Campus de São Carlos

**APLICAÇÃO DE MÉTODOS ESTÁTICOS
PARA ESTUDO DO COLAPSO DE TENSÃO
EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES

Orientador: Prof. Newton G. Bretas

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA
DE SÃO CARLOS**

Aplicação de Métodos Estáticos Para Estudo do Colapso de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

Serviço de Pós-Graduação EESC/USP

EXEMPLAR REVISADO

Data de entrada no Serviço: 20.09.00.

Ass.:

Renato Braga de Lima Guedes

Dissertação apresentada à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo, como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Mestre em Engenharia Elétrica

ORIENTADOR: Prof. Newton G. Bretas

São Carlos

2000

DEDALUS - Acervo - EESC

31100016778

Class.	TESE-EESC
Cuti.	2627
Tombo	10212/00

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

G924a Guedes, Renato Braga de Lima
Aplicação de métodos estáticos para estudo do colapso
de tensão em sistemas elétricos de potência / Renato
Braga de Lima Guedes. -- São Carlos, 2000.

Dissertação (Mestrado) -- Escola de Engenharia de São
Carlos-Universidade de São Paulo, 2000.
Área: Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Newton G. Bretas.

1. Estabilidade de tensão. 2. Valor singular. 3. Vetor
singular. 4. Ilha de controle de tensão. 5. Vetor
tangente. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Candidato: Engenheiro **RENATO BRAGA DE LIMA GUEDES**

Dissertação defendida e aprovada em 18-08-2000
pela Comissão Julgadora:

Prof. Titular **NEWTON GERALDO BRETAS (Orientador)**
(Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo)

Profa. Doutora **MARIA HELENA MURTA VALE**
(Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG)

Prof. Doutor **VIVALDO FERNANDO DA COSTA**
(Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP)

Profa. Associada **VILMA ALVES DE OLIVEIRA**
Coordenadora do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica

JOSÉ CARLOS A. CINTRA
Presidente da Comissão de Pós-Graduação da EESC

Aos meus pais, Hermes e Zuleica, e ao meu irmão Daniel

Agradecimentos

A Deus, por tudo.

Ao Professor Bretas, pela orientação.

Ao Luis, pelas dicas e idéias.

A todos do LACO, pela amizade e união.

À Adenilde, pelo amor, carinho e incentivo.

À FAPESP, pela bolsa concedida.

Conteúdo

Agradecimentos	v
Lista de Abreviaturas e Siglas	xvii
Lista de Símbolos	xix
Resumo	xxi
Abstract	xxiii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos e Organização do Trabalho	4
2 Aspectos Teóricos Sobre o Colapso de Tensão	7
2.1 Estabilidade de tensão a partir das equações de fluxo de carga . . .	7
2.2 Teoria das Bifurcações Aplicadas ao Estudo da Estabilidade de Tensão	10
2.2.1 Bifurcações sela-nó em sistemas dinâmicos	11
2.3 Colapso de tensão e Bifurcações em Sistemas Elétricos de Potência	15
2.4 Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão	16
2.4.1 Métodos dinâmicos	18
2.4.2 Métodos estáticos	19
2.4.3 Métodos energéticos	25
3 Modelagens e Controles Utilizados no Trabalho	27
3.1 Modelagem dos Geradores	28

3.1.1	Limitadores de Potência Reativa Gerada	28
3.1.2	Redespacho de carga dos geradores	29
3.2	Modelos de Cargas	30
3.2.1	Direções de Crescimento de Carga	30
3.2.2	Modelos de Carga ZIP - Cargas Dependentes da Tensão . .	31
3.3	Transformadores Não Defasadores	32
4	Métodos de Cálculo do Menor e Maior Valores Singulares, Vetores Singulares e Vetores Tangentes	35
4.1	Métodos de cálculo dos valores singulares	35
4.1.1	Cálculo do Menor Valor Singular	36
4.1.2	Cálculo do Maior Valor Singular	38
4.1.3	Cálculo do Vetor Tangente	40
5	Identificação das Ilhas de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência	45
5.1	Características das Ilhas de Controle de Tensão	46
5.2	Metodologia Implementada Para Identificação das Ilhas de Controle de Tensão	47
6	Identificação das Ilhas de Controle de Tensão - Resultados das Simulações	51
6.1	Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa	54
6.1.1	Simulação 1 - Barra de Carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	54
6.1.2	Simulação 2 - Barra de Carga 7 Com Modelo de Carga ZIP 208	56
6.1.3	Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	58
6.1.4	Simulação 4 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	59

6.1.5	Simulação 5 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	60
6.1.6	Simulação 6 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	61
6.1.7	Simulação 7 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001	62
6.2	Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores	64
6.2.1	Simulação 8 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 100	64
6.2.2	Simulação 9 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	65
6.2.3	Simulação 10 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	67
6.2.4	Simulação 11 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	68
6.3	Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sis- tema	69
6.3.1	Simulação 12 - Barra de Carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100	70
6.3.2	Simulação 13 - Barra de Carga 26 com Modelo ZIP 208 . .	72
6.4	Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Rea- tiva	74
6.4.1	Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo ZIP 100 . . .	74
6.4.2	Simulação 15 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	76
7	Menores Valores Singulares e Razão Entre o Maior e o Menor Valores Singulares - Resultados das Simulações	87
7.1	Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP, Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa	88

7.1.1	Simulação 1 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	88
7.1.2	Simulação 2 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 208	88
7.1.3	Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	89
7.1.4	Simulação 4 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	89
7.1.5	Simulação 5 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	90
7.1.6	Simulação 6 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	90
7.1.7	Simulação 7 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001	90
7.2	Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores	91
7.2.1	Simulação 8 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	91
7.2.2	Simulação 9 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	92
7.2.3	Simulação 10 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	93
7.2.4	Simulação 11 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	93
7.3	Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sistema	93
7.3.1	Simulação 12 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100	94
7.3.2	Simulação 13 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	94

7.4	Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Reativa	95
7.4.1	Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100	95
7.4.2	Simulação 15 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	96
8	Comparação Entre o Vetor Tangente e o Vetor Singular à Direita Associado ao Menor Valor Singular Para a Identificação da Barra Crítica do Sistema - Resultados	113
8.1	Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa	114
8.1.1	Simulação 1 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	115
8.1.2	Simulação 2 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 208	115
8.1.3	Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	116
8.1.4	Simulação 4 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	116
8.1.5	Simulação 5 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	117
8.1.6	Simulação 6 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	117
8.1.7	Simulação 7 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001	118
8.2	Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores	118
8.2.1	Simulação 8 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100	119

8.2.2	Simulação 9 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208	119
8.2.3	Simulação 10 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	120
8.2.4	Simulação 11 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	120
8.3	Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sis- tema	120
8.3.1	Simulação 12 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100	121
8.3.2	Simulação 13 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208	121
8.4	Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Rea- tiva	122
8.4.1	Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100	122
8.4.2	Simulação 15 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100	124
9	Conclusões	125
A	Demonstração das Equações Apresentadas nos Métodos de Cálculo dos Valores Singulares	127
A.1	Cálculo da composição do vetor r na primeira iteração do método proposto para o cálculo do menor valor singular	127
A.2	Cálculo da composição do vetor s' na segunda iteração do método proposto para o cálculo do menor valor singular	130

Lista de Figuras

2.1	Sistema de um gerador e uma barra de carga	8
2.2	Curvas P-V com diferentes fatores de potência da carga	9
2.3	Pontos de equilíbrio estável e instável antes da ocorrência da bifurcação sela-nó	13
2.4	Ponto de equilíbrio na bifurcação sela-nó	14
3.1	Modelo II de transformador não defasador	32
6.1	Sistema IEEE 39 barras (New England).	52
6.2	Tensões x P na barra 7. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo	78
6.3	Tensões x P na barra 8. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo	79
6.4	Tensões x P na barra 26. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo	80
6.5	Tensões x P na barra 26. Modelo ZIP 001, sem repartição de carga ou limitadores de reativo	81
6.6	Tensões x P na barra 8. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, com repartição de carga e sem limitadores de reativo	82
6.7	Tensões x P na barra 26. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, com repartição de carga e sem limitadores de reativo	83
6.8	Tensões x P na barra 7 (ZIP 100) e na barra 26 (ZIP 208), sem repartição de carga e com limitadores de reativo	84

6.9	Tensões x P na barra 7 (ZIP 100) e na barra 26 (ZIP 100), com repartição de carga e com limitadores de reativo	85
7.1	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	97
7.2	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	98
7.3	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	99
7.4	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	100
7.5	Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	101
7.6	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	102
7.7	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 001 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa	103
7.8	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 100 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa	104
7.9	Menor valor singular e RMMVS x na barra 8 - ZIP 208 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa	105
7.10	Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa	106
7.11	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa	107
7.12	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - sem repartição de carga e com limites de potência reativa	108
7.13	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - sem repartição de carga e com limites de potência reativa	109
7.14	Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - com repartição de carga e com limites de potência reativa	110

7.15 Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - com repartição de carga e com limites de potência reativa	111
---	-----

Lista de Abreviaturas e Siglas

BC	<u>B</u> arra <u>C</u> rítica
NBARRAS	<u>N</u> úmero Total de Barras do Sistema
NPQ	<u>N</u> úmero de Barras <u>PQ</u>
NPV	<u>N</u> úmero de Barras <u>PV</u>
OLTC	<u>O</u> n <u>L</u> oad <u>T</u> ap <u>C</u> hange Transformador de tap comutado sob carga
RMMVS	<u>R</u> azão Entre o <u>M</u> enor e o <u>M</u> aior <u>V</u> alores <u>S</u> ingulares
VSD	<u>V</u> etor <u>S</u> ingular a <u>D</u> ireita
VT	<u>V</u> etor <u>T</u> angente

Lista de Símbolos

γ Limite do índice de coerência das barras de carga.

λ_i i-ésimo autovalor.

λ_k Parâmetro de crescimento de carga.

σ_i i-ésimo valor singular.

a_i Parâmetro de potência constante do modelo de cargas ZIP.

b_i Parâmetro de corrente constante do modelo de cargas ZIP.

c_i Parâmetro de impedância constante do modelo de cargas ZIP.

C Matriz de vetores de acoplamento.

C_k Vetor de acoplamentos da barra de carga k.

J Matriz jacobiana.

K_{p_i} Parâmetro de crescimento das potências ativas das cargas.

K_{q_i} Parâmetro de crescimento das potências reativas das cargas.

P_{i0} Potência ativa base.

P_{ik} Potência ativa consumida na barra de crescimento de carga forçada, na k-ésima situação de carga.

Q_{i0} Potência reativa base.

Q_{ik} Potência reativa consumida na barra de crescimento de carga forçada, na k-ésima situação de carga.

S Deslocamento a ser utilizado no método de iteração das potências inversas para o cálculo do autovalor crítico.

u_i Vetor singular a esquerda associado ao i-ésimo valor singular.

v_i Vetor singular a direita associado ao i-ésimo valor singular.

V_{0i} Tensão da i-ésima barra no caso base de carga.

x_i Auto-vetor a esquerda associado ao i-ésimo autovalor.

y_i Auto-vetor a direita associado ao i-ésimo autovalor.

Y_{bus} Matriz de admitância nodal.

W Matriz dos índices de coerência.

Resumo

Este trabalho descreve os métodos e os resultados encontrados a partir da implementação de métodos estáticos para análise da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência. A determinação da margem de estabilidade de tensão foi feita através do cálculo do menor valor singular da matriz jacobiana associada às equações de fluxo de carga, comumente utilizado como índice estático de colapso de tensão. As não linearidades e descontinuidades relatadas nas referências estudadas e encontradas nos testes realizados, levaram-nos a propor o uso da razão entre o menor e o maior valores singulares da mesma matriz jacobiana, na expectativa de que este índice tivesse um comportamento menos instável do que o menor valor singular, o que não foi confirmado nos testes realizados. Identifica-se também as regiões do sistema elétrico mais afetadas pela instabilidade, o que é feito através da determinação da barra crítica do sistema e da classificação das barras de carga em ilhas de controle de tensão. A barra crítica é identificada através do cálculo do vetor tangente do sistema, conforme proposto nas referências citadas no trabalho. Como alternativa ao vetor tangente para a identificação da barra crítica, propôs-se usar o vetor singular à direita associado ao menor valor singular da matriz jacobiana. A comparação da capacidade de identificação da barra crítica por esses dois vetores mostrou uma clara vantagem do uso do vetor tangente. A rotina para identificação das ilhas de controle de tensão foi adaptada a partir de um método desenvolvido para a análise de coerência em barras de carga, e os resultados encontrados foram bastante satisfatórios. Os métodos implementados foram testados em diversas situações, com o objetivo de se analisar os efeitos dos modelos de carga ZIP com elevadas parcelas de impedância constante, dos limitadores de potência reativa dos geradores e da repartição do

incremento da carga de potência ativa entre os geradores.

Palavras-Chaves: Estabilidade de tensão, valor singular, vetor singular, ilha de controle de tensão, vetor tangente

Abstract

This work describes the methods and results got from the implementation of static methods for power systems voltage stability analysis. The power system voltage stability margin was predicted by the smallest load flow jacobian's singular value, commonly used as a prediction index to voltage stability. It is investigated the use of ratio of the smallest single value by the biggest one as voltage collapse index, assuming that it's less unstable than the singular value itself, specially near the collapse point. The results presented shown a clear advantage of using the smallest singular value instead of this singular value rate. The identification of the system's regions affected by the voltage drop is made by the tangent vector and by the voltage island identification method proposed on this work. Is compared the ability to identify system's critical bus by the tangent vector and right singular vector of the smallest jacobian's singular value. In this case, tests results show the superiority of tangent vector. All the simulations presented are compared to allow the analysis of the voltage dependents load models (with high percentual of constant impedances), reactive limiters and generators load sharing effects over the smallest singular value, the rate of the smallest single value by the biggest one, voltage island classification and the critical bus identification.

