testes preliminares apresentados nesse capítulo validam a proposta para esta dissertação de mestrado. A idéia básica para este trabalho é incluir a informação obtida através da análise modal no fluxo de carga ótimo. Desta forma, o modelo proposto poderá obter o despacho ótimo de potência reativa visando a melhoria das margens de estabilidade de tensão para os horários de carregamento crítico, identificados através da solução do pré-despacho da operação e da avaliação da margem de estabilidade para cada horário. No modelo proposto, a informação relativa aos fatores de participação dos geradores é transferida ao fluxo de potência ótimo através de fatores de penalidade. As penalidades são definidas de forma inversamente proporcional aos fatores de participação dos geradores, de maneira a incentivar o aumento da injeção de reativos em geradores com baixos fatores de participação.

O capítulo 4 apresenta em detalhes a idéia proposta para este trabalho. Cabe adiantar que a metodologia completa é baseada em três técnicas conhecidas de análise de sistemas de potência: o fluxo de potência ótimo para a solução do pré-despacho, fluxo de carga continuado para a obtenção

de curvas PV e a técnica de análise modal para a obtenção de barras críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão. Um dos desafios desse trabalho, é combinar estas três técnicas em um único modelo que através da troca de informação entre os métodos individuais forneça uma solução para o pré-despacho que avalie a margem de estabilidade de tensão e que a melhore para os horários de pico de carregamento, nos quais as margens de estabilidade se mostrem inadequadas.

Capítulo 4

Método de Re-despacho de Reativos

Este capítulo apresenta a metodologia proposta nesse trabalho, para a reprogramação da injeção de reativos dos geradores e condensadores síncronos visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão, no problema de pré-despacho da operação de sistemas de energia elétrica. O pré-despacho da operação tem como principal função definir um programa de operação diário para o sistema. Um programa de pré-despacho típico resolve sequencialmente o fluxo de potência ótimo seguindo uma dada curva de previsão de carga, atendendo restrições operativas do sistema e garantindo que cada gerador atenda metas estabelecidas pelo planejamento de médio/longo prazo [Soares, 1997], [Chen, 2000].

Ainda que representando algumas restrições de segurança, tal como a manutenção de um perfil de tensão seguro para todo o sistema, os programas convencionais de pré-despacho da operação não consideram a avaliação das margens de estabilidade de tensão para cada horário. portanto, não podem assegurar que a solução proposta pelo pré-despacho atenda requisitos mínimos de margens de estabilidade de tensão. para resolver este problema é proposta uma metodologia para complementar a solução do pré-despacho da operação incluindo a avaliação e melhoria das margens de estabilidade de tensão via otimização do perfil de tensão e injeção de reativos dos geradores e condensadores síncronos. através da obtenção de um perfil de injeção de reativos mais adequado pode-se aumentar a capacidade de transferência de potência ativa do sistema, com um desvio

mínimo do ponto economicamente ótimo para o despacho ativo [vargas, 2001], [chen, 2000], [chebbo, 1995].

A metodologia proposta neste trabalho utiliza os três modelos apresentados no capítulo 3 iterativamente. O cálculo do pré-despacho convencional é feito através do fluxo de potência ótimo paramétrico [Almeida, 1994], [Lima, 2000], as margens de estabilidade de tensão são obtidas pelo método de curvas PV [Alves, 2000] e a técnica de análise modal estática expandida [Da Silva, 2001] é utilizada para identificar os geradores que causam o maior impacto na margem de estabilidade de tensão do sistema. Os principais passos da elaboração desta metodologia são:

1. Obter uma solução inicial para o pré-despacho minimizando uma dada função objetivo, atendendo restrições operacionais de equipamentos e obedecendo as metas energéticas estabelecidas para cada gerador;
2. Para todos os intervalos de tempo resolvidos pelo pré-despacho inicial calcula-se a respectiva margem de estabilidade de tensão, utilizando o método de fluxo de carga continuado;
3. Se em todos os intervalos de tempo a margem de estabilidade de tensão está acima de um valor pré-especificado, então o atual programa de operação apresenta margens de estabilidade adequadas e encerra-se o processo. Porém, se em algum intervalo a margem estiver insuficiente, segue-se para o passo 4.
4. Reprograma-se o despacho de geração de potência reativa de geradores e condensadores síncronos dos intervalos com margem reduzida visando aumentar a margem de estabilidade.
5. O processo se encerra quando todos os intervalos atendem requisitos mínimos de margens e o programa final de operação atende as restrições de metas energéticas.

No capítulo 3 mostra-se que os autovetores associados ao modo crítico da matriz J_{RP_0} revelam os geradores do sistema onde variações de potência reativa afetam mais sensivelmente a margem de estabilidade. Estes geradores representam os melhores locais para ações corretivas de operação, relacionadas com a potência ativa ou reativa, a fim de melhorar as margens do sistema. Quanto menor o fator de participação ativo dos geradores, maior será o aumento da margem se a injeção de potência reativa ou a tensão deste gerador for aumentada. Assim, este índice pode ser usado para a definição de esquema de re-despacho de geração de reativos visando o aumento das margens de estabilidade do sistema. A principal idéia para esse trabalho é introduzir no fluxo de potência ótimo a informação sobre os geradores obtida a partir da análise modal.

O método de re-despacho da geração de reativos, para um dado intervalo de tempo, utiliza o modelo de FPO paramétrico mostrado no capítulo 3, porém acrescentado de um termo linear de penalidade na função objetivo. Assim, o problema de FPO paramétrico fica da seguinte forma:

$$\mathbf{M}_x = \{ (x, c) + (\text{Termo de Penalidade}) \} \quad (4.1)$$

$$s. \quad g(x, c) = 0 \quad (\lambda) \quad (4.2)$$

$$(x, c) \leq 0 \quad (\gamma) \quad (4.3)$$

As equações (3.5) a (3.8) permanecem as mesmas. O termo de penalidade na equação (4.1) pode estar relacionado com a potência reativa $\mu_i Q_{gi}$ ou com a tensão $\mu_i V_{gi}$ das fontes dinâmicas de reativos, e tem a função de incentivar o aumento na geração de reativos nas máquinas indicadas pelos fatores de participação. O fator de penalidade μ_i atribuído a um dado gerador deve refletir a influência do mesmo sobre a margem de estabilidade de tensão. Os fatores de penalidade são atualizados iterativamente, com o objetivo de aumentar a geração de reativos ou a tensão nos

geradores com os menores fatores de participação e diminuir a geração nos geradores com maiores fatores de participação. Vislumbra-se que a repetição desse processo levará à obtenção do perfil ótimo de geração de reativos, para todos os geradores e condensadores síncronos, em relação à maximização da margem de estabilidade de tensão.

Os fatores de penalidade são calculados através dos seguintes passos:

1 - Cálculo do Fator de Participação Ativo médio ($\overline{FPA}_{PV}$)

$$\overline{FPA}_{PV} = (\sum_{i \in n} FPA_{PV_i}) / n \quad (4.5)$$

Onde FPA_{PV_i} é o fator de participação associado ao gerador i e n é o número total de geradores do sistema;

2 - Cálculo da direção de caminhada (d_i)

$$d_i = FPA_{PV_i} - \overline{FPA}_{PV} \quad i \in n \quad (4.6)$$

3 - Cálculo dos fatores de penalidade μ

$$\mu_i^{k+1} = \mu_i^k + \alpha d_i \quad (4.7)$$

Onde k é a iteração de atualização dos fatores de penalidade e α é o tamanho do passo a ser dado na direção d .

4 - Após o cálculo dos fatores de penalidade, este é inserido no Termo de Penalidade apresentado na equação 4.1.

Para geradores com fatores de participação menores do que o fator de participação médio, tem-se d_i negativo e com isso contribui-se para diminuir o valor da penalidade μ_i a ser acrescentada à função objetivo, incentivando o aumento de geração de potência reativa neste gerador. Para

geradores com fatores de participação maiores que o fator de participação ativo médio, tem-se d_i positivo e uma contribuição positiva para aumentar o valor de μ_i , forçando o gerador a gerar menos potência reativa.

As Figuras 4.1 e 4.2 ilustram os fatores de participação e os fatores de penalidade dos geradores para o sistema *New England* de 39 barras, apresentado no Apêndice B. Como o fator de participação do gerador 10 é maior que o fator de participação médio dos geradores, sua direção de caminhada d_{10} é positiva, contribuindo para aumentar o valor do fator de penalidade do gerador 10 (μ_{10}) ilustrado na Figura 4.2. Por outro lado, o gerador 3 tem um fator de participação menor que o fator de participação médio, contribuindo, assim, para diminuir o valor da penalidade μ_3 a ser adicionada à função objetivo do FPO. Desta forma, a execução do FPO incluindo os termos de penalidade incentivará o aumento da geração de reativos no gerador 3 e a diminuição da injeção de reativos do gerador 10, uma vez que essas ações contribuem para a minimização da função objetivo.

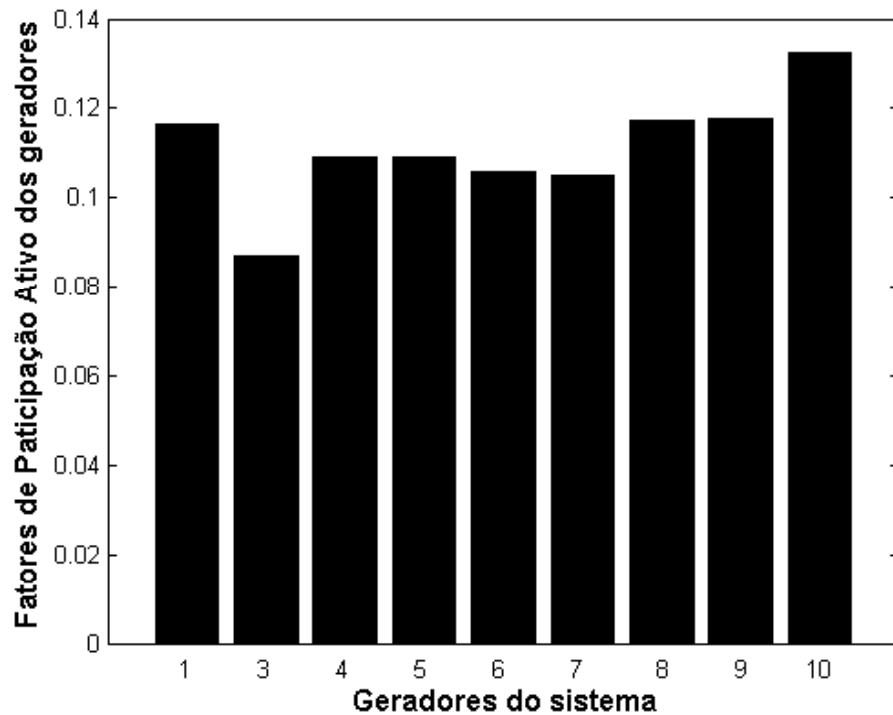


Figura 4.1 Fatores de participação ativa dos geradores

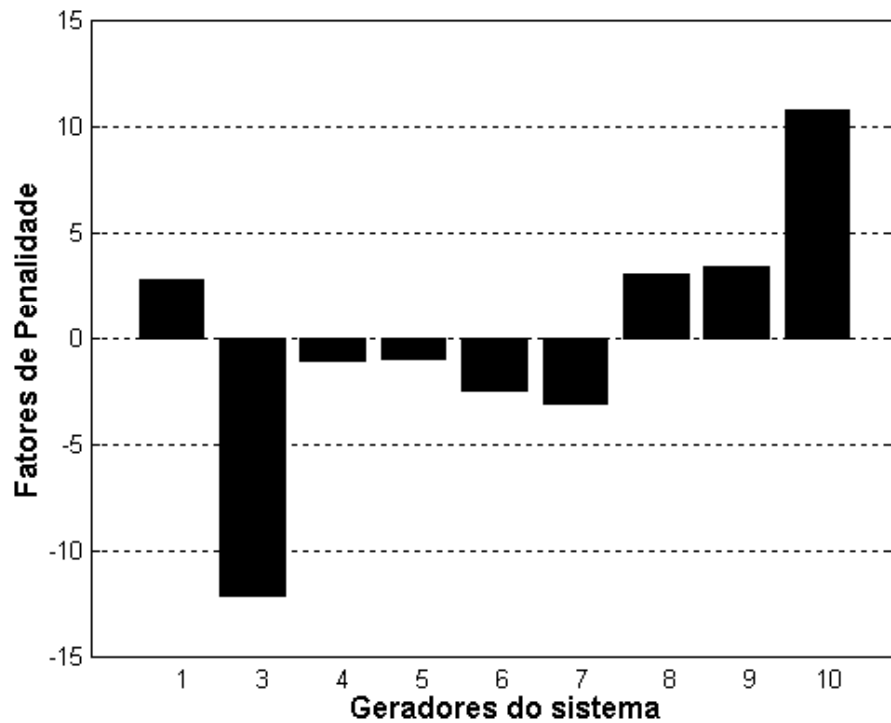


Figura 4.2 Fatores de Penalidade

O modelo proposto neste trabalho representa uma complementação ao modelo de pré-despacho convencional. A partir de um programa de operação inicial que atenda a demanda prevista, as restrições operacionais e as metas energéticas indicadas pelo planejamento de médio/longo prazo para cada gerador, efetua-se a avaliação das margens de estabilidade de tensão para cada horário e a sua melhoria para os intervalos de tempo que mostrarem margens de estabilidade insuficientes. Como o método prevê apenas modificações no perfil de injeção de reativos dos geradores, não é esperado um impacto significativo nas metas energéticas. O impacto nas metas devido à aplicação da metodologia de re-despacho de reativos, bem como meios para realizar a otimização de reativos sem causar modificações nas metas de geração diária para cada gerador, serão discutidos e testados no capítulo 5.