Key-words: Voltage stability, singular value, singular vector, voltage control island, tangent vector

Capítulo 1

Introdução

O suprimento de energia elétrica de qualidade e de forma ininterrupta é hoje uma necessidade primordial das sociedades modernas. A extrema dependência dos sistemas de energia é principalmente notada nas grandes cidades, onde meios de transporte de massa, sistemas de telecomunicações, iluminação pública e residencial, serviços de urgência, sistemas de sinalização de trânsito, entre outras coisas, tornam-se inoperantes nas situações de falta de energia. A grande disseminação dos computadores, em praticamente todas as atividades cotidianas de boa parte da população, agrava os prejuízos advindos da falta de energia elétrica. Outro problema não menos importante é a paralisação das atividades industriais, gerando prejuízos tanto pelas horas de produção interrompidas, como pela perda de matérias primas e equipamentos em processos industriais que não permitem interrupção. Os prejuízos materiais costumam ser acompanhados também por distúrbios sociais dos mais variados tipos e intensidades durante os blecautes causando, inclusive, perdas humanas. A extensão e a gravidade dessas situações dependem principalmente do horário em que ocorre a falha do fornecimento, bem como a duração do problema. [LEFEVRE e OLIVEIRA, 1996] relatam alguns blecautes importantes e suas consequências, bem como as lições aprendidas. Além do mais, o elevado grau de interligação dos sistemas elétricos de maior porte torna uma eventual reenergização do sistema uma atividade complexa e demorada. Todos esses fatores tornam as situações de colapso do fornecimento de energia elétrica especialmente temidas pelas autoridades e técnicos do setor.

Os sistemas elétricos de grande porte não podem, entretanto, ser completamente protegidos contra ocorrências que levem ao colapso do fornecimento de energia, quer por problemas de ordem econômica, quer por problemas de ordem técnica, uma vez que tais situações podem ocorrer devido aos mais diversos fatores, tais como: curto-circuitos, defeitos de equipamentos, erros humanos ou ainda pelo aumento da carga do sistema além dos limites de geração. Em geral, a perda de determinados componentes inicia uma sequência de sobrecargas e desligamentos de outros dispositivos por atuação das proteções que levam ao desmantelamento da rede, de forma total ou parcial, caracterizando assim o chamado blecaute elétrico.

No cenário econômico atual, caracterizado cada vez mais pela escassez de recursos financeiros e pela consequente necessidade de operação do sistema existente nos limites máximos permitidos, o risco de colapso tem aumentado significativamente. No caso brasileiro, observou-se ainda a redução substancial dos recursos governamentais despendidos em obras de infra-estrutura durante as décadas de oitenta e noventa, afetando, por conseguinte, os programas de construção de novas linhas de transmissão e unidades geradoras. Tal fato deixou o sistema brasileiro operando perigosamente próximo dos seus limites. Uma vez que o cenário financeiro atual não mostra uma tendência de reversão dessa situação, é cada vez mais urgente o desenvolvimento de metodologias que possibilitem o uso, com segurança, dos recursos de geração e transmissão atualmente disponíveis no país.

Até meados dos anos setenta, a atenção dos engenheiros de potência estava mais voltada aos problemas advindos da chamada instabilidade de ângulo, onde perturbações mais severas, tais como curto-circuitos, levam os geradores a oscilações que acabam por fazer com que algumas máquinas percam o sincronismo e sejam retiradas do sistema. A partir do final daquela década, com os sistemas elétricos operando cada vez mais carregados, começaram a ocorrer problemas onde não apenas as frequências oscilavam, mas também, sob determinadas condições, as tensões nas barras passavam a se comportar de maneira instável. A partir daí passou-se a se dedicar maior atenção ao problema do colapso de tensão tanto nos

estudos de planejamento e expansão do sistema quanto durante a operação. A referência [IEEE, 1998] cita alguns colapsos de tensão já registrados.

O colapso de tensão pode ser causado tanto por grandes perturbações do sistema tais como curto-circuitos, como por variações lentas das cargas. Tal fenômeno está relacionado à incapacidade do sistema elétrico de prover o balanço entre a potência reativa gerada e a requisitada pelas cargas devido, principalmente, à limitada capacidade de transmissão de potência reativa nas linhas de transmissão, ou ainda, devido a um suporte de potência reativa local inadequado. Também possuem um papel importante na dinâmica do colapso de tensão os controles dos limites de geração de reativo dos geradores, a atuação dos taps dos transformadores e a maneira como a carga reage a variações de tensão.

A grande discussão a respeito do problema da estabilidade de tensão é quando se deve tratar o problema como estático e quando se deve tratá-lo como um problema dinâmico. A opinião predominante entre os pesquisadores da área é que o colapso de tensão é eminentemente dinâmico mas devido ao elevado grau de esforço computacional necessário para a realização das análises dinâmicas, principalmente quando um número elevado de dispositivos de controle é considerado, pode-se abordá-lo, sob determinadas condições, como estático [XU e MANSUR, 1993].

Os métodos estáticos são normalmente empregados para os cálculos de estabilidade quando as alterações no sistema são lentas e graduais. De maneira geral, tais métodos determinam a margem de estabilidade de tensão através da determinação do quanto a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga se encontra próxima da singularidade. Já os métodos dinâmicos fazem a integração numérica do conjunto de equações diferenciais que modelam o sistema elétrico. Apesar dos métodos dinâmicos serem mais precisos, e portanto necessários para a realização de estudos mais exatos, a abordagem estática mostra-se bastante útil para realizar o grande número de análises que são necessárias para cobrir os diversos estados de operação do sistema elétrico de potência.

1.1 Objetivos e Organização do Trabalho

O objetivo desse trabalho é o estudo de algumas metodologias estáticas para a implementação de métodos computacionais que permitam prever a margem de estabilidade de tensão, bem como identificar as regiões do sistema elétrico mais afetadas pelo colapso de tensão.

A margem de estabilidade de tensão é determinada através do cálculo do menor valor singular da matriz jacobiana associada às equações do fluxo de carga, que é comumente utilizado como índice de predição de instabilidade de tensão na literatura sobre colapso de tensão. Os testes realizados mostraram, entretanto, que o menor valor singular apresenta algumas não linearidades e descontinuidades principalmente quando o sistema se encontra próximo do ponto de colapso. Como uma alternativa ao uso do menor valor singular, propôs-se o uso da relação entre o menor valor singular e o maior valor singular da matriz jacobiana como forma de se conseguir um índice de colapso de tensão com comportamento menos instável nas proximidades do ponto de colapso.

A identificação das regiões do sistema elétrico afetadas pela instabilidade de tensão é feita através do cálculo do vetor tangente, segundo a teoria apresentada por [SOUZA et al., 1997] para a determinação das barras em que as tensões são mais sensíveis a variações nas cargas, as chamadas barras críticas do sistema. A informação da barra crítica do sistema é complementada pela determinação dos conjuntos de barras de carga que apresentam as tensões oscilando de maneira semelhante, caracterizando o conceito de ilhas de controle de tensão. A identificação desses conjuntos de barras é feita através da adaptação do método proposto por [ALBERTO e BRETAS, 1999], inicialmente desenvolvido para a estimativa das frequências nas barras de carga do sistema elétrico. Ainda com relação à identificação da barra crítica, testa-se também o vetor singular à direita associado ao menor valor singular como uma alternativa ao uso do vetor tangente.

O trabalho está dividido em nove capítulos. O capítulo dois descreve os conceitos básicos do problema da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência e os métodos normalmente empregados nas análises de estabilidade de

tensão. O capítulo três apresenta os modelos considerados nas simulações implementadas no trabalho. O capítulo quatro detalha os métodos de cálculo implementados para a determinação dos índices de colapso de tensão estudados, bem como o vetor tangente e o vetor singular à direita. O capítulo cinco apresenta os aspectos teóricos e os detalhes sobre o método implementado para a classificação das barras do sistema em ilhas de controle de tensão e o capítulo seis mostra os resultados dos testes realizados para a identificação destas ilhas. No capítulo sete são apresentados os gráficos referentes ao menor valor singular e a razão entre o menor e o maior valores singulares da matriz jacobiana. O capítulo oito mostra os resultados da comparação entre o vetor tangente e o vetor singular à direita associado ao menor valor singular na identificação da barra crítica do sistema. O trabalho é encerrado com as conclusões, que são apresentadas no capítulo nove.

Capítulo 2

Aspectos Teóricos Sobre o Colapso de Tensão

2.1 Estabilidade de tensão a partir da equações de fluxo de carga

O estudo de fluxo de carga em sistemas elétricos de potência consiste na solução de um conjunto de equações algébricas e não lineares de potência ativa (2.1) e potência reativa (2.2) injetadas nas barras, como mostrado abaixo:

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

onde NB é o número total de barras do sistema, θ_{km} é a diferença entre os ângulos de fase da barra k e da barra m, V_i é a tensão na i-ésima barra e G e B são, respectivamente, as partes real (condutâncias) e imaginária (susceptâncias) dos elementos da matriz Y_{bus} . As variáveis são as tensões e ângulos nas barras de carga (barras PQ) e os ângulos das barras de tensão controlada (barras PV). O número de equações de potência reativa é igual ao número de barras PQ do

Figura 2.1: Sistema de um gerador e uma barra de carga

sistema, enquanto que o número de equações de potência ativa é igual ao número de barras PV mais o número de barras PQ do sistema.

Para um sistema de uma barra de carga e um gerador (neste caso tomado como barra de referência) como mostrado na figura (2.1), o sistema tem apenas uma equação de potência ativa e uma equação de potência reativa.

Neste caso, para uma certa demanda de potência na carga, verifica-se que, em geral, as equações algébricas de fluxo de carga possuem duas soluções, uma estável, chamada de solução de alta tensão, e outra instável, ou solução de baixa tensão. Considerando-se a carga modelada como potência constante, estas tensões são mostradas na figura 2.2 como sendo, respectivamente, os pontos superiores e inferiores, onde eixos verticais traçados a partir dos valores de $\frac{P_R}{P_{RMAX}}$ interceptam as curvas da magnitude da tensão. Neste caso, P_R é a potência ativa sendo transferida e P_{RMAX} é a maior potência ativa que pode ser transferida considerando-se o fator de potência unitário.

Como é fácil de observar na figura 2.2, para um determinado nível de tensão do barramento do gerador (E_S) considerado como constante, um aumento na potência ativa demandada pela carga acarreta a redução do valor da solução de tensão alta e um aumento do valor da solução de tensão baixa. Se a carga continuar a aumentar, chegar-se-á ao ponto onde as duas soluções do fluxo de carga apresentam o mesmo valor. Isto acontece quando o eixo vertical que indica a potência ativa na carga atinge a extremidade da curva PV, também chamado de nariz (do inglês "nose") da curva PV. Portanto, quando o modelo de carga

Figura 2.2: Curvas P-V com diferentes fatores de potência da carga

utilizado é o de potência constante, o nariz da curva PV é considerado o limite da estabilidade estática de tensão, uma vez que, a partir daí não se tem mais solução para as equações do fluxo de carga do sistema.

Aumentos na potência reativa injetada na barra fazem com que o fator de potência fique mais capacitivo e as curvas PV mostradas na figura 2.2 sejam alongadas para a direita o que faz com que o nível de tensão na barra suba, se a potência consumida continuar constante, nos casos em que o sistema estiver operando antes do limite de estabilidade da curva PV. Já um sistema elétrico operando no ponto de equilíbrio instável fica sujeito a instabilidades de tensão uma vez que, nesta região da curva, a tentativa de se fornecer mais potência reativa à carga faz com que a tensão na barra seja reduzida, ao contrário do que ocorre na região dos pontos de operação estáveis.

Raciocínio semelhante pode ser estendido para sistemas com várias barras de carga. Neste caso o sistema de equações não lineares é resolvido através de um método numérico iterativo, como por exemplo, o método de Newton, onde as equações são linearizadas em torno de um ponto de operação, obtendo-se a

matriz jacobiana do sistema elétrico de potência e resolvendo-se o sistema linear:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

[VENIKOV et al., 1975] mostraram que a estabilidade estática do sistema elétrico de potência poderia ser inferida através de uma auto-análise da matriz jacobiana. Vários pesquisadores notaram também que durante a situação de colapso essa matriz jacobiana tornava-se singular, caracterizando o problema do colapso de tensão como consequência de bifurcações de pontos de equilíbrio [TIRANUCHIT e THOMAS, 1988], [TIRANUCHIT et al., 1988]. Tais afirmações são discutidas na próxima seção.

2.2 Teoria das Bifurcações Aplicadas ao Estudo da Estabilidade de Tensão

Uma ferramenta importante na análise de muitos sistemas físicos que são modelados por sistemas de equações diferenciais é a análise qualitativa do comportamento dos seus pontos de equilíbrio à medida que alguns dos seus parâmetros são modificados. Determinadas alterações desses parâmetros levam à fusão de pontos de equilíbrio do sistema dinâmico, causando mudanças estruturais importantes nas órbitas das soluções do sistema de equações diferenciais, o que afeta diretamente o modo como o sistema dinâmico reage a perturbações [HALE e KOÇAK, 1991].

Seja o sistema de equações diferenciais genérico:

$$\dot{x} = f(x) \quad (2.4)$$

Que pode ser linearizado em torno de um ponto de operação obtendo-se:

$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f(x)}{\partial x} \Delta x = J \Delta x \quad (2.5)$$

O teorema das funções implícitas garante que, se o sistema (2.4) possui um ponto de equilíbrio estável isolado e a matriz J , calculada nesse ponto de equilíbrio,

é não singular, então continuará existindo um único ponto de equilíbrio estável, próximo ao ponto de equilíbrio original, se ocorrerem perturbações suficientemente pequenas. Satisfeita esta condição, as bifurcações só poderão ocorrer quando o determinante da matriz J for igual a zero. Tal fato permite estudar as bifurcações através da singularidade da matriz J , que pode ser verificada através de uma auto-análise dessa matriz. Esse tipo de abordagem é conhecida como estabilidade de pequenas perturbações (do inglês "small signal voltage stability") e a ocorrência de bifurcações de pontos de equilíbrio é associada à existência de autovalores nulos da matriz J .

Dependendo principalmente dos tipos das equações consideradas no modelo, podem ocorrer diferentes tipos de bifurcação como, por exemplo, as bifurcações do tipo sela-nó decorrentes da fusão de um ponto de equilíbrio estável com um ponto de equilíbrio instável do sistema. As bifurcações sela-nó são relacionadas à existência de apenas um autovalor real nulo da matriz J , indicando a ocorrência de uma instabilidade monotônica. No caso de um par complexo conjugado de autovalores da matriz J cruzar o eixo imaginário do plano complexo, observa-se a chamada bifurcação de Hopf que é relacionada com uma instabilidade oscilatória. Uma descrição mais detalhada da bifurcação de Hopf e das possíveis bifurcações que podem ocorrer no sistema elétrico pode ser vista em [MOREIRA, 1997].

Por se tratar do tipo mais comum de bifurcação que causa a instabilidade de tensão nos sistemas elétricos de potência, a dinâmica da bifurcação sela-nó será explicada com maiores detalhes na seção seguinte.

2.2.1 Bifurcações sela-nó em sistemas dinâmicos

A fim de se entender as bifurcações sela-nó dos pontos de equilíbrio de um sistema dinâmico, faz-se necessário estabelecer alguns conceitos teóricos básicos. Considerando-se, inicialmente, um sistema dinâmico não linear do tipo:

$$\dot{x} = f(x) \tag{2.6}$$

onde $f : R^n \rightarrow R^n$ satisfaz as condições de existência e unicidade das soluções. Um ponto x_0 é chamado de ponto de equilíbrio, se $f(x_0) = 0$. Diz-se que o ponto de equilíbrio é hiperbólico se a matriz jacobiana do sistema:

$$\frac{\partial f}{\partial x}(x_0) \quad (2.7)$$

não possuir autovalores com a parte real igual a zero. Se o ponto de equilíbrio x_0 for tal que o determinante da matriz jacobiana for diferente de zero, então x_0 é dito ser simples. O tipo de um ponto de equilíbrio x_0 é o número de autovalores da matriz jacobina, avaliada no ponto x_0 , que possuem parte real positiva.

A variedade instável $W^u(x_1)$ do ponto de equilíbrio x_1 é a variedade do espaço de estados onde as trajetórias convergem para x_1 quando $t \rightarrow -\infty$. A variedade instável é tangente ao sub-espaço vetorial gerado pelos auto-vetores associados aos autovalores da matriz jacobiana com parte real positiva no ponto x_1 . Analogamente, a variedade estável $W^s(x_1)$ é definida como a região do espaço de estados onde as trajetórias convergem para x_1 quando $t \rightarrow \infty$. A variedade estável é tangente ao sub-espaço gerado pelos auto-vetores associados aos autovalores da matriz jacobiana que possuem parte real negativa no ponto x_1 . Se x_1 é hiperbólico, então a dimensão da variedade instável $W^u(x_1)$ é igual ao tipo de x_1 . Para pontos de equilíbrio não hiperbólicos existe outro tipo de conjunto invariante, chamado de variedade central $W^c(x_*)$, que é tangente ao sub-espaço gerado pelos auto-vetores associados aos autovalores da matriz jacobiana que possuem parte real nula no ponto x_* .

Considerando-se um sistema de equações diferenciais não lineares, de dimensão n e dependentes de um parâmetro λ , do tipo:

$$\dot{x} = f(x, \lambda) \quad (2.8)$$

tal que, para um certo λ inicial exista um ponto de equilíbrio estável e um ponto de equilíbrio instável tipo um, de modo que a sua variedade instável $W^u(x_1^\lambda)$

possa ser decomposta conforme a relação:

$$W^u(x_1^\lambda) = W_-^u \cup \{x_1^\lambda\} \cup W_+^u \quad (2.9)$$

Figura 2.3: Pontos de equilíbrio estável e instável antes da ocorrência da bifurcação sela-nó

Antes da bifurcação o ponto de equilíbrio estável x_0^λ está localizado no interior da região de estabilidade do sistema. A variedade instável $W_-^u(x_1^\lambda)$ do ponto de equilíbrio instável x_1^λ liga este ponto de equilíbrio instável ao ponto de equilíbrio estável do sistema e está localizada dentro da região de estabilidade. Nesta situação, se o ponto inicial x do sistema estiver dentro da região de estabilidade do ponto de equilíbrio estável (de maneira particular, sobre a variedade instável $W_-^u(x_1^\lambda)$ do ponto de equilíbrio instável x_1^λ), x convergirá para o ponto de equilíbrio estável x_0^λ . A figura 2.3 estabelece graficamente a situação.

À medida que o parâmetro λ é aumentado, o ponto de equilíbrio estável x_0^λ vai se aproximando do ponto de equilíbrio instável x_1^λ e o subconjunto $W_-^u(x_1^\lambda)$ vai ficando cada vez menor. No ponto de bifurcação, $\lambda = \lambda_*$ e x_0 e x_1 se fundem para formar o ponto de equilíbrio $x_* = x_0^{\lambda_*} = x_1^{\lambda_*}$. No ponto de bifurcação x_* a matriz jacobiana possui um autovalor com parte real nula, enquanto que todos os outros autovalores continuam a ter as suas partes reais negativas. O auto-vetor w , associado ao autovalor nulo do ponto de bifurcação, aponta na direção do segmento de reta que unia os pontos x_0^λ e x_1^λ antes da ocorrência

da bifurcação. Como a bifurcação é do tipo sela-nó, haverá apenas um autovalor da matriz jacobiana com parte real nula e um auto-vetor w , associado a este autovalor. Neste caso, como o sub-espaço vetorial gerado pelo auto-vetor w é unidimensional, a variedade central também será unidimensional e tangente ao próprio auto-vetor w no ponto de bifurcação x_* . O ponto de equilíbrio x_* possui, portanto, uma variedade central unidimensional e $n-1$ variedades estáveis. A variedade central pode ser decomposta na seguinte relação de conjuntos:

$$W^c = W_-^c \cup \{x_*\} \cup W_+^c \quad (2.10)$$

A figura 2.4 mostra graficamente a situação.

Figura 2.4: Ponto de equilíbrio na bifurcação sela-nó

O campo vetorial no ponto de equilíbrio x_* é estável ao longo do subconjunto W_-^c da variedade central, mas é instável ao longo de W_+^c . Na situação de bifurcação, o ponto x_* é um ponto de equilíbrio instável, uma vez que qualquer perturbação que leve o ponto de operação para dentro da região que contém o subconjunto W_+^c fará com que o ponto de operação se afaste do ponto de equilíbrio x_* . Isto caracteriza a instabilidade da situação de bifurcação.

A trajetória da solução do sistema pode ser aproximada pela variedade central. Na verdade, se o ponto de operação do sistema for deslocado para uma

posição que não pertença ao sub-conjunto W_+^c da variedade central ele tenderá exponencialmente para W_+^c devido ao efeito das $n-1$ variedades estáveis $W^s(x_*)$. A trajetória do ponto de operação x será dada pelos efeitos combinados da variedade central $W^c(x_*)$ e das variedades estáveis $W^s(x_*)$. A velocidade com que x se afasta do ponto de bifurcação x_* será inicialmente lenta pois a dinâmica do sistema será dominada pelos autovalores com partes reais positivas e pequenas. À medida que o ponto de operação do sistema se afastar do ponto de bifurcação x_* , a velocidade com que x diverge de x_* deve aumentar.

2.3 Colapso de tensão e Bifurcações em Sistemas Elétricos de Potência

Os sistemas elétricos podem ser modelados por um conjunto de equações diferenciais e não lineares do tipo 2.8, onde λ pode ser um parâmetro que governe o crescimento nas cargas do sistema. O vetor de estados x é normalmente composto pelas variáveis de tensões e ângulos nas barras além das velocidades angulares dos geradores do sistema.

À medida que as cargas do sistema vão sendo aumentadas com a variação do parâmetro λ , os pontos de equilíbrio vão se aproximando e se fundindo, até que no ponto de bifurcação sela-nó o ponto de equilíbrio estável se funde com um dos pontos de equilíbrio instáveis, conforme descrito para um sistema dinâmico genérico na seção anterior. No ponto de bifurcação, o auto-vetor w , associado ao autovalor de parte real nula da matriz jacobiana, mostra quais são as variáveis de estado mais sensíveis à ocorrência da bifurcação. Neste ponto, a variedade central leva o ponto de operação do sistema elétrico para uma região do espaço de estados onde as tensões nas barras de carga afetadas pelo colapso são reduzidas. Neste caso, os elementos do auto-vetor w , avaliado no ponto de colapso x_* , relativos às tensões nos barramentos de carga afetados pelo colapso devem possuir valores elevados, indicando quais as barras de carga que estão sujeitas às instabilidades de tensão.

Apesar da dinâmica de muitos colapsos ser bem explicada pela teoria de bifurcação sela-nó, a perda da estabilidade do sistema através unicamente desse tipo de bifurcação é questionável. [DOBSON e CHIANG, 1989] defendem a hipótese de que, sob determinadas condições simplificadoras do modelo do sistema elétrico empregado, as bifurcações serão sempre do tipo sela-nó. Entre as limitações impostas ao modelo adotado por [DOBSON e CHIANG, 1989] está, por exemplo, a necessidade de que o parâmetro de crescimento de carga λ seja único, o que implicaria em fazer a carga ser aumentada em apenas um barramento de cada vez. Quando modelos mais elaborados do sistema são considerados, como por exemplo quando se leva em consideração os modelos de controladores dos geradores, a possibilidade da ocorrência das bifurcações de Hopf não pode ser desconsiderada.

Tais questionamentos sobre os modelos de sistema de potência a serem empregados, e consequentemente sobre o método de análise utilizado, têm levado a algumas controvérsias sobre a validade de análises de colapso de tensão que se utilizam apenas do estudo da singularidade da matriz jacobiana [PAL, 1992] e [AJJARAPURU e FENG, 1998]. Apesar de tais opiniões, muitos pesquisadores do problema de colapso de tensão sustentam a importância das análises puramente estáticas como metodologias importantes para o estudo em questão [LOF et al., 1992], [MORISON et al., 1993], [HONG et al., 1997], [OVERBYE, 1994], [THORP e MA, 1993], [GALLIANA e ZENG, 1992], [CANIZARES et al., 1996]. Tais métodos, em geral, como veremos a seguir, procuram medir de alguma forma o quanto a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga se encontra próxima da singularidade.

2.4 Métodos de Análise da Estabilidade de Tensão

O planejamento e a operação de sistemas elétricos de potência envolvem a realização de uma série de estudos para a análise do problema do colapso de tensão. Busca-se saber se determinadas condições de operação são estáveis ou não e quais mecanismos levariam o sistema a um colapso, ou ainda, qual a margem de estabilidade disponível, ou seja, quanto de carga ainda é possível se aumentar sem

que o sistema fique sujeito a instabilidades. E mais, caso ocorra uma situação de colapso, quais os componentes do sistema que serão atingidos e qual a sua participação no problema? Dependendo das informações desejadas, se o estudo é de planejamento ou para aplicações “on-line”, ou ainda, se é um estudo inicial ou de detalhamento de uma determinada contingência, escolhe-se um entre os vários métodos de análise já desenvolvidos.

Os métodos de estudo de estabilidade de tensão dividem-se basicamente entre estáticos, dinâmicos e diretos. De maneira geral, pode-se dizer que os métodos dinâmicos são mais precisos uma vez que fazem a integração numérica das equações diferenciais que modelam a dinâmica dos dispositivos do sistema. Tais métodos são especialmente necessários quando se deseja analisar o comportamento do sistema quando submetido a grandes perturbações advindas de curto-circuitos e perdas de linhas de transmissão, geradores, transformadores, etc. As análises dinâmicas são utilizadas principalmente nas fases finais dos projetos de planejamento de expansão e nos estudos de coordenação das proteções do sistema. Apesar de serem mais exatos, tais métodos são computacionalmente dispendiosos, o que torna a sua utilização pouco viável para monitoramento “on-line” do sistema, ou ainda, nas análises iniciais de planejamento, quando são requeridos um elevado número de simulações das possíveis contingências a que o sistema pode ser submetido. Em virtude disso, mesmo existindo um consenso entre os pesquisadores da área de que o colapso de tensão é um problema dinâmico, os chamados métodos estáticos de análise ainda são de grande utilidade. Mesmo não apresentando a mesma precisão dos métodos dinâmicos os métodos estáticos são usados principalmente durante o processo de identificação das contingências mais perigosas a que o sistema pode ser submetido, quando se faz necessário simular exaustivamente o sistema. As situações mais críticas são então estudadas com mais detalhes através dos métodos dinâmicos.

Os métodos diretos, também chamados de energéticos, baseiam-se na integração de funções energia entre uma solução de baixa tensão e a solução de alta tensão do sistema como forma de se estimar a margem de estabilidade de

tensão. Tais métodos possuem a vantagem de não exigir as dispendiosas integrações numéricas dos sistemas de equações diferenciais que modelam o sistema elétrico. A principal deficiência dos métodos energéticos é a dificuldade de se incorporar modelos mais elaborados dos dispositivos dos sistemas de potência.