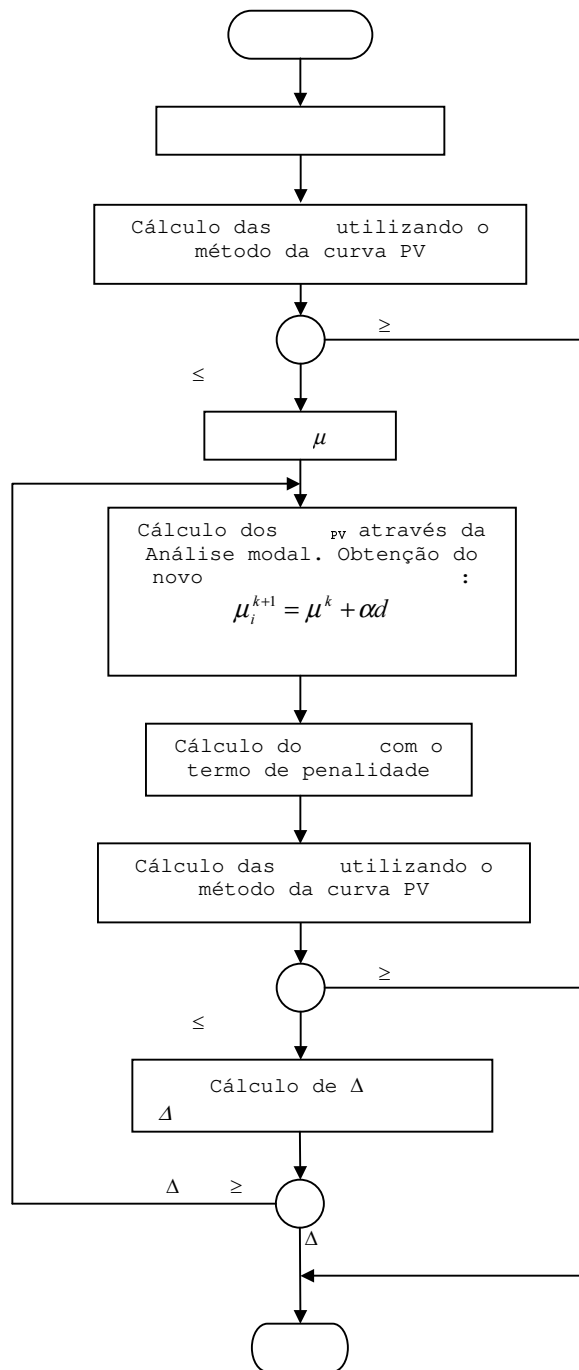


Figura 4.3 – Fluxograma para a solução do re-despacho de reativos.

A reprogramação de reativos para cada horário da curva de carga que apresentar margem de estabilidade insuficiente é realizada como indicado no fluxograma da Figura 4.3. Os dados de entrada no fluxograma correspondem à solução completa de um pré-despacho convencional. O

bloco de avaliação da estabilidade de tensão calcula a margem inicial para cada horário e seleciona os que devem seguir para uma segunda etapa de otimização. Com esses dados pode-se iniciar o processo de re-despacho de reativos para cada horário selecionado. Em seguida calcula-se os fatores de participação através da análise modal e os fatores de penalidade são atualizados. Resolve-se, então, um novo fluxo de potência ótimo incluindo os novos fatores de penalidade na função objetivo e calcula-se a nova margem de estabilidade do ponto de operação em questão. O processo de reprogramação encerra-se quando a margem alcançar o valor mínimo estabelecido (METmin: margem mínima requerida para cada horário) ou quando o valor de ΔMET for menor que uma tolerância (tol) especificada, o que significa que a margem máxima associada a ajustes no perfil de reativos já foi alcançada e a realização de passos adicionais não traria nenhum aumento de margem.

O capítulo 5 apresenta os testes e simulações realizados utilizando este algoritmo, para diversas condições de carregamento e configurações da rede de transmissão.

Capítulo 5

Resultados de Testes e Simulações

Este capítulo apresenta os resultados de testes realizados com a metodologia proposta no capítulo 4. Considera-se inicialmente, uma solução completa para o pré-despacho da operação através de um modelo convencional. Em seguida, a margem de estabilidade de tensão é calculada para cada intervalo do pré-despacho, e os horários com as menores margens, associados aos horários de pico de carregamento, são selecionados para uma nova etapa de otimização visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão através da reprogramação da injeção de reativos dos geradores e condensadores síncronos. A metodologia proposta é aplicada ao sistema New England, composto de 10 geradores, 39 barras e 46 linhas de transmissão, conforme apresentado no apêndice B, por este apresentar melhores características de convergência do que o sistema simplificado do sudeste brasileiro.

5.1 Solução inicial do pré-despacho e avaliação da margem de estabilidade de tensão

A solução do pré-despacho é feita minimizando uma combinação entre o custo da geração e o desvio de tensão, sendo que o peso considerado para o custo de geração é sempre preponderante na função objetivo. Os limites de tensão são relaxados para que haja mais flexibilidade para a otimização de reativos, e para que a metodologia proposta possa ser ilustrada mais adequadamente.

Os limites mínimo e máximo de tensão são de 0.90 e 1.10 p.u. respectivamente, e os limites de potência reativa do banco de dados original são respeitados.

A Figura 5.1 ilustra a curva de carga diária utilizada para o sistema e a respectiva margem de estabilidade de tensão calculada para cada horário, a partir da solução do pré-despacho inicial. A curva de carga diária é obtida, para cada hora do dia, através da solução do FPO quando a demanda de potência ativa e reativa do sistema é multiplicada pelo fator de carga correspondente, conforme é mostrado no capítulo 3. Pode-se observar que à medida que a demanda aumenta, a margem de estabilidade de tensão diminui. Os horários críticos de carregamento, ou seja, aqueles com as menores margens de estabilidade, são escolhidos para a fase de otimização de reativos e melhoria da margem. Para este caso são escolhidos os horários das 17 às 21 horas.

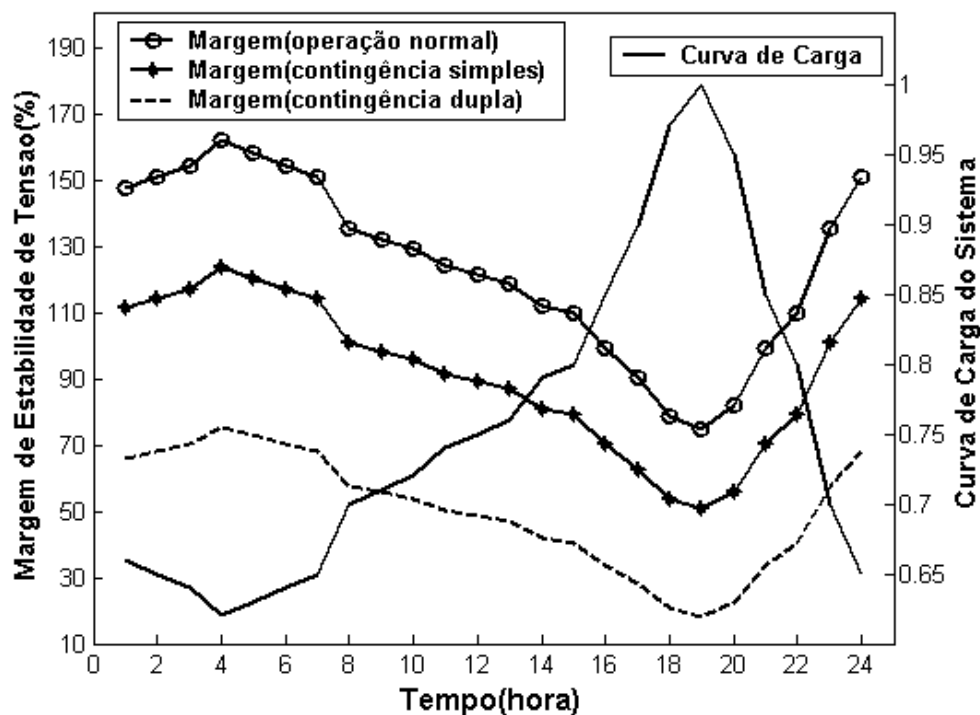


Figura 5.1 – Curva de Carga diária e curvas de margem de estabilidade de tensão do sistema

Cabe ressaltar que mesmo mostrando um valor elevado de margem para todos os horários em condições normais de operação, uma vez que a menor margem está acima de 70%, o sistema ainda é adequado para um estudo qualitativo da metodologia proposta. Além disso, a margem de estabilidade de um sistema pode diminuir consideravelmente com a ocorrência de contingências severas. A Figura 5.1 também ilustra o impacto de uma contingência simples (perda de um linha de transmissão) e de uma contingência dupla (perda simultânea de duas linhas de transmissão) na margem de estabilidade diária do sistema. Pode-se observar um forte impacto nas margens para todos os horários da curva de carga considerada. O procedimento de otimização de reativos proposto nesse trabalho também é testado considerando situações de contingências.

5.2 Escolha do tamanho do passo α para o processo de re-despacho reativo

A escolha do tamanho do passo α , presente na equação 4.7, é uma tarefa importante, uma vez que o re-despacho reativo é feito na direção fornecida por fatores de participação obtidos a partir de análise modal, ou seja, um método linear. O passo α , portanto, não pode ser demasiadamente grande, visto que a direção ótima fornecida pelos fatores de participação só é válida para pequenas modificações a partir do ponto de operação. Sendo, por outro lado, muito pequeno, necessita-se de um alto número de iterações para se alcançar um aumento significativo na margem. Realiza-se, então, alguns testes para estudar o impacto do passo α no processo de re-despacho reativo apresentado nesse trabalho. A tabela 5.1 apresenta testes com diferentes valores para o passo de atualização dos fatores de penalidade. Pode-se observar que o tamanho do passo influi nas características de convergência e no número de iterações do algoritmo de re-despacho reativo, porém a margem final obtida independe do tamanho do passo escolhido. Para α menores que 500, o processo de re-despacho reativo tem problemas de convergência devido, provavelmente,

a conflitos de objetivos no fluxo de potência ótimo. Diante disto, é usado o passo α igual a 500 em todos os testes, o que equivale a passos de re-despacho reativo entre 10 e 20 MVar por gerador em cada iteração.