A complexidade do problema a ser resolvido faz com que ainda não haja um método padrão de análise do colapso de tensão. Diferentes abordagens têm sido propostas ao longo dos anos. A seguir faz-se uma breve descrição dos principais métodos utilizados na análise da estabilidade de tensão.

2.4.1 Métodos dinâmicos

Simulações no domínio do tempo

Modela-se o sistema com um conjunto de equações diferenciais e algébricas como as mostradas na equação abaixo:

$$\begin{aligned}\dot{x} &= f(x, y, z, w) \\ 0 &= g(x, y, z, w)\end{aligned}\tag{2.11}$$

Onde x é o vetor das variáveis de estado do sistema, y é o vetor das tensões das barras do sistema, z é o vetor das variáveis discretas (posição de taps de transformadores, limitadores de correntes de campo dos geradores, situação de bancos de capacitores, etc.) e w é um vetor que modela aumentos de carga e geração. A simulação é feita resolvendo-se simultaneamente as equações diferenciais, através de métodos de integração numérica, e as equações algébricas através de métodos de decomposição LU.

Por permitirem a inclusão das equações referentes aos controladores de tensão e de velocidade dos geradores, bem como dos controladores dos taps dos transformadores tipo OLTC (“on load tap changer”) e de modelos de carga mais elaborados (tais como motores de indução), estes métodos possibilitam o acompanhamento mais preciso do comportamento dos diversos dispositivos que compõem o sistema elétrico, o que os tornam ideais para estudos dos transitórios elétricos que sucedem as grandes perturbações.

Auto-análise das equações diferenciais no domínio do tempo

Apesar da importância da solução do sistema de equações diferenciais e algébricas nas simulações no domínio do tempo, a determinação da margem de estabilidade de tensão através deste método exige a realização da simulação até o ponto de colapso, o que implica em um custo computacional elevado. A determinação da margem de estabilidade é um dado de extrema importância para engenheiros de planejamento e operadores e pode ser obtida, mais facilmente, através de uma auto-análise de um sistema do tipo (2.12):

$$\begin{aligned}\dot{x} &= A.x + B.y \\ 0 &= C.x + D.y\end{aligned}\tag{2.12}$$

que é chamado de formulação aumentada. Pode-se, entretanto, reduzir (2.12), eliminando-se o vetor y das equações, obtendo-se:

$$\dot{x} = (A - B.D^{-1}.C).x\tag{2.13}$$

que pode ser escrita, por sua vez, numa forma mais compacta:

$$\dot{x} = A'.x\tag{2.14}$$

O sistema de equações (2.14) permite a análise da estabilidade de tensão como um problema clássico de auto-análise onde os autovalores e auto-vetores da matriz A' indicam, respectivamente, os modos de resposta do sistema e a distribuição destes modos de resposta pelas variáveis do sistema. Em outras palavras, os autovalores indicam o quanto o sistema A' está perto da instabilidade, enquanto os auto-vetores mostram quais as variáveis de estado do sistema são mais susceptíveis à instabilidade.

2.4.2 Métodos estáticos

Curvas QV

Trata-se da abordagem clássica do problema da estabilidade de tensão, onde uma barra de carga do sistema elétrico tem sua potência reativa aumentada, segundo

um determinado padrão de crescimento de carga, e é obtido um gráfico da tensão na barra versus o valor da potência reativa demandada.

Além de permitir o cálculo da tensão em que ocorre a perda da estabilidade no sistema e portanto dar uma boa margem da quantidade de carga que ainda é possível se aumentar na barra, este método é de fácil implementação, uma vez que se baseia na solução de repetidos fluxos de carga.

A principal desvantagem observada é o de permitir o crescimento da potência reativa em apenas uma barra de cada vez, o que restringe o seu uso a casos pouco realistas.

Curvas PV

Assim como o método das curvas QV, este método baseia-se na solução de vários fluxos de carga, aumentando-se gradualmente a potência ativa nas barras de carga ou nas de geração. A possibilidade de implementação do redespacho de carga dos geradores faz com que o colapso de tensão seja simulado de uma maneira mais realística do que no método das curvas QV.

De maneira geral, o método associa o ponto de colapso de tensão à não convergência do fluxo de carga. Deve-se observar, entretanto, que a não convergência pode estar associada a problemas de natureza numérica, fornecendo uma informação conservativa sobre a margem de estabilidade. Para solucionar tal problema, pode-se utilizar os fluxos de carga continuados, que são métodos do tipo previsor-corretor que reformulam as equações de fluxo de carga, de modo a melhorar o mal-condicionamento da matriz jacobiana nas proximidades do ponto de colapso [AJJARAPURU e CRISTY, 1992].

Análise modal

Apesar das técnicas de análise de estabilidade através de auto-análises estarem tradicionalmente associadas a sistemas dinâmicos, a abordagem de análise modal mostrada é um método estático.

Considerando-se novamente o sistema de equações linearizadas (2.15) para a

solução do fluxo de carga, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

Assumindo-se que a potência ativa das cargas e geradores permanecerão constantes, o sistema (2.15) pode ser re-escrito na forma:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

É possível então fazer uma eliminação de Gauss, resultando no sistema (2.17).

$$\Delta Q = [J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV}] \cdot \Delta V = J_R \cdot \Delta V \quad (2.17)$$

A matriz J_R é chamada de matriz reduzida do sistema e a sua inversa relaciona diretamente as variações incrementais das tensões das barras aos incrementos de potências reativas:

$$\Delta V = J_R^{-1} \cdot \Delta Q \quad (2.18)$$

Decompondo a matriz jacobiana reduzida em autovalores e auto-vetores conforme mostrado abaixo, tem-se:

$$J_R = X \cdot \Lambda \cdot Y^T \quad (2.19)$$

onde X e Y correspondem às matrizes cujas colunas são respectivamente formadas pelos autovetores à direita e à esquerda da matriz jacobiana reduzida e a matriz Λ é uma matriz diagonal formada pelos autovalores da matriz J_R .

Como X e Y são ortogonais, a inversa da matriz J_R é então dada por:

$$J_R^{-1} = X \cdot \Lambda^{-1} \cdot Y^T \quad (2.20)$$

Substituindo 2.20 em 2.18, tem-se:

$$\Delta V = X \cdot \Lambda^{-1} \cdot Y^T \cdot \Delta Q = \sum_{i=1}^n \frac{x_i \cdot y_i^T}{\lambda_i} \cdot \Delta Q \quad (2.21)$$

onde n é a dimensão da matriz J_R^{-1} . Da equação (2.21) vê-se que, quanto menor for o autovalor λ_i , maior será a variação de tensão para uma determinada variação de potência reativa. Quando λ_i for igual a zero o sistema responderá com uma “variação infinita” de tensão, mesmo que a variação de potência reativa seja pequena. É possível notar também que os autovalores positivos indicam que o sistema está operando numa situação estável uma vez que, de acordo com (2.21) um eventual aumento de potência reativa acarreta num aumento das tensões nas barras do sistema como é de se esperar na região de operação estável. Inversamente, um autovalor menor que zero indica que as tensões nas barras decaem com um acréscimo de potência reativa indicando uma situação instável.

A análise modal permite prever qual o efeito que um determinado crescimento de potência reativa terá sobre as tensões do sistema. É possível ainda, a partir do cálculo dos auto-vetores à direita x_i e à esquerda y_i , determinar fatores de participação, identificando assim quais os componentes do sistema mais afetados pela instabilidade de tensão [MORISON et al., 1993] e [IEEE, 1998].

Decomposição em Valores Singulares

Como a singularidade da matriz jacobiana está associada à instabilidade do sistema elétrico de potência, uma forma bastante utilizada para medir a margem de estabilidade de um ponto de operação é o cálculo do menor valor singular da matriz J .

A decomposição em valores-singulares é um método de decomposição ortogonal muito conhecido do cálculo matricial.

Seja uma matriz A , real e quadrada ($n \times n$), a decomposição em valores singulares dessa matriz é dada por:

$$A = U \cdot \Sigma \cdot V^T = \sum_{i=1}^n \sigma_i \cdot u_i \cdot v_i^T \quad (2.22)$$

Onde U e V são matrizes $n \times n$, ortogonais e com as colunas compostas pelos vetores singulares à esquerda e à direita, respectivamente u_i e v_i e a matriz Σ é uma matriz diagonal composta pelos n valores singulares de A , onde os σ_i são positivos e ordenados de forma que $\sigma_1 > \sigma_2 \dots > \sigma_n$.

Se σ_i é o i -ésimo valor singular da matriz A e u_i e v_i são os vetores singulares à esquerda e à direita associados a σ_i , então as duas relações mostradas abaixo são válidas:

$$A.v_i = \sigma_i.u_i \quad (2.23)$$

$$A^T.u_i = \sigma_i.v_i \quad (2.24)$$

[LOF et al., 1992] mostram que, devido às relações (2.23) e (2.24), os valores singulares da matriz A são iguais às raízes quadradas dos autovalores das matrizes simétricas $A^T A$ e AA^T . Matricialmente tem-se:

$$\Lambda(A^T A) = \Lambda(AA^T) = \Sigma^2(A) \quad (2.25)$$

onde $\Lambda(A^T A)$ e $\Lambda(AA^T)$ são matrizes diagonais compostas pelos autovalores de $A^T A$ e AA^T . [GOLUB e LOAN, 1983] mostra que o menor valor singular da matriz A é a distância na norma 2, entre a matriz A e o conjunto das matrizes de posto incompleto o que faz do menor valor singular uma medida do quanto a matriz A está próxima da singularidade. Além do mais, o menor valor singular é menos sensível a perturbações dos elementos da matriz A do que o menor autovalor [LOF et al., 1992].

Fazendo a decomposição em valores singulares da matriz jacobiana das equações de fluxo de carga (2.15) obtém-se um produto de matrizes semelhantes a (2.22) que pode ser substituído nas equações de fluxo de carga linearizadas.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = U.\Sigma.V^T \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

A inversão da decomposição em valores singulares da matriz jacobiana fornece o conjunto de equações:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = V.\Sigma^{-1}.U^T \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n .\sigma_i^{-1}.u_i.v_i^T. \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

A equação (2.27) associa os incrementos de potência ativa e reativa às variações de tensão e ângulo resultantes. De forma semelhante aos autovalores da análise modal, o inverso do menor valor singular indica, sob as condições de análise estática, o grau de sensibilidade das variáveis do sistema. Quanto menores forem os σ_i , maiores serão as variações das tensões e ângulos decorrentes de alterações nas potências ativa e reativa. A existência de um valor singular igual a zero caracteriza a singularidade da matriz jacobiana, que por sua vez está associada à ocorrência de uma bifurcação do sistema.

Das relações entre os valores singulares e os vetores singulares pode-se demonstrar que o vetor singular à direita associado ao menor valor singular (vetor v_n) indica quais as tensões e ângulos mais sensíveis às variações das potências, enquanto que o vetor singular à esquerda u_i indica quais são as direções de crescimento de carga mais danosas à estabilidade do sistema elétrico.

Os métodos utilizados para o cálculo do menor valor singular da matriz J implementados nesse trabalho serão discutidos no capítulo 4.

Vetores tangentes

O cálculo do vetor tangente é uma técnica estática que fornece informações bastante úteis sobre como as variáveis do sistema são afetadas por mudanças de um parâmetro de crescimento de carga λ .

Sejam as equações de fluxo de potência, com as cargas variando de acordo com uma parametrização λ , dada por $g(x, \lambda) = 0$, o vetor tangente é definido como sendo o vetor $\frac{dx}{d\lambda}$. O vetor tangente pode ser calculado em um determinado ponto de equilíbrio (x_*, λ_*) resolvendo-se o sistema linear

$$\frac{\partial g}{\partial \lambda} = -J \cdot \frac{dx}{d\lambda} \quad (2.28)$$

onde J é a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga.

Nas proximidades do ponto de colapso, o vetor tangente converge para o auto-vetor à direita associado ao menor autovalor real da matriz J .

A mesma informação sobre a sensibilidade das variáveis de estado também é dada pelo vetor-singular à direita associado ao menor valor singular da matriz J . As relações entre o vetor tangente e o vetor-singular à direita associado ao menor valor singular serão discutidas adiante neste trabalho.

2.4.3 Métodos energéticos

Os métodos energéticos têm chamado a atenção de alguns pesquisadores como uma metodologia alternativa de análise do sistema com relação ao colapso de tensão.

Funções energia são definidas como as primeiras integrais de sistemas dinâmicos conservativos (para maiores detalhes veja [HALE e KOÇAK, 1991] capítulos 7 e 8). Uma função energia dependente do estado do sistema (tensões e ângulos de fase das barras) tem a propriedade básica de que a solução correspondente ao ponto de operação estável, ou solução de alta tensão, é definida como um mínimo local de energia. Matematicamente, pode-se dizer que a função energia é definida positiva nas vizinhanças do ponto de operação estável. Pode-se visualizar a idéia como se o ponto de operação estável estivesse no fundo de uma bacia de energia. A borda desta bacia é demarcada pelos pontos de equilíbrio instáveis (os pontos de solução de baixa tensão). Conceitualmente, a função energia indica o tamanho da barreira de energia, ou ainda, a profundidade da bacia energética para uma dada situação de operação do sistema elétrico. Uma perturbação que leva o sistema em direção ao colapso implica numa redução gradual do tamanho da barreira potencial até que o fundo da bacia atinja o nível energético mais baixo da borda da barreira. O desnível energético entre dois pontos pertencentes a essa

bacia é obtido através da integração numérica da função energia utilizada entre dois pontos de equilíbrio.

O trabalho proposto em [OVERBYE e DEMARCO, 1991] mostra que a profundidade da bacia, medida pela diferença de energia entre os pontos de operação de baixa e alta tensão (ponto de operação real do sistema) podem prover um bom indicador do grau de proximidade que o sistema está do ponto de colapso de tensão. Em [OVERBYE e DOBSON, 1994] são interpretados fisicamente os conceitos envolvidos no cálculo da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência através das funções energia.

A determinação da função energia adequada não é, entretanto, tarefa simples principalmente devido a exigência de que o sistema dinâmico modelado seja conservativo. Tal requisito faz com que, por exemplo, as condutâncias das linhas de transmissão devam ser desprezadas. Existem algumas dificuldades também para a modelagem dos dispositivos de controle do sistema. As funções desenvolvidas por Overbye e DeMarco podem ser vistas com detalhes nas referências [DEMARCO e OVERBYE, 1990], [OVERBYE e DEMARCO, 1991] e [OVERBYE, 1993].

O cálculo com funções energia exige também a determinação do ponto de equilíbrio instável (a solução de baixa tensão) definida como limite inferior da integral da função energia. Isto constitui um problema numérico, devido à dificuldade de se determinar a estimativa inicial que deve ser fornecida ao método iterativo de solução do fluxo de carga.

Capítulo 3

Modelagens e Controles Utilizados no Trabalho

Discute-se neste capítulo os modelos de dispositivos pertencentes aos sistemas de potência que foram implementados no programa de simulação estática desenvolvido.

As barras de tensão regulada (barras PV) foram modeladas como barras de tensão constante até o ponto em que o limite estático de geração de potência reativa é atingido. Como complementação ao modelo de geradores empregado, foi implementada ainda uma rotina que possibilita fazer um redespacho das potências ativas geradas em cada um dos geradores como forma de evitar que a barra de referência angular (barra “slack”) assuma todo o aumento da geração de potência ativa exigido pelo incremento das potências ativas consumidas pelas barras de carga.

Foram empregados também os modelos de transformadores não defasadores para que sistemas mais complexos pudessem ser utilizados nos testes (IEEE 39 barras - “New England”).

Utilizou-se também os modelos ZIP de carga e uma rotina que possibilita o crescimento tanto das potências ativas quanto das reativas, em uma ou mais barras do sistema, de modo a permitir o estudo do colapso de tensão em uma determinada direção particular de crescimento de carga.

3.1 Modelagem dos Geradores

3.1.1 Limitadores de Potência Reativa Gerada

Os limitadores de potência reativa das barras de tensão controlada influem de maneira particularmente importante na dinâmica do colapso de tensão uma vez que, ao atingirem o máximo de potência reativa que podem entregar ao sistema, os geradores produzem descontinuidades nas curvas da maioria dos índices que medem a margem de estabilidade de tensão. Tais descontinuidades são particularmente graves, uma vez que podem acarretar grandes variações repentinas dos parâmetros utilizados na previsão da situação de colapso.

De maneira particular, [GOLUB e LOAN, 1983] mostram (pg.286) que, dada uma determinada matriz, o seu menor valor singular é reduzido enquanto que o maior valor singular aumenta se a matriz original for acrescida de uma coluna. Tal fato acontece em um sistema elétrico de potência quando uma barra de tensão controlada atinge o seu limite de geração de reativo, uma vez que a barra de tensão controlada (PV) passa a se comportar como uma barra de carga PQ. Em termos de equacionamento de fluxo de carga isto significa aumentar uma equação referente à potência reativa da nova barra PQ e uma coluna relativa à tensão da barra que passa a ser variável.

O modelo de limitador de potência reativa gerada implementado é o modelo clássico utilizado em estudos estáticos de estabilidade de tensão e é mostrado por [MONTICELLI, 1983] (pg. 114). Basicamente, para uma barra PV operando inicialmente num ponto de operação normal, a potência reativa entregue pelo gerador à rede deve ficar entre os limites máximo e mínimo de potência reativa definidos pela curva de capacidade de cada máquina. Para um determinado nível de carga nas barras PQ, calcula-se, a cada iteração do método de Newton, a potência reativa gerada na máquina. Caso a potência reativa calculada seja maior que o valor do limite superior de potência reativa, a barra PV passa a ser tratada como barra PQ com a potência reativa fixada no valor do limite máximo de potência reativa permitida para a barra. A partir daí, testa-se a cada iteração

a possibilidade da barra transformada em PQ voltar ao estado original PV, o que deve ocorrer se a tensão calculada nessa barra ficar acima da tensão nominal da antiga barra PV. De maneira análoga, também é testado o caso da potência reativa calculada na barra PV ficar abaixo do limite mínimo de geração de reativo.

Um modelo mais elaborado de limitador de potência reativa para os geradores empregados em estudos estáticos de colapso de tensão é proposto em [LOF et al., 1995].

3.1.2 Redespacho de carga dos geradores

No fluxo de carga tradicional, o desbalanço entre a potência ativa consumida nas barras de carga e a gerada nas barras PV é provocada pelas perdas nas linhas de transmissão e é assumido pela barra de referência do sistema. Na análise estática implementada neste trabalho, algumas cargas são aumentadas até o ponto de não convergência do fluxo de carga a partir do caso base de carga. Como os dados referentes às potências ativas geradas são estabelecidos para o caso base, a não re-distribuição do incremento da potência ativa consumida entre os geradores do sistema faz com que um fluxo muito elevado de potência ativa seja observado nas linhas de transmissão que ligam a barra de referência às barras que tiveram suas potências ativas consumidas elevadas. Tal situação faz com que as tensões caiam de maneira acentuada nas barras conectadas às linhas de transmissão sobrecarregadas por esse fluxo concentrado de potência ativa. Tal fenômeno não ocorre no sistema elétrico real, uma vez que os reguladores de velocidade das turbinas do sistema controlam a injeção de potência ativa entregue à rede. Os ajustes dos reguladores são colocados de forma a permitir a repartição das cargas de potência ativa de acordo com critérios estabelecidos pela concessionária.

Neste trabalho escolheu-se dividir o incremento total da potência ativa consumida de maneira proporcional ao momento de inércia dos geradores do sistema, como mostra a equação

$$\Delta P_{ger_i} = \frac{M_i}{\sum_{i=1}^{NPV} M_i} \cdot \sum_{j=1}^{NPQ} \Delta P_j \quad (3.1)$$

onde ΔP_{ger_i} é o incremento de potência ativa assumida pelo gerador i , M_i é o momento de inércia do gerador i e ΔP_j é a aumento de potência ativa verificado na barra de carga j , NPV é o número de barras PV e NPQ é o número de barras PQ do sistema.

Para cada fluxo de carga calculado, determina-se o valor dos ΔP_{ger_i} , segundo a equação (3.1), e atualiza-se o valor das potências ativas nos geradores. As novas potências ativas são usadas para o cálculo do próximo fluxo de carga, fornecendo uma boa aproximação da repartição de carga pelos geradores, desde que o incremento das potências consumidas nas cargas não seja muito elevado entre os dois cálculos.

3.2 Modelos de Cargas

3.2.1 Direções de Crescimento de Carga

De forma a possibilitar o estudo da estabilidade de tensão do sistema elétrico de potência nas várias formas de crescimento de carga possíveis, a cada barra de carga é associado um parâmetro de crescimento de potência ativa K_{Pi} e outro de potência reativa K_{Qi} que controlam a velocidade com que as cargas crescem durante o processo de análise, à medida que os sucessivos fluxos de carga vão sendo executados.

As potências ativas e reativas das barras escolhidas para o crescimento de carga são atualizadas, no k -ésimo fluxo de carga calculado, segundo as equações:

$$P_{ik} = [1 + \lambda_k \cdot K_{Pi}] \cdot P_{i0} \quad (3.2)$$

$$Q_{ik} = [1 + \lambda_k \cdot K_{Qi}] \cdot Q_{i0} \quad (3.3)$$

com P_{i0} e Q_{i0} sendo, respectivamente, as potências ativa e reativa da barra i no caso base. O parâmetro λ_k tem como função controlar o tamanho do incremento dado às potências das cargas. A utilização do parâmetro λ_k se faz necessária uma vez que os incrementos nas potências ativas e reativas devem ser cada vez menores à medida que o sistema se aproxima do ponto de colapso de tensão, de modo a garantir que o último fluxo de carga calculado seja realmente o limite a partir do qual não se consegue mais a convergência. As barras selecionadas, para ter as potências ativa e reativa aumentadas, são denominadas de barras de crescimento forçado de carga.

3.2.2 Modelos de Carga ZIP - Cargas Dependentes da Tensão

A utilização do modelo de carga de potência constante nas análises de estabilidade de tensão produz resultados conservadores e pode-se, portanto, cair no erro de se afirmar a ocorrência da condição de instabilidade de tensão do sistema elétrico para uma determinada situação em que, na realidade, ainda existe uma margem razoável para aumentos de carga sem que o sistema perca a estabilidade. Tal fato pode acontecer, uma vez que cargas dependentes da tensão tendem a ter o seu valor reduzido à medida que as tensões vão caindo o que faz com que a sobrecarga que, a princípio leva o sistema ao colapso, seja um pouco atenuada.

O modelo mais comum de carga dependente da tensão utilizado é o modelo ZIP de potência, implementado neste trabalho. As equações (3.4) e (3.5) mostram os valores das potências ativa e reativa nas barras PQ que não foram escolhidas como as barras de crescimento forçado de carga, em função dos valores das tensões nas barras.

$$P_i = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot P_{i0} \quad (3.4)$$

$$Q_i = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot Q_{i0} \quad (3.5)$$

As barras de carga escolhidas para o crescimento forçado de carga têm os seus valores de potência ativa e reativa calculados segundo as equações:

$$P_i = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot P_{ik} \quad (3.6)$$

$$Q_i = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot Q_{ik} \quad (3.7)$$

com P_{ik} e Q_{ik} dadas, respectivamente, pelas equações (3.2) e (3.3). As constantes a_i , b_i e c_i são, respectivamente, os coeficientes referentes às parcelas de potência constante, corrente constante e impedância constante das potências ativa e reativa das barras de carga e, portanto, a soma $a_i + b_i + c_i = 1$ deve ser satisfeita.

3.3 Transformadores Não Defasadores

Sendo os transformadores de tensão equipamentos presentes até mesmo nos sistemas elétricos mais simples e devido a sua característica de alterar as impedâncias e as capacitâncias das linhas de transmissão onde estão inseridos, o que acaba por ter efeitos diretos sobre as análises de colapso de tensão, é imperativo que tais dispositivos sejam levados em consideração.

Figura 3.1: Modelo II de transformador não defasador

O modelo adotado foi o do transformador não defasador, inserido nas equações através da modificação dos elementos da matriz Y_{bus} , tal como descrito por

[MONTICELLI, 1983] (pg. 7), e mostrado na figura 3.1, onde $a.Y_{km}$ é o valor da admitância do ramo do circuito onde o transformador está conectado e a é a relação de transformação do transformador.

Capítulo 4

Métodos de Cálculo do Menor e Maior Valores Singulares, Vetores Singulares e Vetores Tangentes

Este capítulo detalha as técnicas implementadas neste trabalho para o cálculo dos índices da margem de colapso de tensão, dos vetores tangentes e vetores singulares associados aos menores valores singulares.

4.1 Métodos de cálculo dos valores singulares

A principal dificuldade encontrada no estudo da margem de estabilidade estática através dos menores valores singulares e autovalores é o seu comportamento quando a matriz J está próxima da singularidade, comportamento este que é caracterizado, principalmente, pela repentina redução dos valores desses índices [CANIZARES et al., 1996]. Por causa disso, além do cálculo do menor valor singular que está diretamente associado à singularidade da matriz jacobiana e é comumente utilizado como índice de colapso de tensão, foi implementado também um método para o cálculo do maior valor singular. Isto possibilita a investigação do comportamento da razão entre o menor valor singular e o maior valor singular da matriz J , na expectativa de que tal razão apresente um comportamento mais estável à medida que a matriz J se aproxime da singularidade.

4.1.1 Cálculo do Menor Valor Singular

O método implementado é uma adaptação do método de iteração das potências inversas para cálculo do menor autovalor de uma matriz e é apresentado em [LOF et al., 1992]. O equacionamento do método é mostrado a seguir.

Seja J a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga, e que possui a decomposição em valores singulares definida em (2.22) e sejam s e r vetores pertencentes ao R^n , respectivamente vetor de termos independentes e vetor de incógnitas do sistema linear

$$J^T \cdot r = s \quad (4.1)$$

Como os vetores singulares à direita v_i , formados pelas colunas da matriz V definida em (2.22), formam uma base ortonormal do R^n , o vetor s pode ser escrito como uma combinação linear dos vetores v_i . Por sua vez, fazendo-se a decomposição em valores singulares da matriz J , o sistema (4.1) pode ser reescrito na forma

$$V \cdot \Sigma \cdot U^T \cdot r = \sum_{i=1}^n a_i \cdot v_i \quad (4.2)$$

Resolvendo-se o sistema linear (4.2) obtém-se o vetor r

$$r = U \cdot \Sigma^{-1} \cdot V^T \cdot (a_1 \cdot v_1 + a_2 \cdot v_2 + \dots + a_n \cdot v_n) \quad (4.3)$$

Como demonstrado no apêndice A, o vetor r fica na forma

$$r = \sigma_1^{-1} \cdot a_1 \cdot u_1 + \sigma_2^{-1} \cdot a_2 \cdot u_2 + \dots + \sigma_n^{-1} \cdot a_n \cdot u_n \quad (4.4)$$

Como, por definição, $\sigma_1^{-1} < \sigma_2^{-1} < \dots < \sigma_n^{-1}$ a equação (4.4) mostra que a resolução do sistema linear (4.1) produz um vetor r que tenderá a apontar na direção do vetor singular à esquerda u_n associado ao menor valor singular σ_n , desde que o vetor s não aponte numa direção muito diferente do vetor singular à direita v_n .