Tabela 5.1 – Reprogramação de reativos para diferentes valores do passo α

PASSO (α)	ITERAÇÕES	MARGEM FINAL(%)
500	3	82,09
600	3	82,09
700	3	82,09
800	2	82,09
900	2	82,09

5.3 Otimização de reativos para o horário crítico de carregamento

Inicialmente, são detalhados os resultados obtidos pelo processo de reprogramação do despacho de reativos para o horário de maior carregamento do sistema, isto é, para as 19 horas, onde se tem a menor margem. Em seguida, repete-se toda a análise para os outros horários selecionados. Considera-se então, a solução fornecida pelo pré-despacho, a partir da qual o algoritmo apresentado no capítulo 4 é aplicado.

A Figura 5.2 mostra o aumento da margem do sistema, para o horário das 19 horas, aplicando os fatores de penalidade à tensão terminal e à potência reativa separadamente. Para cada passo de aplicação do algoritmo proposto ocorre uma melhoria significativa na margem de estabilidade. Observa-se que após algumas iterações penalizando a potência reativa há uma

saturação na margem de estabilidade. O mesmo ocorre ao utilizar a tensão no termo de penalidade, como indica a Figura 5.2, porém são necessárias mais iterações para alcançar o mesmo aumento de margem. Por mostrar melhores características de convergência conclui-se que a melhor opção é incluir a potência reativa no termo de penalidade, ao invés da tensão terminal dos geradores.

A partir da Figura 5.2 percebe-se que o aumento máximo da margem obtido para esse horário é de aproximadamente 33%. Mostra-se, assim, que após algumas iterações, mudanças adicionais no perfil de tensão ou na injeção de reativos do sistema não resultam em melhoria da margem. Isto indica que o despacho reativo ótimo do ponto de vista de maximização da margem foi alcançado.

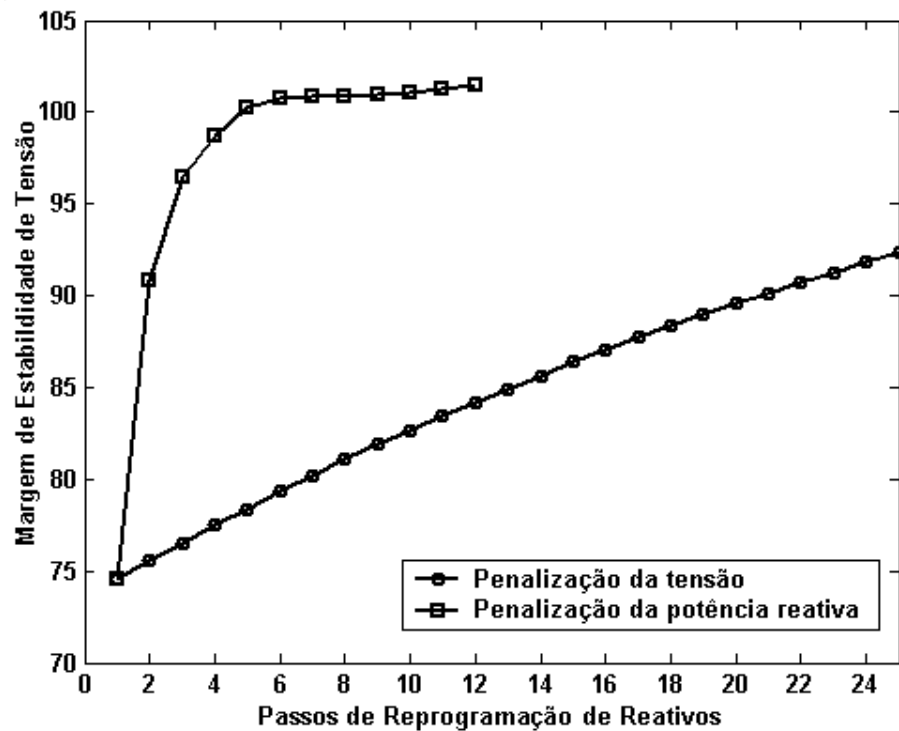


Figura 5.2

As curvas PV inicial (solução do pré-despacho) e final (solução do pré-despacho + re-despacho de reativos) são mostradas na Figura 5.3. Percebe-se claramente que a reprogramação da potência

reativa fornecida pelos geradores, utilizando a direção indicada pelos fatores de participação, resulta em uma melhoria significativa na margem de estabilidade.

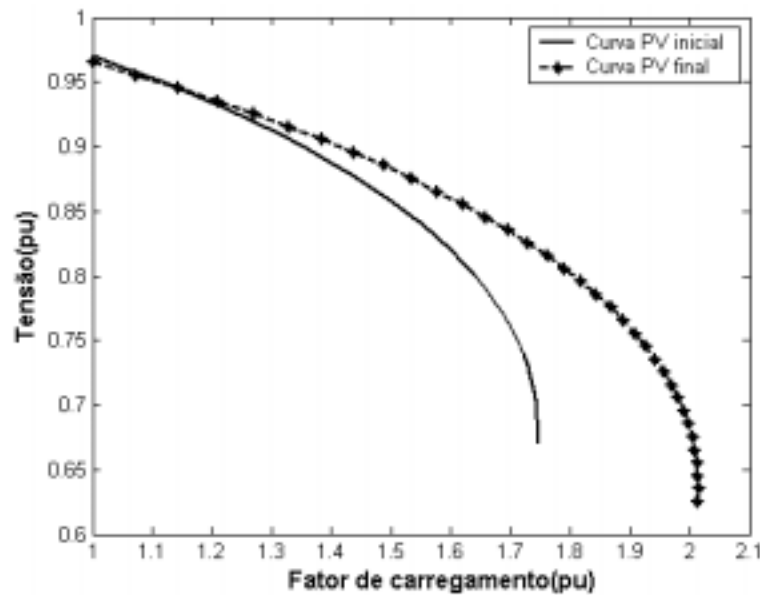


Figura 5.3 Curva P a a a a i a r a h r a iv

A potência reativa dos geradores para cada iteração do processo de reprogramação é mostrada na Figura 5.4. Observa-se que alguns geradores têm a sua injeção de reativos aumentada, enquanto outros diminuem a produção de reativos. Após a aplicação da metodologia proposta obtêm-se um perfil ótimo de geração de reativos/tensão para os geradores e condensadores síncronos do ponto de vista de maximização da margem de estabilidade de tensão do sistema.

No entanto, ao se observar a injeção de potência ativa dos geradores (Figura 5.5) durante o processo de re-despacho de reativos, observa-se que alguns geradores têm sua produção de potência ativa bastante modificada. Este comportamento é indesejável por duas razões:

- por resultar em afastamento da solução economicamente/energeticamente ótima obtida pelo programa de pré-despacho convencional, implicando invariavelmente em aumento no custo de geração;

- por afetar as metas de produção diária dos geradores, implicando em efeitos negativos para o planejamento da operação de médio/longo prazo.

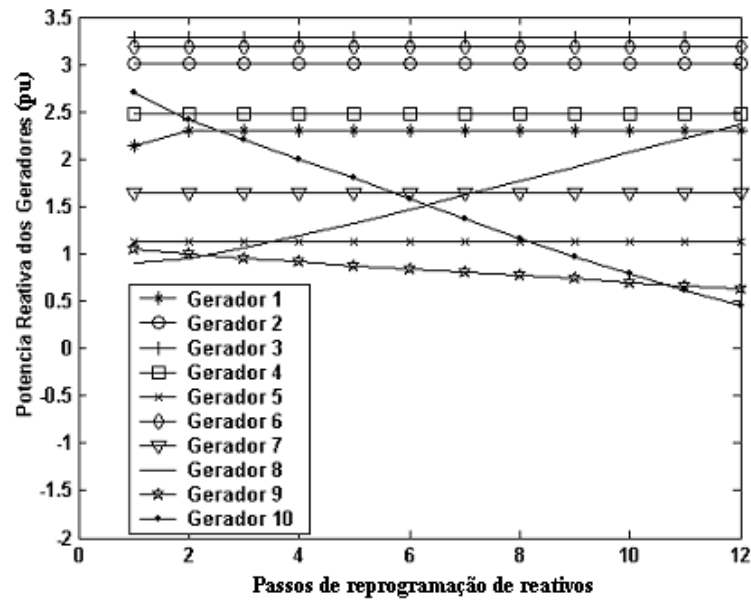


Figura 5.4 –Injeção de potência reativa dos geradores durante o processo de re-despacho

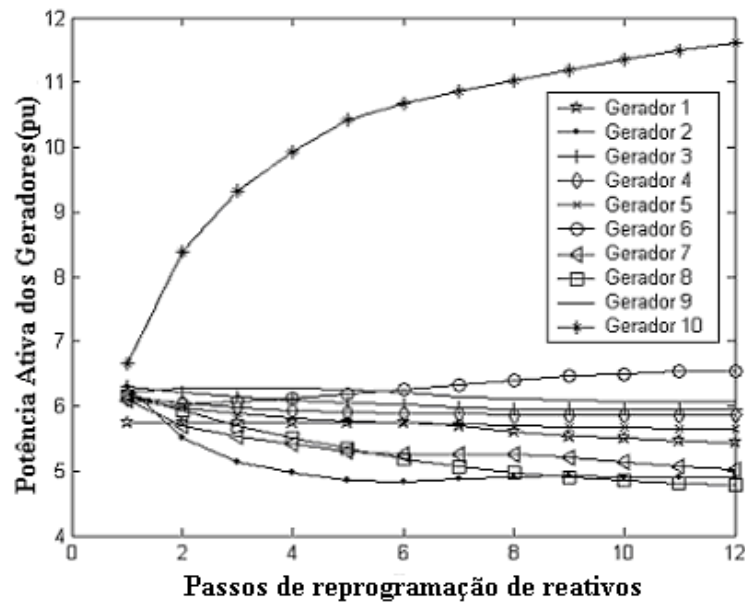


Figura 5.5 –Injeção de potência ativa dos geradores durante o processo de re-despacho reativo

Conclui-se, portanto, que o aumento de 33% na margem de estabilidade de tensão não pode ser totalmente associado à otimização da potência reativa. O aumento de margem deve-se parcialmente às modificações na injeção de potência ativa dos geradores. Assim, é necessário que se faça um ajuste no algoritmo proposto no capítulo 4 de forma a eliminar, ou pelo menos minimizar, os efeitos dos passos de re-despacho reativo na injeção de potência ativa dos geradores. Este ajuste consiste em fixar a injeção de ativos durante o processo de otimização de reativos.

Novos resultados são obtidos considerando as injeções de potência ativa dos geradores fixas na solução ótima, dada pelo pré-despacho resolvido inicialmente. A única exceção é a geração da barra de folga, a qual pode sofrer pequenas alterações para absorver eventuais modificações nas perdas do sistema. Repete-se então, toda a análise anterior para o horário das 19 horas, assumindo estas modificações na metodologia.

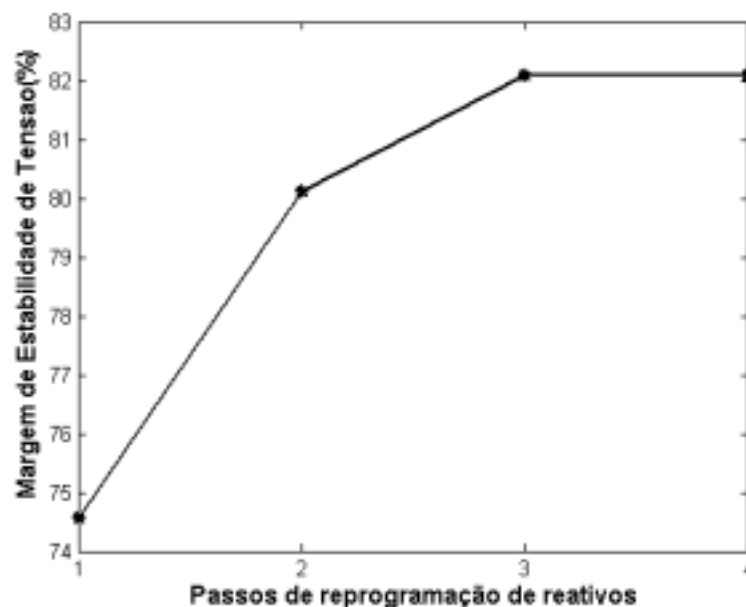


Figura 5.6 *u a arg a i i u r r a*
r a i

A Figura 5.6 ilustra o aumento da margem do sistema para esse caso. As curvas PV inicial e final são mostradas na Figura 5.7. Consegue-se dessa vez, um aumento de aproximadamente 10% na margem de estabilidade de tensão para o horário de pico da curva de carga do sistema. A melhoria

da margem é inferior ao caso onde as injeções de potência ativa variam livremente. No entanto, garante-se modificações apenas no perfil de geração de reativos, ou seja, a melhoria nas margens é totalmente associada à otimização de reativos de geradores e condensadores síncronos.