De maneira análoga, o processo continua considerando-se o vetor r , calculado, como vetor de termos independentes do sistema linear

$$J.s' = r \quad (4.5)$$

que é então re-escrito na forma

$$s' = J^{-1}.r = V.\Sigma^{-1}.U^T.\sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1}.a_i.u_i \quad (4.6)$$

Também é demonstrado no apêndice A que o vetor s' pode ser re-escrito na forma

$$s' = \sigma_1^{-2}.a_1.v_1 + \sigma_2^{-2}.a_2.v_2 + \dots + \sigma_n^{-2}.a_n.v_n \quad (4.7)$$

É fácil perceber também que o vetor s' resultante será amplificado, predominantemente, na direção do vetor singular à direita v_n associado ao menor valor singular σ_n .

O processo iterativo leva a valores de s_{2k} e r_{2k+1} dados pelas equações

$$\begin{aligned} s_{2k} &= \sigma_1^{-2k}.a_1.v_1 + \sigma_2^{-2k}.a_2.v_2 + \dots + \sigma_n^{-2k}.a_n.v_n \\ s_{2k} &= \sigma_n^{-2k}.[(\frac{\sigma_1}{\sigma_n})^{-2k}.a_1.v_1 + (\frac{\sigma_2}{\sigma_n})^{-2k}.a_2.v_2 + \dots + (\frac{\sigma_n}{\sigma_n})^{-2k}.a_n.v_n] \end{aligned} \quad (4.8)$$

$$\begin{aligned} r_{2k+1} &= \sigma_1^{-(2k+1)}.a_1.u_1 + \sigma_2^{-(2k+1)}.a_2.u_2 + \dots + \sigma_n^{-(2k+1)}.a_n.u_n \\ r_{2k+1} &= \sigma_n^{-(2k+1)}.[(\frac{\sigma_1}{\sigma_n})^{-(2k+1)}.a_1.u_1 + (\frac{\sigma_2}{\sigma_n})^{-(2k+1)}.a_2.u_2 + \dots + (\frac{\sigma_n}{\sigma_n})^{-(2k+1)}.a_n.u_n] \end{aligned} \quad (4.9)$$

No limite, quando k tende ao infinito, as equações (4.8) e (4.9) ficam, respectivamente

$$s_{2k} = \sigma_n^{-2k}.a_n.v_n \quad (4.10)$$

$$r_{2k+1} = \sigma_n^{-(2k+1)} \cdot a_n \cdot u_n \quad (4.11)$$

Calculando-se a razão das normas euclidianas desses dois vetores, e como u_n e v_n são vetores normais, obtém-se

$$\frac{\|s_{2k}\|_2}{\|r_{2k+1}\|_2} = \frac{\|\sigma_n^{-2k} \cdot a_n \cdot v_n\|_2}{\|\sigma_n^{-(2k+1)} \cdot a_n \cdot u_n\|_2} = \frac{|\sigma_n^{-2k} \cdot a_n| \cdot \|v_n\|_2}{|\sigma_n^{-(2k+1)} \cdot a_n| \cdot \|u_n\|_2} = \frac{1}{|\sigma_n^{-1}|} = \sigma_n \quad (4.12)$$

Comparando-se, a cada iteração, o valor de σ_n calculado com o da iteração anterior e estabelecendo-se uma precisão adequada para o critério de parada do processo iterativo, para k suficientemente grande, o processo fornece o menor valor singular σ_n da matriz J bem como os vetores singulares à esquerda e à direita associados ao valor singular σ_n .

4.1.2 Cálculo do Maior Valor Singular

Uma vez que se desejava analisar o comportamento da razão entre o menor valor singular e o maior valor singular como índice de colapso de tensão, implementou-se uma adaptação do método de iteração das potências para cálculo de autovalores de modo a calcular o maior valor singular da matriz jacobiana das equações do fluxo de potência.

Seja J a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga, e que possui a decomposição em valores singulares definida em (2.22) e sejam s e r vetores pertencentes ao R^n , tal que o produto da matriz J pelo vetor s seja definida conforme

$$J \cdot s = r \quad (4.13)$$

O vetor s pode ser escrito como uma combinação linear dos vetores singulares à direita v_i que são as colunas da matriz V da decomposição de J em valores singulares e que formam uma base ortonormal do R^n . A equação (4.13) pode ser re-escrita na forma:

$$r = J.(a_1.v_1 + a_2.v_2 + \dots + a_n.v_n) = (a_1.J.v_1 + a_2.J.v_2 + \dots + a_n.J.v_n) \quad (4.14)$$

Pela relação (2.23) entre os valores singulares e os vetores singulares, (4.14) é equivalente a

$$r = (a_1.\sigma_1.u_1 + a_2.\sigma_2.u_2 + \dots + a_n.\sigma_n.u_n) \quad (4.15)$$

Como, por definição, $\sigma_1 > \sigma_2 > \dots > \sigma_n$ a equação (4.15) mostra que o produto da matriz J pelo vetor s resulta num vetor r que tenderá a apontar na direção do vetor singular à esquerda u_1 associado ao maior valor singular σ_1 , desde que o vetor v não aponte numa direção muito diferente do vetor singular à direita v_1 .

O próximo passo é fazer o produto da matriz J^T pelo vetor r calculado no passo anterior, conforme mostra a equação

$$J^T.r = s' \quad (4.16)$$

Substituindo o valor de r calculado de acordo com a equação (4.15), obtém-se

$$\begin{aligned} s' &= J^T.(a_1.\sigma_1.u_1 + a_2.\sigma_2.u_2 + \dots + a_n.\sigma_n.u_n) \\ s' &= (a_1.\sigma_1.J^T.u_1 + a_2.\sigma_2.J^T.u_2 + \dots + a_n.\sigma_n.J^T.u_n) \end{aligned} \quad (4.17)$$

Pelas relações (2.24), sendo $J^T.u_i = \sigma_i.v_i$, (4.17) fica igual a

$$s' = (a_1.\sigma_1^2.v_1 + a_2.\sigma_2^2.v_2 + \dots + a_n.\sigma_n^2.v_n) \quad (4.18)$$

Realizando o processo iterativo da mesma forma como no cálculo do menor valor singular, tem-se que, na iteração $2k$, o vetor s será dado pelas equações

$$\begin{aligned} s_{2k} &= \sigma_1^{2k}.a_1.v_1 + \sigma_2^{2k}.a_2.v_2 + \dots + \sigma_n^{2k}.a_n.v_n \\ s_{2k} &= \sigma_1^{2k}.[(\frac{\sigma_1}{\sigma_1})^{2k}.a_1.v_1 + (\frac{\sigma_2}{\sigma_1})^{2k}.a_2.v_2 + \dots + (\frac{\sigma_n}{\sigma_1})^{2k}.a_n.v_n] \end{aligned} \quad (4.19)$$

e o vetor r , na iteração seguinte, será dado por

$$\begin{aligned} r_{2k+1} &= \sigma_1^{(2k+1)} \cdot a_1 \cdot u_1 + \sigma_2^{(2k+1)} \cdot a_2 \cdot u_2 + \dots + \sigma_n^{(2k+1)} \cdot a_n \cdot u_n \\ r_{2k+1} &= \sigma_1^{(2k+1)} \cdot \left[\left(\frac{\sigma_1}{\sigma_1} \right)^{(2k+1)} \cdot a_1 \cdot u_1 + \left(\frac{\sigma_2}{\sigma_1} \right)^{(2k+1)} \cdot a_2 \cdot u_2 + \dots + \left(\frac{\sigma_n}{\sigma_1} \right)^{(2k+1)} \cdot a_n \cdot u_n \right] \end{aligned} \quad (4.20)$$

No limite, quando k tende ao infinito, tem-se

$$s_{2k} = \sigma_1^{2k} \cdot a_1 \cdot v_1 \quad (4.21)$$

$$r_{2k+1} = \sigma_1^{(2k+1)} \cdot a_1 \cdot u_1 \quad (4.22)$$

Calculando-se a razão entre as normas euclidianas desses dois vetores, como u_1 e v_1 são vetores normais, obtém-se

$$\frac{\|s_{2k}\|_2}{\|r_{2k+1}\|_2} = \frac{\|\sigma_1^{2k} \cdot a_1 \cdot v_1\|_2}{\|\sigma_1^{(2k+1)} \cdot a_1 \cdot u_1\|_2} = \frac{|\sigma_1^{2k} \cdot a_1| \cdot \|v_1\|_2}{|\sigma_1^{(2k+1)} \cdot a_1| \cdot \|u_1\|_2} = \frac{1}{|\sigma_1^{-1}|} = \sigma_1 \quad (4.23)$$

De maneira semelhante ao cálculo do menor valor singular, estabelecido um critério de parada adequado, o método desenvolvido faz com que os vetores r e s convirjam para os vetores singulares à esquerda e à direita, respectivamente, associados ao maior valor singular σ_1 .

4.1.3 Cálculo do Vetor Tangente

Os elementos do vetor tangente indicam o grau de sensibilidade das tensões e ângulos das barras, dada uma variação de λ_k que parametriza o crescimento das cargas. A comparação dos elementos do vetor tangente fornece informações importantes sobre a dinâmica do colapso de tensão, indicando quais as barras mais atingidas pelo fenômeno.

Sejam as equações de fluxo de potência, com as cargas variando de acordo com uma parametrização λ_k , dada por $g(x, \lambda_k) = 0$, onde x é o vetor das tensões e

ângulos das barras. Se $\frac{\partial g}{\partial x}$ é não singular, então pode-se determinar x como função de λ_k de tal forma que a equação acima fica satisfeita, ou seja, $g(x(\lambda_k), \lambda_k) = 0$. O vetor tangente $\frac{dx}{d\lambda_k}$ pode ser obtido em um determinado ponto de equilíbrio (x_*, λ_{k*}) calculando-se a derivada desta equação com relação a λ_k :

$$\left. \frac{dg}{d\lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} = \left. \frac{\partial g}{\partial x} \cdot \frac{dx}{d\lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} + \left. \frac{\partial g}{\partial \lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} = 0 \quad (4.24)$$

A equação (4.24) pode ser escrita na forma:

$$\left. \frac{\partial g}{\partial \lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} = - \left. \frac{\partial g}{\partial x} \cdot \frac{dx}{d\lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} = -J \cdot \left. \frac{dx}{d\lambda_k} \right|_{(x_*, \lambda_{k*})} \quad (4.25)$$

onde a matriz dos coeficientes J é a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga.

Sendo os valores das cargas ativas e reativas das barras, onde as potências não aumentam, dadas pelas equações:

$$P_i^{esp} = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot P_{i0} \quad (4.26)$$

$$Q_i^{esp} = [a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot (\frac{V_i}{V_{0i}})^2] \cdot Q_{i0} \quad (4.27)$$

enquanto que as potências nas barras r , nas quais a carga cresce, são dadas pelas equações:

$$P_r^{esp} = [a_r + b_r \cdot \frac{V_r}{V_{0r}} + c_r \cdot (\frac{V_r}{V_{0r}})^2] \cdot [1 + \lambda_k \cdot K_{pr}] \cdot P_{r0} \quad (4.28)$$

$$Q_r^{esp} = [a_r + b_r \cdot \frac{V_r}{V_{0r}} + c_r \cdot (\frac{V_r}{V_{0r}})^2] \cdot [1 + \lambda_k \cdot K_{qr}] \cdot Q_{r0} \quad (4.29)$$

e sendo o sistema de equações do fluxo de carga $g(x, \lambda_k) = 0$ escrito na forma:

$$g(x, \lambda_k) = \begin{bmatrix} P_1^{esp}(x, \lambda_k) - P_1^{calc}(x) \\ \vdots \\ P_{pv+pq}^{esp}(x, \lambda_k) - P_{pv+pq}^{calc}(x) \\ Q_1^{esp}(x, \lambda_k) - Q_1^{calc}(x) \\ \vdots \\ Q_{pq}^{esp}(x, \lambda_k) - Q_{pq}^{calc}(x) \end{bmatrix} = 0 \quad (4.30)$$

com pv e pq sendo, respectivamente, o número de barras PV e o número de barras PQ do sistema, a derivada de $g(x, \lambda_k)$ com relação a λ_k , a partir da equação (4.30), é dada por:

$$\frac{\partial g}{\partial \lambda_k} = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial P_1^{esp}(x, \lambda_k)}{\partial \lambda_k} - \frac{\partial P_1^{calc}(x)}{\partial \lambda_k} \right) \\ \vdots \\ \left(\frac{\partial P_{pv+pq}^{esp}(x, \lambda_k)}{\partial \lambda_k} - \frac{\partial P_{pv+pq}^{calc}(x)}{\partial \lambda_k} \right) \\ \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_1^{esp}(x, \lambda_k)}{\partial \lambda_k} - \frac{\partial Q_1^{calc}(x)}{\partial \lambda_k} \right) \\ \vdots \\ \left(\frac{\partial Q_{pq}^{esp}(x, \lambda_k)}{\partial \lambda_k} - \frac{\partial Q_{pq}^{calc}(x)}{\partial \lambda_k} \right) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \left[a_r + b_r \cdot \frac{V_r}{V_{0r}} + c_r \cdot \left(\frac{V_r}{V_{0r}} \right)^2 \right] \cdot K_{Pr} \cdot P_{r0} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ \left[a_r + b_r \cdot \frac{V_r}{V_{0r}} + c_r \cdot \left(\frac{V_r}{V_{0r}} \right)^2 \right] \cdot K_{Qr} \cdot Q_{r0} \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

onde r é o índice da barra escolhida para o crescimento forçado de carga. O vetor $\frac{\partial g}{\partial \lambda_k}$ é o vetor de termos independentes do sistema linear (4.25).

O sistema (4.25) mostra que o vetor tangente pode ser calculado de maneira relativamente simples uma vez que é necessário apenas recalcular a matriz J com os valores das tensões e ângulos obtidos através do cálculo do fluxo de carga e resolver o sistema linear. Tal simplicidade já garantiria a vantagem do método do vetor tangente sobre o cálculo do auto-vetor à direita associado ao menor

autovalor da matriz jacobiana, que dá a mesma informação a um custo computacional maior. Além disso, as referências [SOUZA et al., 1997] e [SOUZA, 1998] mostram que o vetor tangente consegue identificar a barra mais afetada pelo crescimento da carga (barra crítica) bem antes do auto-vetor à direita associado ao menor autovalor.

Como se sabe, o vetor singular à direita associado ao menor valor singular da matriz jacobiana das equações de fluxo de carga também dá informações sobre a sensibilidade das variáveis de estado, dado um determinado aumento de carga. O capítulo 8 deste trabalho compara o uso do vetor tangente e do vetor singular à direita associado ao menor valor singular, para a identificação das barras mais afetadas pelo aumento da carga.

Capítulo 5

Identificação das Ilhas de Controle de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência

O conceito de coerência em sistemas elétricos de potência está normalmente associado às oscilações dos ângulos de abertura das máquinas rotativas (geradores, motores síncronos e compensadores síncronos). A extensão desse conceito às barras de carga foi proposto em [ALBERTO e BRETAS, 1999].

Um conjunto de geradores é considerado coerente se as máquinas que o compõem apresentarem um comportamento dinâmico semelhante, após o sistema ser submetido a uma perturbação. De maneira análoga, pode-se estender o conceito de coerência às barras de carga considerando como coerentes as barras cujas tensões e ângulos oscilam de maneira semelhante quando o sistema elétrico é submetido a alguma perturbação. A determinação dos grupos de barras coerentes é de extrema importância para entendimento da dinâmica do colapso de tensão e para a escolha das ações de controle de emergência, a serem tomadas pelos operadores do sistema elétrico, para reversão de uma tendência ao colapso. A identificação desses conjuntos de barras coerentes pode ainda, ser utilizado no cálculo das frequências nas barras de carga a partir das frequências nas barras de geração, permitindo o uso de modelos de cargas dependentes da frequência em estudos de estabilidade dinâmica.

5.1 Características das Ilhas de Controle de Tensão

A capacidade de transmissão de potência pelas linhas de transmissão depende, a princípio, das características físicas das linhas, tais como resistência e indutância série e capacitâncias “shunt”. Linhas de transmissão com valores elevados de impedância série apresentam pouca capacidade de transmissão de potência, e podem ser entendidas como interligações “fracas” entre as barras situadas nas suas extremidades. No caso de linhas de transmissão longas e sobrecarregadas a transmissão de potência reativa fica bastante reduzida, mesmo que a linha esteja submetida a um gradiente de tensão elevado. Tais características do transporte de potência reativa nos sistemas elétricos de potência faz com que os problemas de colapso de tensão sejam inicialmente restritos a algumas regiões do sistema, mas que tendem a se espalhar caso medidas corretivas apropriadas não sejam tomadas.

Um aumento de potência reativa demandada numa barra de carga deve ser suprido através do aumento da potência gerada nas barras de geração de potência reativa. Tal potência reativa deve, obviamente, ser transportada pelas linhas de transmissão que chegam a essa barra. Se assumirmos que essas linhas de transmissão têm capacidades de transporte de potência reativa diferentes, pode-se imaginar a barra de carga onde a potência demandada está aumentando, como sendo mais fortemente acoplada às barras que estão nas outras extremidades das linhas de transmissão de maior capacidade de transporte de potência reativa. Por outro lado, a reduzida capacidade de transmissão de potência das linhas “fracas”, faz com que pouca potência reativa possa ser entregue à barra de carga através dessas linhas. As barras interconectadas por linhas de transmissão de maior capacidade de transporte de potência tendem então a ter um comportamento semelhante dos níveis de tensão, caracterizando uma ilha de controle de tensão, devido ao maior fluxo de potência reativa que pode haver entre essas barras.

Graças à limitada capacidade de transferência de potência pelas linhas “fracas”, que por definição ligam as barras de uma ilha às outras barras do sistema, todo o aumento de potência exigida pelas barras de carga pertencentes a essa

ilha deve ser gerado localmente, pelos geradores, bancos de capacitores ou dispositivos FACTS, também pertencentes à mesma ilha. Dessa maneira, medidas de redespacho de potência gerada apresentam um resultado prático mais significativo para reversão de um colapso se os geradores estiverem conectados diretamente à mesma área de controle de tensão onde se verifica o incremento da potência de carga.

As ilhas de controle de tensão podem ser definidas como o conjunto de barras de carga do sistema, cujas tensões respondem coerentemente a mudanças nos níveis de potência demandadas pelas barras de carga pertencentes à mesma ilha.

A identificação dessas ilhas de controle de tensão também é importante no planejamento da locação de futuras unidades geradoras e de bancos de capacitores para compensação local de reativos.

5.2 Metodologia Implementada Para Identificação das Ilhas de Controle de Tensão

O método proposto para a determinação das ilhas de controle de tensão foi idealizado a partir de observações experimentais. Trata-se de uma adaptação do trabalho proposto em [ALBERTO e BRETAS, 1999] para determinação dos conjuntos de barras de carga cujas frequências e tensões oscilam de maneira coerente.

Duas barras de carga são coerentes se estas são influenciadas de maneira semelhante, pelos mesmos geradores do sistema elétrico. Intuitivamente, pode-se dizer que barras coerentes devem estar eletricamente acopladas aos mesmos geradores. O conceito de acoplamento elétrico é a base do método proposto e as informações sobre o acoplamento elétrico entre as barras são extraídas da matriz de impedância nodal Z_{bus} .

Para calcular o acoplamento elétrico entre uma barra de carga k e um gerador j , curto-circuitam-se as f.e.m.s de todos os geradores, com exceção do gerador j . Desta forma, mede-se a capacidade de influência do gerador j sobre a barra k , de maneira isolada. O acoplamento elétrico é determinado pela relação:

$$C(j, k) = \left| \frac{Z_j(k, j)}{Z_{jj, j}} \right| \quad (5.1)$$

onde $Z_j(k, l)$ é o elemento (k, l) da matriz Zbus na qual apenas o gerador j não foi curto-circuitado. As cargas são inseridas na matriz por uma impedância equivalente determinada pela equação:

$$Z_{busk} = \frac{S_k^*}{V_k^2} \quad (5.2)$$

com o conjugado da potência aparente S_k^* sendo determinado através da utilização do modelo ZIP de cargas segundo a equação:

$$S_k^* = \left\{ \left(a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot \left(\frac{V_i}{V_{0i}} \right)^2 \right) \cdot P_{0i} + j \cdot \left(a_i + b_i \cdot \frac{V_i}{V_{0i}} + c_i \cdot \left(\frac{V_i}{V_{0i}} \right)^2 \right) \cdot Q_{0i} \right\}^* \quad (5.3)$$

Fazendo o cálculo para todos os geradores do sistema tem-se um vetor que indica o grau de influência que cada gerador tem sobre a carga do barramento k . Este vetor é chamado de vetor de acoplamentos da barra de carga k .

$$C_k = [C(1, k), C(2, k), \dots, C(j, k), \dots, C(n, k)]^T \quad (5.4)$$

Calculando-se os vetores de acoplamento para todas as barras obtém-se uma matriz C , de vetores de acoplamentos:

$$C = [C_1, C_2, \dots, C_n] \quad (5.5)$$

Uma vez que barras de carga coerentes devem ser influenciadas pelos mesmos geradores, os vetores de acoplamentos dessas barras devem apontar na mesma direção. A normalização desses vetores faz com que o produto escalar entre dois destes vetores seja próximo de 1 para barras coerentes ou próximos de zero para barras não coerentes. Cria-se uma matriz W dos índices de coerência entre as barras, onde cada elemento $0 < W_{ij} < 1$ é o resultado do produto escalar entre

o vetor de coerência da barra i e o da barra j . A matriz W é portanto calculada através da multiplicação de C pela sua transposta:

$$W = C^T.C \quad (5.6)$$

A matriz W estabelece, portanto, o grau de acoplamento entre as várias barras de carga. Estabelecendo-se um valor limite γ , arbitrário, pode-se dizer que se o elemento W_{ij} for maior que γ , então as barras i e j estão fortemente acopladas. Com um critério de classificação das barras baseado nos valores dos W_{ij} pode-se separar as barras em grupos distintos.

A separação das barras em ilhas é feita segundo o algoritmo mostrado abaixo:

- 1- Número de áreas = 0.
- 2- Para um certo valor de γ previamente escolhido, determina-se para cada barra i de carga ainda não classificada, qual é o conjunto de barras j 's , também não classificadas, que estão fortemente acopladas a barra i (barras não classificadas tais que $W_{ij} > \gamma$).
- 3- Seleciona-se entre as barras não classificadas aquela que possui o maior conjunto de barras fortemente acopladas a ela. Seja esta a barra k .
- 4- Incrementa-se o número de áreas $NA=NA+1$ e associa-se a área NA à barra k .
- 5- Para cada barra l pertencente ao conjunto das barras fortemente acopladas à barra k , verifica-se se todas as barras fortemente acopladas à barra i também o são a barra k . Se isso acontecer, a barra l é classificada como pertencente a área NA . Caso contrário a barra l é classificada como uma barra de transição entre duas áreas de controle de tensão.
- 6- Se ainda existirem barras não classificadas, retornar para o item 2.

Capítulo 6

Identificação das Ilhas de Controle de Tensão - Resultados das Simulações

Este capítulo apresenta os resultados das simulações realizadas com o sistema IEEE 39 barras (New England), que é mostrado na figura 6.1.

São mostrados os gráficos das tensões nas barras de carga em função da potência ativa consumida na barra de carga estressada (que tem as suas potências aumentadas). Os testes apresentados foram realizados com as barras 7,8 e 26 do sistema de 39 barras. A fim de se estudar os efeitos dos modelos de cargas de potência constante e dependentes da tensão (modelo ZIP), bem como os efeitos dos limitadores de reativo dos geradores e da repartição do incremento de potência ativa consumida pelas barras de carga entre os geradores, as barras escolhidas para as simulações foram testadas considerando-se cada uma dessas características de maneira isolada e também combinadas. Os gráficos são apresentados aos pares de forma a se explicitar as diferenças provenientes da inclusão de cada uma das características consideradas.

Devido à dificuldade de obtenção dos limites reais de potência reativa dos geradores do sistema IEEE 39 barras, optou-se, sem prejuízo para a análise dos efeitos de tais limites, por considerar como valor de potência reativa máxima fornecida pelos geradores a metade da potência ativa do caso base de carga.

Figura 6.1: Sistema IEEE 39 barras (New England).

As curvas apresentadas foram obtidas através do aumento gradual da carga em uma direção de aumento determinada pelos índices K_{P_i} e K_{Q_i} , descritos na seção referente a modelagem de carga. Para cada situação de carga, ou seja, para cada conjunto de valores de potências consumidas, calcula-se o fluxo de carga do sistema, determinando-se as tensões e ângulos dos nós da rede. Com as tensões e ângulos obtidos, calcula-se novamente a matriz jacobiana do sistema e determina-se o menor valor singular, o maior valor singular e a razão entre o menor e o maior valor singular.

O tamanho do incremento da potência demandada entre duas situações de carga consecutivas, determinado também pelos valores dos índices K_{P_i} e K_{Q_i} , foi ajustado caso a caso, devido à necessidade de se obter uma relação adequada entre o número de fluxos de carga calculados e o tamanho do incremento de carga, que deve ser necessariamente pequeno, principalmente próximo ao ponto de colapso.

Nas simulações apresentadas optou-se por promover o crescimento das potências ativa e reativa em uma barra de carga de cada vez, mantendo-se o fator de potência constante ($K_{P_i} = K_{Q_i}$). O erro do processo iterativo para o cálculo do fluxo de carga foi fixado em 0,001.

As ilhas de colapso de tensão determinadas pelo programa foram calculadas considerando-se um valor limite de acoplamento γ de 0,91 e são mostradas em tabelas alocadas nas seções correspondentes a cada simulação estudada. Observou-se que, especialmente quando os limites de reativo dos geradores são atingidos, a distribuição das barras pelas ilhas muda, às vezes de forma considerável. Especialmente nas simulações onde foram considerados os limites de reativo, optou-se por mostrar apenas algumas das classificações de ilhas de controle de tensão calculadas devido às constantes mudanças verificadas nestas classificações. Para efeito de comparação, os gráficos de tensão trazem destacados os conjuntos de barras 4,5,6,7 e 8 (apresentadas em vermelho) e das barras 10,11,12,13 e 14 (em vermelho escuro) por serem quase sempre classificadas na mesma ilha. Por terem os maiores geradores do sistema (inclusive a barra de referência) acoplados diretamente às suas barras, estas ilhas apresentam, quase sempre, um valor elevado

de potência reativa circulando por suas linhas de transmissão. Também são destacadas as barras que pertencem à ilha da barra 26 (em azul), quando esta é a barra estressada.

Nas simulações onde se faz a repartição entre os geradores do incremento de potência ativa consumida pelas barras de carga, optou-se por manter a potência do gerador 1 fixa no seu valor nominal, já que se trata de um equivalente do resto do sistema elétrico que está acoplado à barra 39. Pode-se entender tal situação como uma interligação entre duas empresas concessionárias onde o fluxo de potência deve ser mantido constante por questões comerciais.