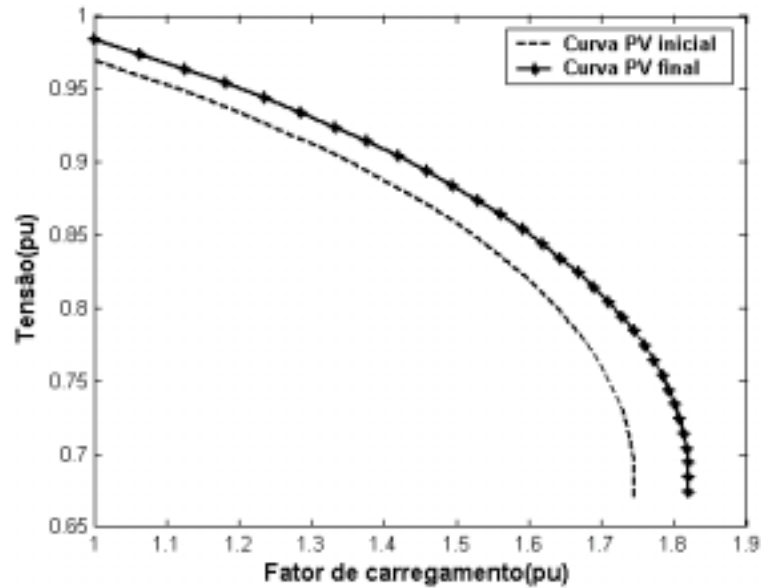


Figura 5.7 Curvas de tensão versus fator de carregamento para o caso de otimização de reativos.

As potências reativa e ativa injetadas por cada gerador são mostradas nas figuras 5.8 e 5.9 respectivamente. Há alterações da potência reativa para alguns geradores, como por exemplo, o gerador 10 é incentivado a gerar menos potência reativa a fim de melhorar a margem de estabilidade do sistema, enquanto que os geradores 8 e 9 são incentivados a injetar mais potência reativa na rede. Percebe-se, também, que as modificações no perfil de reativos do sistema estão em concordância com a direção fornecida pelos fatores de participação dos geradores. Deve-se ressaltar, no entanto, que em alguns casos o fluxo de carga ótimo não obedece a indicação dos fatores de participação devido a limitações do gerador, seja relacionado ao nível de tensão, seja relacionada à sua injeção de potência reativa. O gerador conectado à barra 3 por exemplo, é incentivado a aumentar a sua injeção de reativos. No entanto, a solução do pré-despacho inicial já estabelece injeção máxima de reativos

para este gerador. Outros geradores, também atingem seus limites durante o processo de otimização de reativos, fato que também contribui para a saturação do ganho de margem à medida que são efetuadas iterações do método.

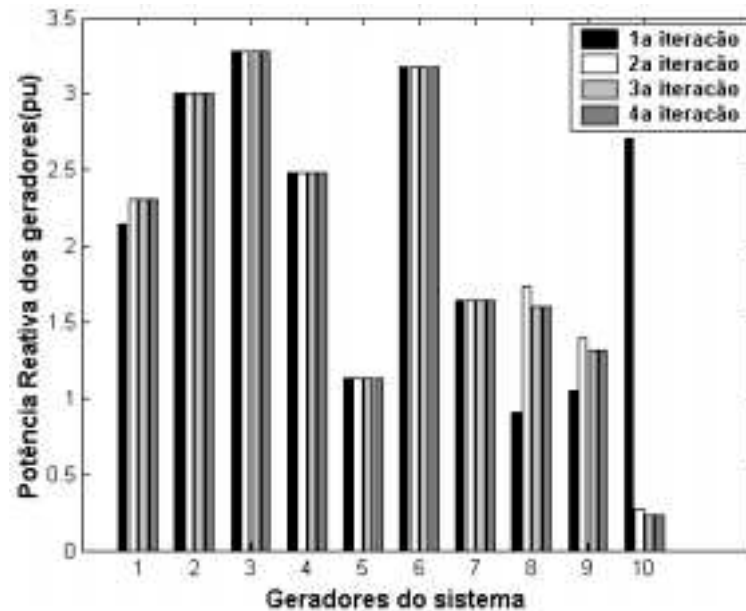


Figura 5.8 *i r a i g r a r u r a r a h*

A figura 5.9 mostra que não ocorrem modificações na injeção de ativos dos geradores durante o processo de otimização de reativos, comprovando que a melhoria obtida na margem de estabilidade é totalmente devida à reprogramação de reativos. Os ajustes adicionados à metodologia possibilitam então, a melhoria da margem de estabilidade sem nenhum desvio da solução energeticamente/economicamente ótima, e também, sem nenhum impacto nas metas diárias definidas para cada gerador.

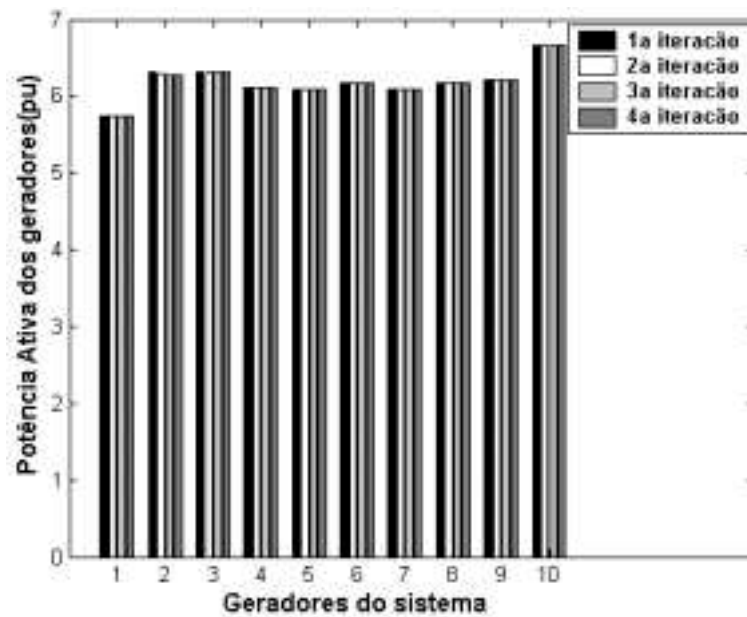


Figura 5.9 Potência ativa dos geradores para a solução de pré-despacho convencional e após a reprogramação de reativos dos geradores.

5.4 Uma análise das melhorias trazidas pelo método proposto

A figura 5.10 mostra o perfil de tensão para a solução do pré-despacho convencional (tensões iniciais) e após a aplicação da metodologia de otimização de reativos (tensões finais). Nota-se que após a reprogramação de reativos dos geradores o sistema mostra um perfil de tensão mais elevado. Isto leva a diminuição nas perdas ativas e reativas, e conseqüentemente aumenta as reservas de reativos do sistema, aumentando assim, a margem de estabilidade de tensão. As perdas reativas e ativas totais do sistema podem ser visualizadas nas figura 5.11 (a) e (b) respectivamente, e comprovam a discussão acima.

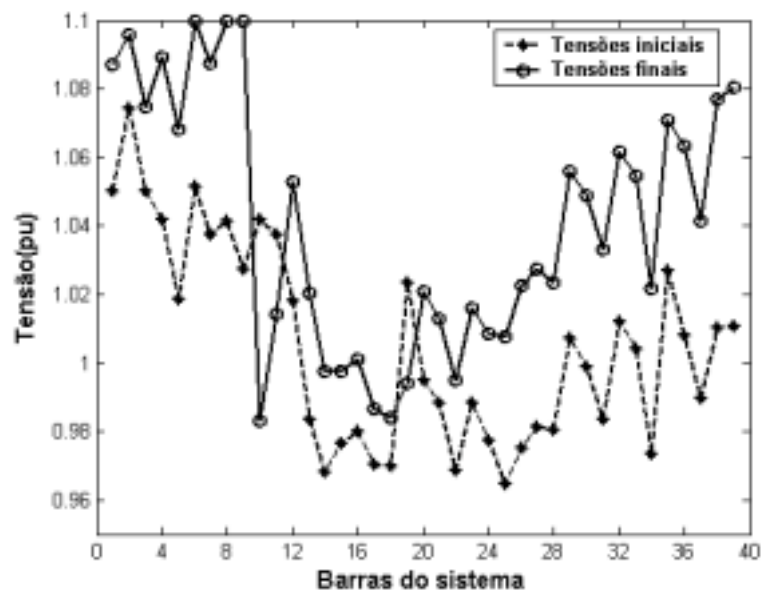
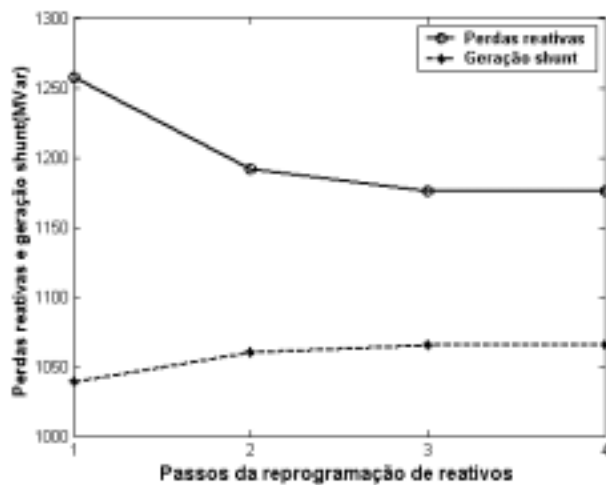
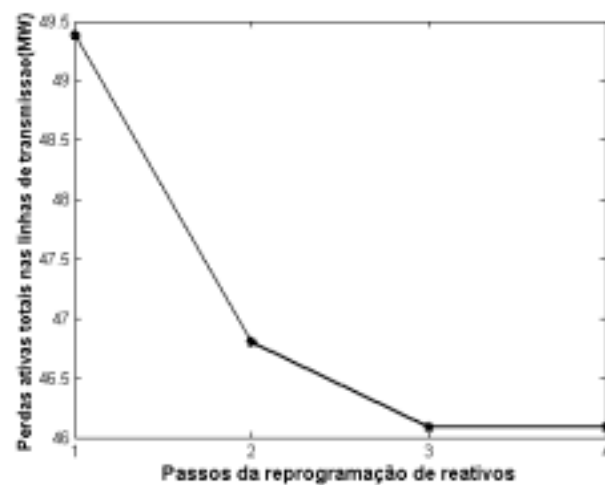


Figura 5.10 Tensões iniciais e finais no sistema de barras



(a)



(b)

Figura 5.11 (a) e (b) Resultados da reprogramação de reativos

(a) e (b) Resultados da reprogramação de reativos

A curva denominada “geração *shunt*” na figura 5.11(a) corresponde à quantidade de potência reativa gerada pelas linhas de transmissão (*shunts* de linha). A geração shunt aumenta durante o

processo de reprogramação de reativos, pois é diretamente proporcional ao quadrado das tensões nas barras. Enquanto que o consumo de reativos da rede, denominado por “perdas reativas” na figura 5.11(a), diminui por ser proporcional à queda de tensão das linhas. Comprova-se assim, que a perda reativa líquida da rede de transmissão diminui com a aplicação do método proposto, o que em parte explica a melhoria na margem de estabilidade de tensão.

As perdas ativas, perdas reativas e a geração shunt nas linhas de transmissão são calculadas como descrito em seguida:

$$P_{\text{perdas}} = \sum_{i=1}^{nl} r_i \cdot I_i^2 \quad (5.1)$$

$$P_{\text{perdas}} = \sum_{i=1}^{nl} X_i \cdot I_i^2 \quad (5.2)$$

$$G_{\text{geração}} = \sum_{i=1}^{nl} \frac{b_i}{2} \cdot V_i^2 + \frac{b_{sh}}{2} \cdot V^2 \quad (5.3)$$

Onde: nl é o número de linhas de transmissão, r é a resistência da linha de transmissão, x é a reatância da linha de transmissão, b_{sh} é a susceptância da linha de transmissão, i é a corrente na linha e v é a tensão no barramento.

Na Figura 5.12 tem-se a reserva de potência reativa do sistema para cada iteração de reprogramação de reativos. Observa-se que as reservas aumentam a cada iteração. Diante disto, obteve-se um aumento na margem do sistema com um melhor perfil de tensão, menores perdas ativas e reativas e, portanto, um aumento das reservas de ativos e reativos no sistema. Para o caso das reservas de reativos, consegue-se um aumento de 120Mvar, o que significa uma clara economia nas necessidades de expansão das reservas de reativos do sistema, tais como em bancos de capacitores, dispositivos FACT's e condensadores síncronos.

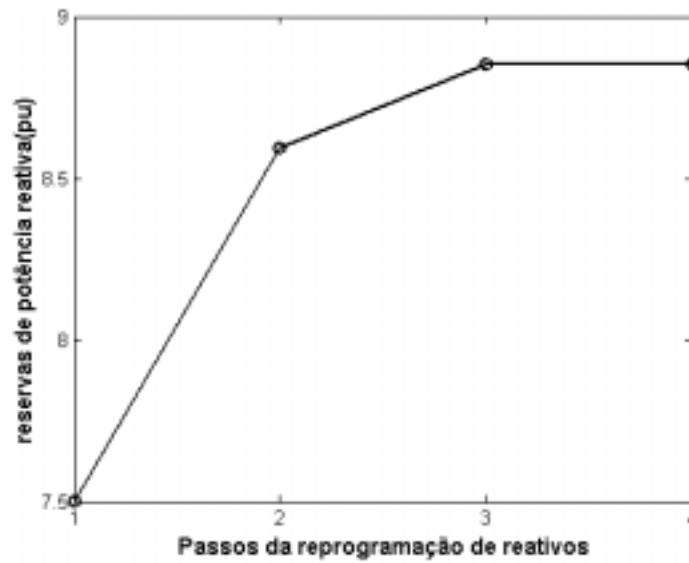
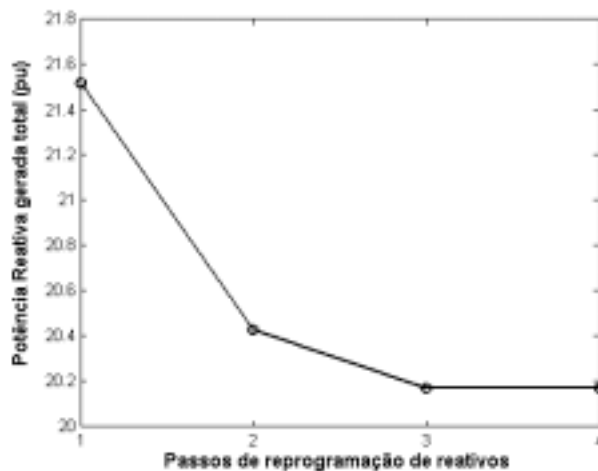
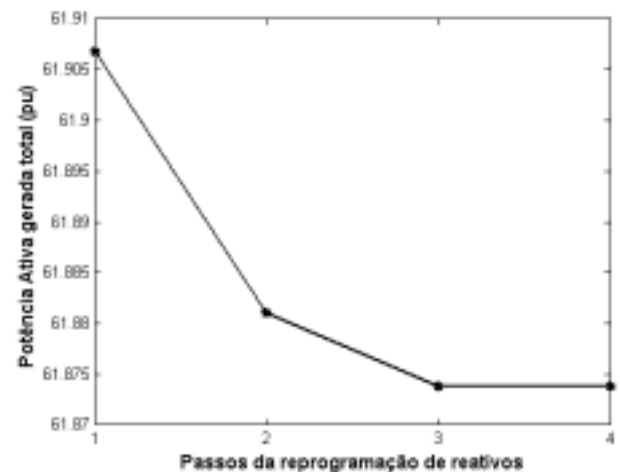


Figura 5.12 – Reservas de potência reativa no sistema durante o processo de re-despacho



(a)



(b)

Figura 5.13 (a) Potência reativa gerada total durante o processo de re-despacho

(b) Potência ativa gerada total durante o processo de re-despacho

Por outro lado, as Figuras 5.13 (a) e (b) indicam que as quantidades totais de potência reativa e ativa geradas diminuem a cada iteração da reprogramação. Desta forma, aumenta-se a margem de estabilidade, gerando uma quantidade menor de potência ativa e reativa para atender a mesma

demanda. Observa-se apenas uma pequena modificação na potência ativa total gerada, a qual está associada à diminuição das perdas ativas. Isto demonstra também que as metas energéticas dos geradores não são afetadas, e a solução ativa ótima fornecida pelo pré-despacho inicial é mantida. Conseqüentemente, a metodologia proposta não atribui custos adicionais à operação do sistema, supondo, é claro, que a injeção de potência reativa dos geradores não afetam o custo.

5.5 A eficiência da metodologia de re-despacho reativos frente à contingências

Analisa-se a seguir a eficiência da metodologia proposta para casos envolvendo contingências. A idéia é mostrar que a aplicação de um procedimento de otimização de reativos, visando a maximização da margem de estabilidade de tensão, ou maximização das reservas de reativos, torna o sistema mais robusto frente à ocorrência de contingências. Ou seja, deseja-se mostrar que tal procedimento diminui o risco de um blecaute relacionado ao colapso de tensão para situações críticas de operação. Para isso, calcula-se o impacto na margem de estabilidade de tensão para um grupo de contingências simples de linhas de transmissão e para um grupo de contingências duplas que combinam a perda simultânea de um gerador e de uma linha de transmissão.

A Figura 5.14 ilustra o teste acima para o caso da perda de uma linha de transmissão. A curva PV denominada “pré-despacho convencional” fornece a margem de estabilidade considerando a solução do pré-despacho convencional e a perda da linha 24. Enquanto que a curva PV denominada “re-despacho” fornece a margem para as mesmas condições anteriores, com a aplicação, no entanto, do procedimento de otimização de reativos. Observa-se claramente que a margem do sistema para o segundo caso é maior, comprovando que a metodologia proposta para a otimização de reativos também pode ajudar a melhorar a segurança do sistema frente à ocorrência de contingências.

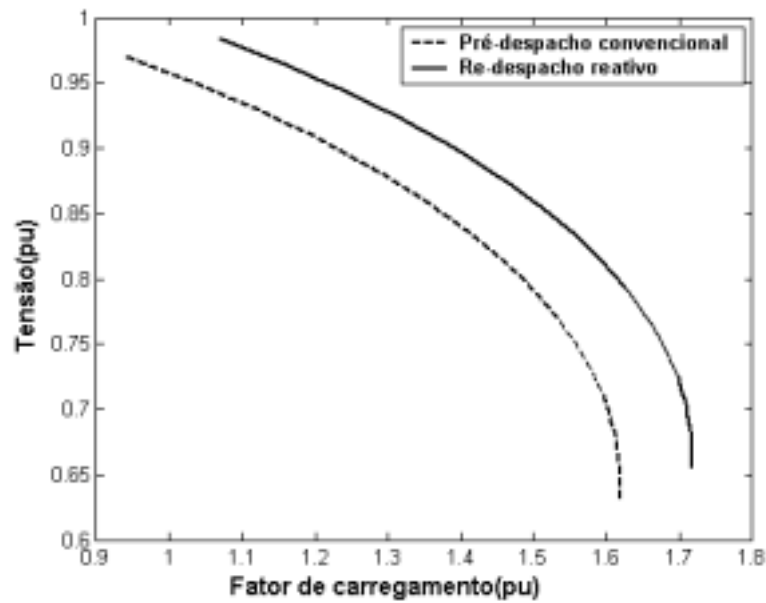


Figura 5.14 Margem de estabilidade considerando a perda de uma linha de transmissão

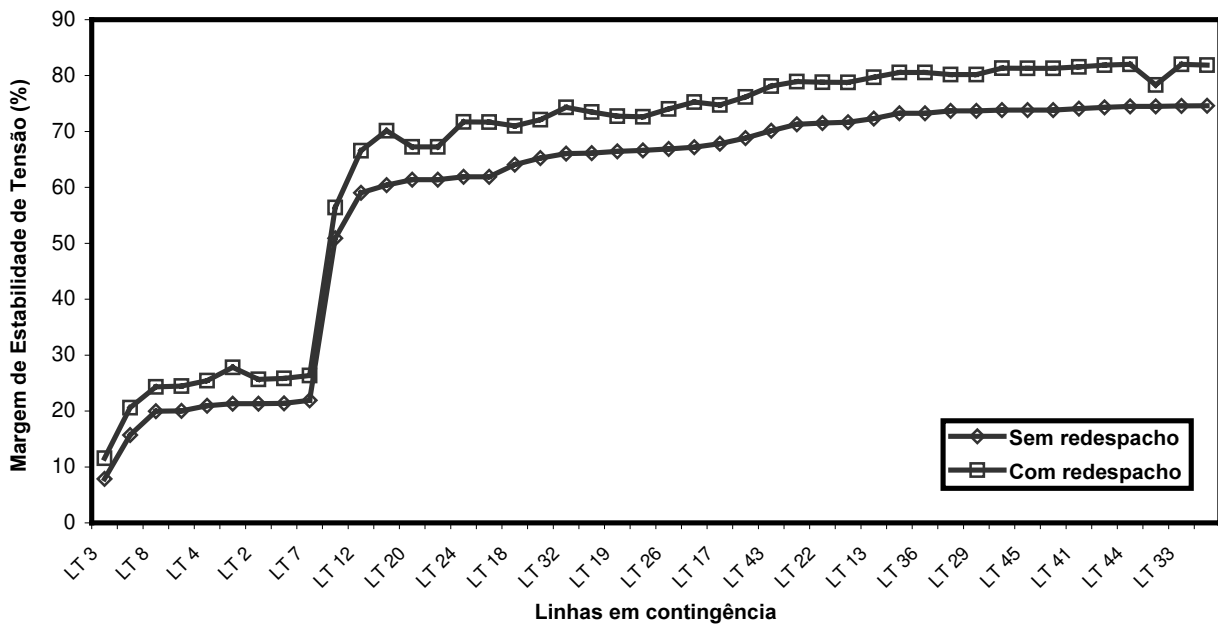


Figura 5.15 – Margem de estabilidade de tensão considerando a ocorrência de contingências simples e duplas

A Figura 5.15 ilustra o teste anterior para um conjunto de contingências simples e duplas. As primeiras 9 contingências são duplas (perda simultânea de uma linha de transmissão e de um

gerador), por isto apresentam menores margens. As contingências restantes são simples, isto é, a perda de uma linha de transmissão ou transformador. Pode-se notar que, para todos os casos, quando se utiliza o procedimento proposto para a reprogramação de reativos o sistema mostra maior margem de estabilidade, independente do tipo de contingência ocorrido. Estes resultados comprovam que a otimização de reativos torna o sistema mais robusto caso ocorram contingências, uma vez que o aumento conseguido nas reservas de reativos pode ser utilizado em situações de emergência.

5.6 Aplicação do método de otimização de reativos para todos os horários selecionados a partir da solução inicial do pré-despacho

A análise feita para as 19 horas é repetida para os outros horários selecionados a partir da solução do pré-despacho inicial. Os horários das 17 às 21 horas são escolhidos por apresentarem as menores margens de estabilidade. Obtêm-se, assim, uma nova margem para cada um desses horários após a aplicação do procedimento de re-despacho de reativos. A Figura 5.16 mostra a margem encontrada a partir da solução do pré-despacho inicial, e a margem após a otimização de reativos para os horários selecionados. Percebe-se que a metodologia proposta leva à melhoria na margem de estabilidade de tensão para todos os horários selecionados. Estes resultados, apesar de terem maior importância qualitativa do que quantitativa por não terem sido obtidos a partir de um sistema real, são expressivos, uma vez que o ganho conseguido está relacionado apenas à melhor utilização das fontes de reativos existentes no sistema, e não envolvem modificações na solução ativa econômica fornecida pelo pré-despacho.

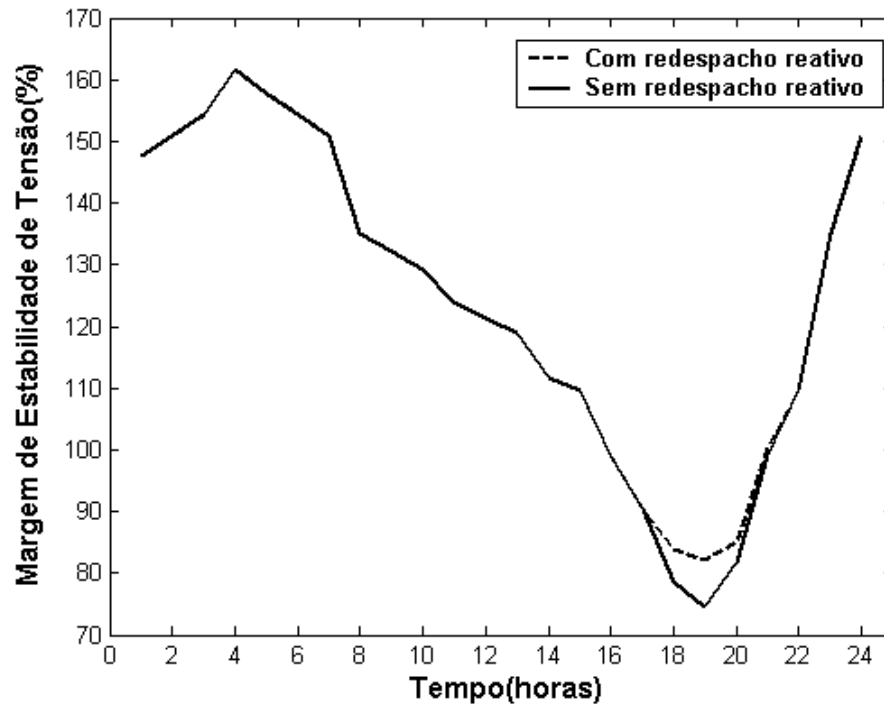


Figura 5.16 - Margem de estabilidade horária com e sem a otimização de reativos

A Figura 5.17 mostra os ganhos percentuais sobre as margens de estabilidade de tensão nos intervalos re-programados. Em todos os intervalos, são obtidos ganhos sobre as margens, constatando a importância da otimização de reativos no problema de pré-despacho da operação de sistemas de energia elétrica. Uma outra conclusão importante, é que quanto maior o carregamento mais a margem pode ser melhorada através desta metodologia de re-despacho de reativos. Ou seja, nos horários de maior necessidade o método mostra-se ainda mais eficiente. Isto se deve ao fato de que em condições de maior carregamento as perdas reativas do sistema aumentam, assim como a queda de tensão nas linhas. Desta forma há maior flexibilidade para diminuí-las através da otimização da injeção de potência reativa dos geradores e condensadores síncronos.

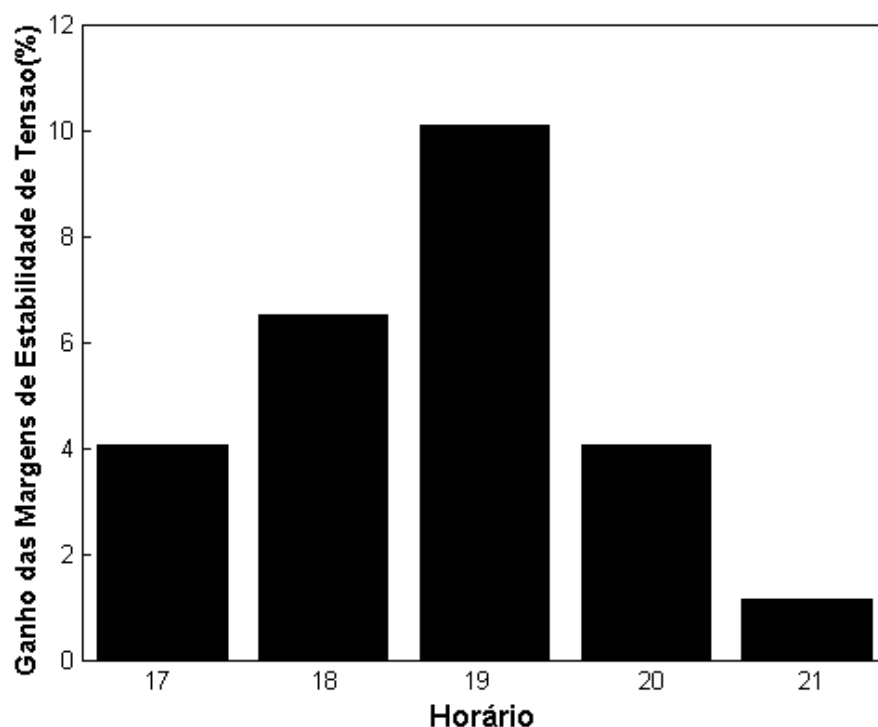


Figura 5.17 - Ganhos percentuais sobre a Margem de estabilidade de Tensão para os horários selecionados

Diante dos resultados apresentados conclui-se que os fatores de participação dos geradores são adequados para indicar, ao fluxo de potência ótimo, a direção em que deve ser modificada a potência reativa de cada gerador para que a margem de estabilidade aumente. Obtém-se, para todos os casos testados, uma melhoria significativa nas margens através da otimização de reativos, sem afetar a solução ativa econômica e energeticamente ótima fornecida pelo pré-despacho convencional.

Os resultados apresentados demonstram que o método proposto é capaz de melhorar as margens de estabilidade de tensão para horários de carregamento crítico através da otimização da injeção de potência reativa de geradores e condensadores síncronos. No entanto, a importância desses resultados é ainda qualitativa. Para concluir, quantitativamente, sobre a melhoria das margens, o método deve ser aplicado para sistemas reais, onde os dados sejam confiáveis,

principalmente os relacionados aos limites dos geradores. Os testes dessas idéias para sistemas reais de grande porte, envolvendo também as opções de redespacho ativo e corte de carga para a manutenção de níveis mínimos de margem de estabilidade de tensão no planejamento de curto prazo da operação, vêm sendo iniciados em um projeto de doutoramento do grupo de pesquisa.

Capítulo 6

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

Nesta dissertação de mestrado é desenvolvida uma metodologia para incluir no problema de pré-despacho da operação de sistemas de energia elétrica a avaliação das margens de estabilidade de tensão, bem como a sua melhoria através da otimização da injeção de potência reativa de geradores e condensadores síncronos. Define-se um procedimento de re-despacho reativo que parte da solução do problema de pré-despacho convencional e busca a obtenção de um perfil de tensão ótimo para geradores e condensadores síncronos. Os fatores de participação dos geradores, obtidos através da análise modal, fornecem a direção ótima para o re-despacho de reativos das fontes dinâmicas visando a melhoria da margem de estabilidade de tensão do sistema.

No capítulo 5 são mostrados os resultados obtidos com a implementação da metodologia proposta para o sistema *New England*. Demonstra-se claramente que os fatores de participação dos geradores são adequados para indicar, ao fluxo de potência ótimo, a direção em que deve ser modificada a potência reativa de cada gerador para que a margem de estabilidade aumente. Isto é feito através da definição dos fatores de penalidade, obtidos a partir dos fatores de participação, os quais são inseridos na função objetivo do FPO para que o nível ótimo de geração de reativos em cada máquina seja encontrado. Desta forma, a partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que a

otimização de reativos dos geradores leva a uma melhora significativa das margens de estabilidade de tensão para os horários de pico da curva de carga ao longo do dia.

As principais vantagens do método de re-despacho de reativos proposto por esta dissertação de mestrado podem ser resumidas como segue:

- Não ocorrem modificações na injeção de ativos dos geradores durante o processo de re-despacho de reativos, comprovando que a melhoria obtida na margem de estabilidade é totalmente devida à reprogramação de reativos, isto é, a solução ativa economicamente e energeticamente ótima do sistema não é modificada e as metas diárias definidas para cada gerador são cumpridas;
- Aumenta-se o perfil de tensão nas barras e com isso as perdas ativas e reativas nas linhas de transmissão diminuem;
- Aumentam-se as reservas de potência ativa e reativa do sistema. Consegue-se um aumento das reservas de reativos de 120MVar para o sistema testado, o que significa uma clara economia nas necessidades de expansão das reservas de reativos do sistema, tais como em bancos de capacitores, dispositivos FACT's e condensadores síncronos;
- A otimização de reativos torna o sistema mais robusto na ocorrência de contingências, uma vez que o aumento nas reservas de reativos pode ser utilizado em situações de emergência;
- Quanto maior o carregamento mais a margem pode ser melhorada através desta metodologia de re-despacho de reativos. Ou seja, nos horários de maior necessidade o método mostra-se ainda mais eficiente.

Diante do exposto, pode-se concluir que apesar de terem maior importância qualitativa do que quantitativa, os resultados obtidos com a implementação da metodologia proposta são

expressivos, uma vez que o ganho conseguido na margem de estabilidade de tensão está relacionado apenas à melhor utilização das fontes de reativos existentes no sistema.

Outros trabalhos ainda são necessários para que todas as implicações e aplicações do método sejam totalmente exploradas, como por exemplo:

- A realização de testes em sistemas reais, que permitam uma quantificação dos resultados obtidos por esta metodologia, considerando dados confiáveis, principalmente relacionados aos limites de potência reativa dos geradores;
- O teste da metodologia de re-despacho de reativos, considerando diferentes objetivos, tais como minimização de perdas ativas nas linhas de transmissão, dado que a função de perdas apresenta uma certa ligação com a margem de estabilidade de tensão do sistema;
- Testar métodos de busca como, por exemplo, uma busca unidimensional, para a obtenção do tamanho de passo α , de modo a otimizar o número de iterações necessárias à reprogramação do despacho;
- Aplicar esta idéia para a definição de estratégias especiais de corte de carga visando a melhoria da margem, utilizando como direção ótima de corte os fatores de participação para as barras de carga;
- Combinar em um método unificado, o atendimento de um critério mínimo de margem para cada horário do dia, através das opções de re-despacho ativo, re-despacho reativo e corte de carga.

Referências Bibliográficas

- [Aganagic, 1997] Aganagic, M. and Mokhtari, S., “Security Constrained Economic Dispatch Using Nonlinear Dantzig-Wolfe Decomposition”, IEEE Trans. on Power Systems, 1997, Vol. 12, No. 1, pp. 105-112.
- [Ajjarapu, 1992] Ajjarapu, V. and Christy, C., “The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 7, no. 1, February 1992, pp. 416-423.
- [Almeida, 1994] Almeida, K.C., “A General Parametric Optimal Power Flow”, Tese de Doutorado, McGill University, Montreal, Canadá, Novembro, 1994.
- [Almeida, 1996] Almeida, K., Galiana, F. and Soares, S., “A General Parametric Optimal Power Flow”, IEEE Transactions on Power Systems, February, 1996, Vol. 9, No. 1, pp 540-547.
- [Alves, 2000] Alves, D. A., “Obtenção do ponto de máximo carregamento em sistemas elétricos de potência utilizando novas técnicas de parametrização para o método de continuação”. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Junho, 2000.
- [Ashley, 1984] Ashley, B.; Brewer, B.; Hughesm A.; Sun, D. I. and Tinney, W. F., “Optimal Power Flow by Newton Approach “, IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-103, No. 10, October 1984.
- [Balanathan, 1998] Balanathan, R.; Pahalawaththa, N.C.; Annakkage, U.D. and Sharp, P.W., “Undervoltage load shedding to avoid voltage instability”, 1998, IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, No. 2, pp. 175 –181.

- [Chattopadhyay, 2000] Chattopadhyay, D. and Gan, D., “Dispatch Optimization Incorporating Transient and Voltage Stability Constraints”, Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting, Seattle, USA.
- [Chebbo, 1995] Chebbo, A.M.; Irving, M.R.; Dandachi, N.H, “Combined active reactive despatch. Part 2: test results. Generation, Transmission and Distribution”, IEE Proceedings , 1995, Vol.: 142, No. 4, pp. 401–405.
- [Chen, 2000] Chen, M. and Hsu, C., “Reactive Power Planning and Operation in the Deregulated Power Utilities”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London 4-7 April 2000.
- [Chiang, 1995] Chiang, H.D.; Flueck, A.J.; Shah K.S. and Balu, N., “CPFLOW: A practical tool for tracing power systems steady-state stationary behavior due to load and generation variations”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no. 2, May 1995, pp. 623-633.
- [Cortez, 2001] Cortez, A. N. e Vale, M. H. M., “Estabilidade de tensão – Impactos técnicos e econômicos decorrentes das metodologias utilizadas na determinação da margem de segurança”, XVI SNPTEE, Campinas-SP, 2001.
- [Da Silva, 2000] Da Silva, L.C.P.; Da Costa, V.F. and Xu, W., 2000, “Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment”, Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting, Seattle, USA.
- [Da Silva, 2001] Da Silva, L.C.P., “Uma expansão dos métodos de curvas PV e de análise modal estática para o estudo da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica“. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Março, 2001.
- [Doorman, 2001] Doorman, G. L., “Optimal System Security Under Capacity Constrained Conditions”, 2001 Ieee Porto Power Tech Proceeding, Vol.2, 2001, 6 Pp.

- [Fotuhi-Firuzabad, 2000] Fotuhi-Firuzabad, M. and Billinton, R., “A security Based Approach for Generation Unit Scheduling”, Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting, Seattle, USA.
- [Força Tarefa, 1999] Força Tarefa “Colapso de Tensão”, 1999, “Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força – Tarefa “Colapso de Tensão” do GTAD/SCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros”, XV SNPTEE, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- [Força Tarefa, 2000] Procedimentos e Critérios para avaliação de estabilidade de tensão do sistema de transmissão; Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), Força Tarefa de Instabilidade de Tensão, Rio de Janeiro, 2000, 38p.
- [Gao, 1992a] Gao, B., “Voltage Stability Analysis of Large Power Systems”, 1992, Tese de doutorado, University of Toronto, Canada.
- [Gao, 1992b] Gao, B.; Morison, G.K. and Kundur, P., “Voltage stability evaluation using modal analysis”, IEEE Trans. on Power Systems, 1992, 7 (4), 1529-1542.
- [Gustafsson, 1997] Gustafsson, M.N., Krantz, N.U., and Daalder, J.E., “ Voltage Stability: Significance of Load characteristics and currents limiters”, IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 144, No. 3, May 1997.
- [Huang, 2000] Huang, G. M. and Zhang, H., “Pricing of Generators’ Reactive Power delivery and Voltage Control in the Unbundled Environment”, Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting, Seattle, USA.
- [Hunt, 1996] Hunt, S. And Shuttleworth, G., “Unlocking The Grid”, Ieee Spectrum, 1996, Vol. 33 (7), 20-25.
- [IEEE, 1990] “Voltage Stability of Power Systems concepts, analytical tools, and industry experience”, IEEE Special Publication, 90TH0358-2-PWR, 1990.

- [Ilic, 1998] Ilic, M.; Galiana, F. And Fink, L., “Power Systems Restructuring: Engineering And Economics”, (Kluwer Academic Publishers, 1998).
- [Jardim, 1997] Jardim, J. L., “Utilização de ferramentas de simulação dinâmica de longa duração na análise de fenômenos de colapso de tensão e no treinamento de operadores”, XIV SNPTEE, Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica, Belém, Brasil, 1997.
- [Johansson, 1997] Johansson, S.G., Daalder, J.E., Popovic, D. and HillP, D. J., “Avoiding voltage collapse by fast active power rescheduling”, Electrical Power & energy Systems, 1997, Vol. 19, No. 8, pp. 501-509.
- [Johansson, 1999] Johansson, S.G., “Mitigation of voltage collapse caused by armature current protection”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, No. 2, May 1999.
- [Kolluri, 2000] Kolluri, S.; Tinnium, K.; Stephens, M., “Design and operating experience with fast acting load shedding scheme in the Entergy System to prevent voltage collapse”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, Vol. 2 , pp. 1489 – 1494.
- [Kundur, 1994] Kundur, P., “Power System Stability And Control”, (Mcgraw-Hill, 1994).
- [Lasseter, 2000] Lasseter, R. H. and Wang, R., “Re-Dispatching Generation to Increase Power System Security Margin and Support Low Voltage Bus”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, No. 2, May 2000.
- [Lima, 1999] Lima, F., Soares, S., Santos, A. Jr., Almeida, K. and Galiana, F., “Optimal Power Flow based on a General Nonlinear Parametric Approach”, 13th Power Systems Computation Conference – PSCC’99, Norway, 1999.
- [Lima, 2000] Lima, F.G.M., “Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico”, Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Julho, 2000.
- [Liu, 2000] Liu, Y. and Qiu, X., “Optimal Reactive Power and Voltage Control for Radial Distribution System”, Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting, Seattle, USA.

- [Momoh, 1999] Momoh, A.J.; El-Hawary, M.E. and Adapa, R., “A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 1, Fevereiro, 1999, pp 96-104.
- [Monticelli, 1983] Monticelli, A., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”.: Ed. Edgard Blücher, São Paulo, 1983.
- [Moors, 2000] Moors, C.; Lefebvre, D.; Van Cutsem, T, “Design of load shedding schemes against voltage instability”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, Vol. 2 , pp. 1495 –1500.
- [Morison, 1993] Morison, G.K.; Gao, B. and Kundur, P., “Voltage stability analysis using static and dynamic approaches”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 8, no, 3, 1993, pp. 1159-1171.
- [Ohishi, 1991] Ohishi, T.; Soares, S. And Carvalho, M., “Short Term Hydrothermal Scheduling Approach For Dominantly Hydro Systems”, Ieee Transactions On Power Systems, May 1991, Vol. 6, N° 2, Pp.637-643
- [Ons, 2001] Diretrizes E Critérios Para Estudos Elétricos, Procedimento De Rede, Submódulo 23.3, Operador Nacional Do Sistema Elétrico (Ons), Julho 2001.
- [Paredes, 2001] Paredes, A.N. and Doña, V.M., “Rective Power pricing in competitive electric markets usin the transmission losses function”, PPT 2001, 2001 IEEE Porto Power Tech Conference.
- [Phadke, 1989] Phadke, A. G. and Begovic, M. M., “Dynamic simulation of voltage collapse”, Proceedings of the IEEE Power Industry Computer Application Conference, Seattle, USA, may 1989.
- [RE-SEB, 1997a] Reestruturação do Setor Elétrico brasileiro (RE-SEB), Working paper A3: Operação e Otimização do Sistema, Janeiro 1997.

- [RE-SEB, 1997b] Reestruturação do Setor Elétrico brasileiro (RE-SEB), Working paper A4: Planejamento do Sistema, Março 1997.
- [Schweppe, 1988] Schweppe, F.C.; Caramanis, M.C.; Tabors, R.D. And Bohn, R.E., “Spot Pricing Of Electricity”, (Kluver Academic Publishers, 1988).
- [Soares, 1997] Soares, S. and Salmazo, C.T., “Minimum Loss Predispach Model for Hydroelectric Power Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, Vol. 12, pp.1220 - 1227.
- [Taylor, 1994] Taylor, C., “Power System Voltage Stability”, New York: McGraw-Hill, 1994, p. 273.
- [Vargas, 1999] Vargas, L., Quintana, V.H., and Miranda, R., “Voltage Collapse Scenario in the Chilean Interconnected System”, IEEE Transactions on Power Systems, November 1999, vol. 14, nº 4.
- [Vargas, 2001] Vargas, L. and Serrano, B.R., “Active-Reactive Power Economic Dispatch of Very Short Term in Competitive Electric Markets”, PPT 2001, 2001 IEEE Porto Power Tech Conference.
- [WSCC, 1998] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, May, 154p., www.wsc.com.

Apêndice A

Dados do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

O sistema da Figura A1 é uma redução parcial do sistema sudeste brasileiro, composto de 4 usinas geradoras, 23 barras e 40 linhas de transmissão. Os dados referentes às usinas, às barras do sistema e às linhas de transmissão são mostradas nas tabelas (A1-A3).

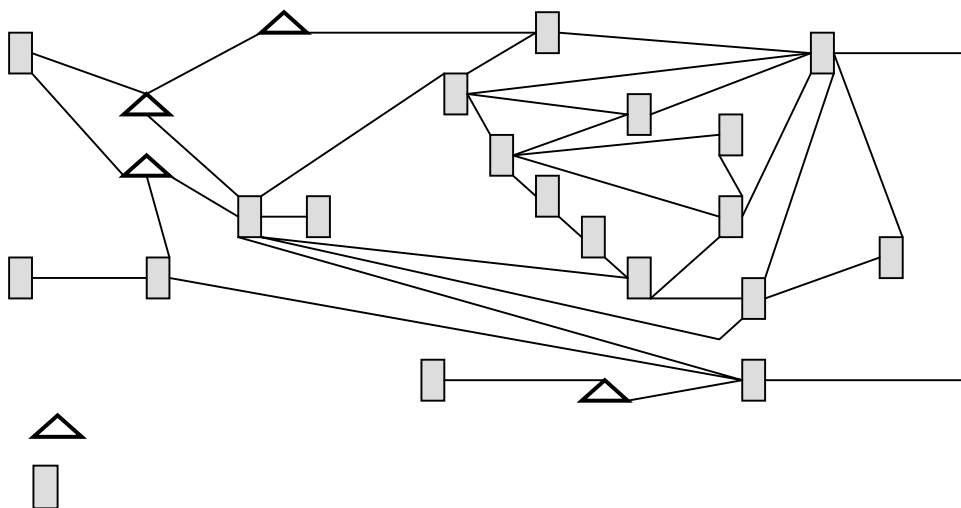


Figura A1 – Configuração do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

Os valores de $P^{\min}$, $P^{\max}$, $Q^{\min}$ e $Q^{\max}$ na tabela a1, são referentes à potência ativa mínima e máxima e a potência reativa mínima e máxima, respectivamente, que as usinas podem gerar. $V^{\min}$ e $V^{\max}$ definem os limites mínimos e máximos de tensão adotados para o sistema neste trabalho.

Tabela A1 – Dados das usinas Hidrelétricas do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

1	60,03	2723,10	-1800	700	0,90	1,10
3	44,98	1998,60	-1600	600	0,90	1,10
5	21,71	1969,90	-1600	600	0,90	1,10
21	51,94	1945,00	-1650	200	0,90	1,10

P_d e Q_d na tabela A2 representam os valores de demanda ativa e reativa para cada barra do sistema no “horário de pico” (maior demanda). Os valores limites mínimos (Bsh^{min}) máximos (Bsh^{max}) para as admitâncias shunt de barra foram escolhidos como mostra a tabela acima.

Tabela A2 – Dados das barras do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

BARRAS	P_D (MW)	Q_D (MVAR)	Bsh^{min} (PU)	Bsh^{max} (PU)		
1	0	0	-	-	0,90	1,10
2	0	10,90	-	-	0,90	1,10
3	0	0	-	-	0,90	1,10
4	0	0	-3,50	3,50	0,90	1,10
5	0	0	-	-	0,90	1,10
6	4,86	0	-	-	0,90	1,10
7	0	58,30	-	-	0,90	1,10
8	906,00	0	-	-	0,90	1,10
9	900,00	137,00	-	-	0,90	1,10
10	922,00	60,00	-	-	0,90	1,10
11	542,00	25,00	-	-	0,90	1,10
12	771,00	10,00	-	-	0,90	1,10
13	862,00	30,00	-	-	0,90	1,10
14	522,00	143,00	-6,00	6,00	0,90	1,10
15	244,00	310,00	-	-	0,90	1,10
16	112,00	170,00	-	-	0,90	1,10
17	2,0	67,20	-	-	0,90	1,10
18	0	150,00	-	-	0,90	1,10
19	0	10,00	-	-	0,90	1,10
20	0	1,00	-	-	0,90	1,10
21	0	1,00	-	-	0,90	1,10
22	0	1,00	-	-	0,90	1,10
23	0	0	-	-	0,90	1,10

Tabela A3 – Dados rede de transmissão do Sistema Sudeste Brasileiro Reduzido

NÓ ORIGEM	NÓ DESTINO	R (PU)	X (PU)	SH (PU)
1	3	0,0018	0,0241	1,3009
1	9	0,0041	0,0575	3,2900
1	14	0,0040	0,0548	3,1160
2	4	0,0010	0,0152	0,9530
2	11	0,0009	0,0121	0,7222
2	18	0,0014	0,0167	1,0820
3	8	0,0004	0,0051	0,2788
3	9	0,0045	0,0577	3,8910
3	10	0,0040	0,0503	3,3430
4	7	0,0022	0,0290	1,6080
5	6	0,0033	0,0454	2,5461
5	8	0,0004	0,0051	0,2788
5	10	0,0038	0,0485	3,2090
6	20	0,0035	0,0482	2,7129
6	22	0,0003	0,0035	0,1922
6	23	0,0014	0,0186	1,0196
7	9	0,0037	0,0467	2,9824
7	12	0,0023	0,0288	1,8990
7	13	0,0015	0,0196	1,1960
7	19	0,0014	0,0188	1,0382
9	10	0,0013	0,0181	0,9785
9	12	0,0017	0,0221	1,4580
9	14	0,0098	0,2529	0
9	15	0,0018	0,0243	1,3104
10	11	0,0030	0,0377	2,4089
10	16	0,0021	0,0260	1,6930
10	18	0,0025	0,0316	2,1410
10	20	0,0018	0,0233	1,3390
11	13	0,0037	0,0047	0,2860
11	16	0,0009	0,0112	0,7256
12	15	0,0051	0,2106	0
13	15	0,0009	0,0116	0,7075
13	19	0,0020	0,0254	1,5360
14	15	0,0022	0,0284	1,7440
15	16	0,0038	0,2722	0
15	17	0,0004	0,0053	0,2931
15	20	0,0041	0,0554	3,0585
16	17	0,0225	0,8748	0
20	21	0,0014	0,0181	1,0460
21	23	0,0010	0,0133	0,7236
3	24	0,1000	0,1500	0

Apêndice B

Dados do Sistema New England

O sistema da figura b1 é uma representação do sistema *New England*, composto de 10 usinas geradoras, 39 barras e 46 linhas de transmissão. Os dados referentes às usinas, às barras do sistema e às linhas de transmissão são mostradas nas tabelas (b1-b3).

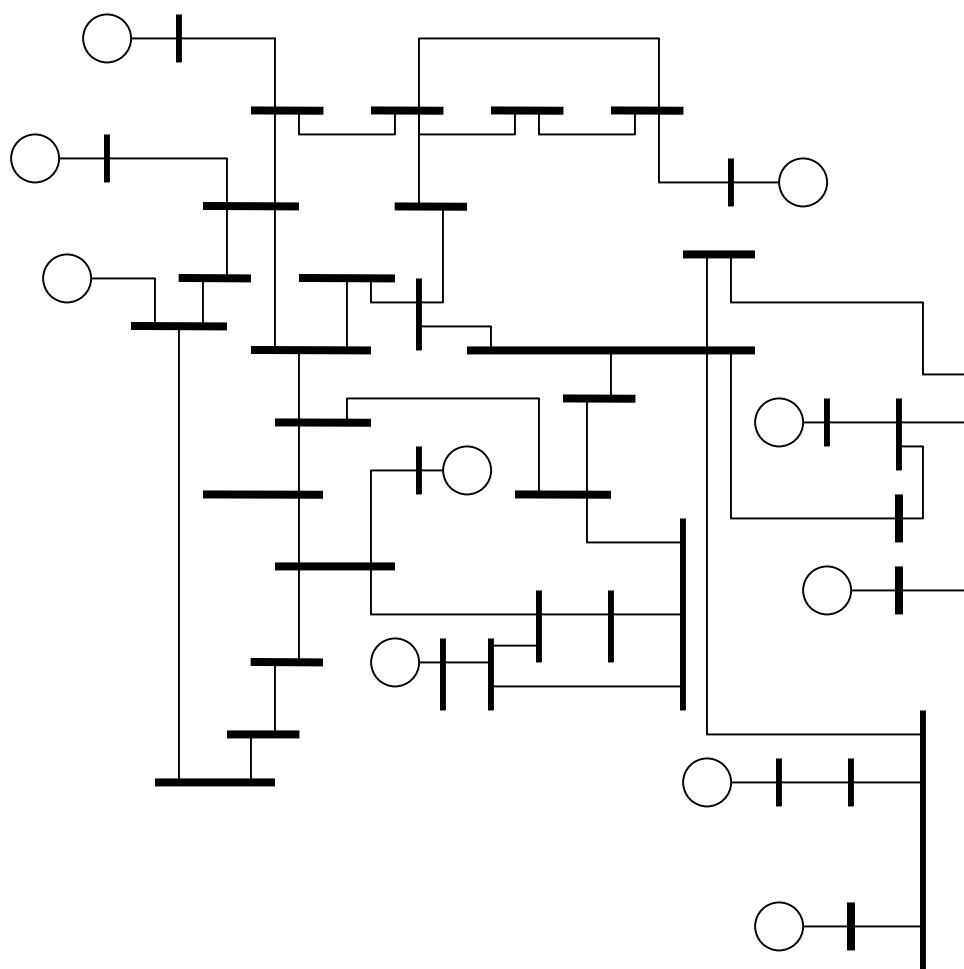


Figura B1 – Configuração do Sistema New England

Os valores de $Q^{\min}$ e $Q^{\max}$ da tabela B1 são referentes à potência reativa mínima e máxima, com valor de base de 100mvar. $V^{\min}$ e $V^{\max}$ definem os limites mínimos e máximos de tensão adotados para o sistema neste trabalho.

Tabela B1 – Dados das usinas Hidrelétricas do Sistema New England

1	-1,00	2,3038	0,90	1,10
2	-3,00	3,0016	0,90	1,10
3	-3,00	3,2833	0,90	1,10
4	-3,00	2,4802	0,90	1,10
5	-2,50	1,1340	0,90	1,10
6	-2,50	3,1800	0,90	1,10
7	-2,20	1,6389	0,90	1,10
8	-2,20	3,00	0,90	1,10
9	-3,00	3,00	0,90	1,10
10	-8,00	6,00	0,90	1,10

P_d e Q_d na tabela B2 representam os valores de demanda ativa e reativa para cada barra do sistema no “horário de pico” (maior demanda). Na tabela B3 têm-se os valores da resistência R , a reatância X e a susceptância b_{sh} das linhas de transmissão do sistema em pu.

Tabela B2 – Dados das barras do Sistema New England

BARRAS	P_D (MW)	Q_D (MVAR)	$V^{\min}$ (PU)	$V^{\max}$ (PU)
1	0,0	0,0	0,90	1,10
2	0,0	0,0	0,90	1,10
3	0,0	0,0	0,90	1,10
4	0,0	0,0	0,90	1,10
5	0,0	0,0	0,90	1,10
6	0,0	0,0	0,90	1,10
7	0,0	0,0	0,90	1,10
8	0,0	0,0	0,90	1,10
9	0,0	0,0	0,90	1,10
10	11,04	2,5	0,90	1,10
11	0,0	0,0	0,90	1,10
12	0,0	0,0	0,90	1,10
13	3,22	1,224	0,90	1,10
14	5,00	1,84	0,90	1,10
15	0,0	0,0	0,90	1,10
16	0,0	0,0	0,90	1,10

BARRAS	P _D (MW)	Q _D (MVAR)	V ^{MIN} (PU)	V ^{MAX} (PU)
17	3,338	0,84	0,90	1,10
18	5,22	1,76	0,90	1,10
19	0,0	0,0	0,90	1,10
20	0,0	0,0	0,90	1,10
21	0,0	0,0	0,90	1,10
22	0,085	0,88	0,90	1,10
23	0,0	0,0	0,90	1,10
24	0,0	0,0	0,90	1,10
25	3,2	1,53	0,90	1,10
26	3,2940	1,323	0,90	1,10
27	0,0	0,0	0,90	1,10
28	1,58	0,3	0,90	1,10
29	0,0	0,0	0,90	1,10
30	6,8	1,03	0,90	1,10
31	2,74	1,15	0,90	1,10
32	0,0	0,0	0,90	1,10
33	2,475	0,846	0,90	1,10
34	3,086	0,922	0,90	1,10
35	2,24	0,472	0,90	1,10
36	1,39	0,47	0,90	1,10
37	2,81	0,755	0,90	1,10
38	2,06	0,276	0,90	1,10
39	2,835	1,269	0,90	1,10

Tabela B3 – Dados rede de transmissão do Sistema New England

NÓ ORIGEM	NÓ DESTINO	R (PU)	X (PU)	B _{SH} (PU)
1	12	0,0000	0,0181	0,0000
2	16	0,0000	0,0500	0,0000
3	20	0,0000	0,0200	0,0000
4	29	0,0007	0,0142	0,0000
5	30	0,0009	0,0180	0,0000
6	32	0,0000	0,0143	0,0000
7	33	0,0005	0,0272	0,0000
8	35	0,0006	0,0232	0,0000
9	39	0,0008	0,0156	0,0000
10	11	0,0010	0,0250	0,7500
11	12	0,0035	0,0411	0,6987
12	13	0,0013	0,0151	0,2572
12	35	0,0070	0,0086	0,1460
13	14	0,0013	0,0213	0,2214
13	28	0,0011	0,0133	0,2138
14	15	0,0008	0,0128	0,1342
14	24	0,0008	0,0129	0,1382
15	16	0,0002	0,0026	0,0434
15	18	0,0008	0,0112	0,1476
16	17	0,0006	0,0092	0,1130
16	21	0,0007	0,0082	0,1389
17	18	0,0004	0,0046	0,0780
18	19	0,0023	0,0363	0,3804
19	10	0,0010	0,0250	1,2000

NÓ ORIGEM	NÓ DESTINO	R (PU)	X (PU)	B _{SH} (PU)
20	21	0,0004	0,0043	0,0729
20	23	0,0004	0,0043	0,0729
23	24	0,0009	0,0101	0,1723
24	25	0,0018	0,0217	0,3660
25	26	0,0009	0,0094	0,1710
26	27	0,0007	0,0089	0,1342
26	29	0,0016	0,0195	0,3040
26	31	0,0008	0,0135	0,2548
26	34	0,0003	0,0059	0,0680
27	28	0,0007	0,0082	0,1319
27	37	0,0013	0,0173	0,3216
31	32	0,0008	0,0140	0,2565
32	33	0,0006	0,0096	0,1846
33	34	0,0022	0,0350	0,3610
35	36	0,0032	0,0323	0,5130
36	37	0,0014	0,0147	0,2396
36	38	0,0043	0,0474	0,7802
36	39	0,0057	0,0625	1,0290
38	39	0,0014	0,0151	0,2490
22	21	0,0016	0,0435	0,0000
22	23	0,0016	0,0435	0,0000
29	30	0,0007	0,0138	0,0000

Apêndice C

Artigos Publicados e Submetidos durante o Projeto de Mestrado

- MENEZES, T., AFFONSO, C., SILVA, L.C.P. da, LIMA, F.G.M., COSTA, V.F. da, e SOARES, S., Pré-despacho da operação de sistemas de energia com otimização de reativos para a melhoria da margem de estabilidade de tensão, Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Setembro 2002.
- AFFONSO, C., MENEZES, T., SILVA, L.C.P. da, COSTA, V.F. da, e SOARES, S., Atendimento de requisitos de margem de estabilidade de tensão no redespacho de geração de sistemas de energia elétrica, Anais do XIV Congresso Brasileiro de Automática (CBA), Setembro 2002.
- MENEZES, T., AFFONSO, C., SILVA, L.C.P. da, COSTA, V.F. da, e SOARES, S., MVAR management on the pré-dispatch problem for improving voltage stability margin, artigo aceito para apresentação no PowerCon2002, IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology , Kunming, China, Outubro 2002.
- MENEZES, T., SILVA, L.C.P. da, e COSTA, V.F. da, Dynamic VAR sources scheduling for improving voltage stability margin, submetido ao IEEE-PES/ Power Engineer Review Letters, Agosto de 2002.