Os modelos de carga apresentados são, principalmente, os modelos de potência constante (chamado de ZIP 100) e o modelo de carga ZIP considerando-se 20% de potência constante e 80% de impedância constante (chamado de ZIP 208). Como ilustração também é apresentada a simulação da barra 26 considerando-se uma carga ZIP de impedância constante pura (ZIP 001).

6.1 Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa

6.1.1 Simulação 1 - Barra de Carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

As tabelas abaixo apresentam as ilhas de colapso de tensão calculadas à medida que as potências ativa e reativa na barra 7 são aumentadas. Como se verá também nos outros casos apresentados a seguir, por se tratar de uma simulação com modelo de carga de potência constante, as ilhas não apresentam mudanças muito significativas devido ao aumento da carga.

A primeira tabela apresentada mostra a divisão das ilhas de controle de tensão calculadas no caso base de carga.

Potência ativa na barra 7 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Aumentando-se as potências ativas e reativas apenas na barra 7 observa-se a divisão da ilha 1 original, com as barras 10,11,12,13 e 14 sendo classificadas como barras de transição e se separando das barras 4,5,6,7 e 8.

Potência ativa na barra 7 de 7.74 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

O primeiro gráfico mostrado na figura 6.2 confirma o cálculo mostrando que as barras 4,5,6,7 e 8, mostradas em vermelho, tendem a se separar das barras 10,11,12,13 e 14 que são mostradas em vermelho escuro. Vale ressaltar que as barras 10,11,12,13 e 14, mesmo classificadas como barras de transição, não deixam de apresentar um comportamento próximo ao das barras 4,5,6,7 e 8. Tal fato se repetirá nos outros testes apresentados, mostrando que as ilhas calculadas em condições de pouca carga podem ser encaradas como uma tendência de agrupamento das cargas que devem ser levadas em consideração na análise do caso simulado.

6.1.2 Simulação 2 - Barra de Carga 7 Com Modelo de Carga ZIP 208

Considerando-se o modelo de carga ZIP com 20% de potência constante e 80% de impedância constante, observou-se uma maior variação nas classificações das barras de carga. São apresentados nas tabelas a seguir todas as divisões de ilhas calculadas. As ilhas calculadas nas potências de 21,04 , 20,09 , 20,05 e 19,03 pu MW , correspondem a situações de carga que ocorreram após o nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 7 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 2,33 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 21,04 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	7 e 8
6	26 e 27
7	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 20,09 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12 e 13
2	15,16 e 17
3	7 e 8
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 20,05 pu MW	
Ilha	Barras
1	5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	10,12 e 13
4	21, 22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 19,03 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	5,6,7 e 8
4	21, 22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

As tabelas podem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.2.

6.1.3 Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

O aumento de carga ativa e reativa na barra 8, considerando-se o modelo de potência constante, apresenta um comportamento similar ao verificado na barra 7 com potência constante, sendo observado apenas uma variação na divisão das barras em ilhas. As duas divisões calculadas são apresentadas nas tabelas abaixo.

Potência ativa na barra 8 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Aumentando-se as potências ativas e reativas apenas na barra 8 vê-se a mesma tendência apresentada na simulação com a barra 7, que é a divisão da ilha 1 original, com as barras 10,11,12,13 e 14 sendo classificadas como barras de transição e se separando das barras 4,5,6,7 e 8.

Potência ativa na barra 8 de 11,26 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

As tabelas podem ser comparadas com o gráfico superior da figura 6.3.

6.1.4 Simulação 4 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

O aumento das potências ativa e reativa na barra 8, considerando-se o modelo de carga ZIP com 20% de potência constante e 80% de impedância constante levou o programa a calcular duas classificação das ilhas além da distribuição do caso base de carga. A ilha calculada na potência de 19,07 pu MW, corresponde a uma situação de carga que ocorreu após o nariz da curva PV.

As tabelas apresentadas a seguir podem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.3.

Potência ativa na barra 8 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Nota-se aqui, além da tendência a separação da ilha 1 original, a exclusão da barra 4, que passa a ser classificada como barra de transição.

Potência ativa na barra 8 de 5,22 pu MW	
Ilha	Barras
1	5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	10,12 e 13
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

Potência ativa na barra 8 de 19,07 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	5,6,7 e 8
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

6.1.5 Simulação 5 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

A barra de carga 26 foi escolhida por pertencer a outra região do sistema, a fim de se demonstrar o efeito do aumento das potências ativas e reativas em outra ilha do sistema.

A carga aumentada na barra 26 levou o programa a calcular apenas mais uma classificação das barras em ilhas. As tabelas mostradas a seguir devem ser comparadas com o gráfico superior da figura 6.4.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 17,61 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

A análise do gráfico das tensões mostra que as barras de carga pertencentes à ilha 5 (barras 26 e 27) colapsam com perfis de tensão semelhante.

Vale observar também que a barra 26, mesmo sendo a barra estressada, não sofre a maior redução de tensão. Tal característica fica com as barras da ilha 1 que, por ter grandes geradores acoplados às suas barras (inclusive a barra de referência), transporta em suas linhas de transmissão a maior parte do fluxo de potência ativa e reativa que é enviado à barra 26.

6.1.6 Simulação 6 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

O efeito do aumento da potência na barra de carga 26 considerando-se o modelo ZIP com 20% de potência constante e 80% de impedância constante é mostrado

nas tabelas abaixo que devem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.4. O programa calculou apenas mais uma distribuição (após o nariz da curva PV) além do caso base de carga.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 22,61 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	28 e 29

Neste caso, as barras mais afetadas pela queda de tensão devido a um aumento das potências consumidas nas barras de carga são as barras 26 e 27 que pertencem à ilha 5. A separação entre as barras 26 e 27, que passam a ser classificadas como barras de transição, também pode ser verificada no gráfico das tensões a partir do nariz da curva PV que está localizado um pouco além da potência de 22,61 pu MW da segunda classificação de ilha.

6.1.7 Simulação 7 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001

De forma ilustrativa é apresentado o gráfico obtido com o aumento da potência ativa e reativa na barra 26 considerando-se o modelo de cargas ZIP com 100% de

impedância constante.

São apresentadas todas as divisões das barras em ilhas de controle de tensão calculadas pelo programa. As tabelas devem ser comparadas com o gráfico 6.5, que por ser diferente do padrão apresentado até aqui, é mostrado isolado. As ilhas calculadas nas potências de 23,45 e 21,88 pu MW, correspondem a situações de carga que ocorreram após o nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 23,45 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
6	28 e 29

Verifica-se aqui a repetição da tendência de separação das barras 26 e 27, já observada no caso da simulação com as cargas ZIP 208, a partir do nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 26 de 21,88 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16,17 e 27
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	28 e 29

6.2 Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores

Analisa-se nesta seção o efeito da repartição do incremento da carga de potência ativa consumida nas barras de cargas, pelos geradores do sistema.

Devido à proximidade da barra 7 e da barra 8, optou-se por apresentar apenas os resultados das simulações realizadas com esta última. Apresenta-se ainda as simulações realizadas com a barra 26, já que esta barra está localizada em uma ilha distinta daquela da barra 8. Os gráficos são apresentados também aos pares, assim como na seção anterior. Cada uma das barras foi simulada considerando-se as cargas como sendo de potência constante (ZIP 100) e dependentes da tensão com 20% de potência constante e 80% de impedância constante (ZIP 208). Foram repetidos os mesmos padrões de crescimento de carga das simulações já apresentadas, de tal forma que os gráficos mostrados podem ser comparados com os seus equivalentes da seção anterior.

6.2.1 Simulação 8 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 100

As duas classificações de barras calculadas são apresentadas nas tabelas a seguir e devem ser comparadas com o gráfico superior da figura 6.6.

Potência ativa na barra 8 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 8 de 11,42 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Novamente a separação das barras 10,11,12,13 e 14 que se desgarram da ilha 1 do caso base pode ser notada no gráfico das tensões. Note-se que mesmo as barras 10,11,12,13 e 14 sendo classificadas como barras de transição, elas ainda sofrem os efeitos do aumento das cargas da barra 8 de maneira bastante semelhante.

6.2.2 Simulação 9 - Barra de Carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

Neste caso, as cinco classificações de ilhas calculados pelo programa são mostradas na sequência e devem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.6. As ilhas calculadas nas potências de 23,68 e 21,03 pu MW, correspondem a situações de carga que ocorreram após o nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 8 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 8 de 12,12 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7 e 8
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 8 de 23,68 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12 e 13
2	15,16 e 17
3	7 e 8
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

Potência ativa na barra 8 de 21,03 pu MW	
Ilha	Barras
1	10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	5,6,7 e 8
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	26 e 27
7	28 e 29

Note-se aqui o fato das barras 7 e 8 não se separarem em nenhum momento, conforme mostra o gráfico das tensões (as barras 7 e 8 são, respectivamente, a curva mais inferior e a imediatamente acima desta no ponto de colapso).

6.2.3 Simulação 10 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Nesta simulação o programa calculou apenas uma classificação das barras de carga desde o caso base até o ponto de colapso. A tabela apresentada deve ser comparada com o gráfico superior da figura 6.7.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Comparando-se o resultado apresentado no gráfico da simulação com a repartição do incremento de potência ativa consumida pelas cargas com o obtido

na simulação sem repartição (gráfico superior da figura 6.4), vê-se que o fato da queda de tensão ser mais sentida nas barras 4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14 do que nas barras 26 e 27, não se repete na simulação onde é considerada a repartição de carga. Tal fato pode ser explicado uma vez que, sem repartição de carga pelos geradores, todo o incremento de potência ativa consumida pelas cargas do sistema é fornecido pela barra de referência, que é a barra 31 (que está diretamente acoplada a barra 6 pertencente a ilha 1). Tal situação causa um fluxo de potência ativa intenso, e pouco realístico, pelas linhas de transmissão que conectam as barras de carga da ilha 1, causando o decréscimo do nível de tensão nestas barras.

Vale observar também o fato das barras 26 e 27 permanecerem unidas durante toda a simulação conforme prevê o cálculo da classificação das ilhas.

6.2.4 Simulação 11 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

O aumento das potências ativa e reativa na barra de carga 26 levou o programa a calcular apenas duas classificações de ilha. As duas tabelas apresentadas devem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.7. A carga de 22,14 pu MW mostrada corresponde a um ponto de operação após o nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	26 e 27
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 22,14 pu MW	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16,17 e 27
3	21,22 e 23
4	1 e 9
5	28 e 29

A separação das barras 26 e 27, que passam a ser classificadas como barras de transição a partir da potência de 22,14 pu MW, é confirmada pelo gráfico das tensões (figura 6.7), onde se pode perceber um aumento da diferença da tensão entre essas duas barras a partir do nariz da curva PV apresentada.

6.3 Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sistema

O principal efeito da inclusão do modelo de limitadores de potência reativa dos geradores do sistema é o aumento do número de classificações das ilhas de controle de tensão realizadas. Isto ocorre uma vez que as barras de geração PV que alcançam os limites de reativo passam a ser tratadas como barras de carga PQ e são incluídas na divisão das ilhas, provocando algumas vezes alterações significativas. Mudanças semelhantes também ocorrem quando uma barra PV que estava operando no limite de potência reativa, e portanto estava momentaneamente classificada como barra PQ, volta a ser uma barra PV comum, deixando portanto, de ser classificada em alguma ilha de controle de tensão.

Optou-se por mostrar os efeitos dos limitadores de potência reativa dos geradores sobre as simulações realizadas com a barra 7 com o modelo de potência constante (ZIP 100) e com a barra 26 considerando-se um modelo de carga ZIP com 20% de potência constante e 80% de impedância constante. Desprezou-se aqui o efeito da repartição da potência ativa consumida entre os geradores. Apesar

de representarem as tensões de barras distintas, os dois gráficos são apresentados na figura 6.8.

É importante notar que os valores dos limites de potência reativa adotados fazem com que o gerador 30 atinja o seu limite de potência reativa já no caso base de carga. Tal fato não modifica a análise qualitativa que se quer fazer do problema. Uma simulação mais exata, do ponto de vista quantitativo, deveria levar em consideração os limites reais de potência reativa dos geradores.

As curvas de tensão mostradas nesta seção não obedecem ao mesmo padrão de cores dos gráficos anteriores. Devido a inclusão das barras PV nos gráficos apresentados, optou-se por fazer com que as curvas apresentassem padrões de cores e de tipos de linhas diferentes.

6.3.1 Simulação 12 - Barra de Carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100

Como já comentado previamente, o modelo de limitador de potência reativa dos geradores causa um aumento considerável no número de classificações de ilhas calculadas. Apresenta-se aqui todas as cinco divisões calculadas com esta simulação e que devem ser comparadas com o gráfico superior da figura 6.8.

Potência ativa na barra 7 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 9,92 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 11,04 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	17 e 18
3	35,22 e 23
4	30,2 e 5
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 11,35 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	17 e 18
3	35,22 e 23
4	30,2 e 5
5	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 13,69 pu MW	
Ilha	Barras
1	39,32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	35,21,22 e 23
4	26 e 27
5	30,2 e 25
5	28 e 29

Observe que no gráfico referente a este caso (figura 6.8) as barras que formam o grupo mais inferior de tensões são as barras 7,8,5,6,12,11,4,8,10,13,32 e 14 (seguindo a ordem de baixo para cima) confirmando a inclusão da barra 32 na ilha de controle de tensão 1. A barra PV 39 não apresenta o mesmo nível de tensão das demais barras da ilha 1 devido a só atingir o limite de potência reativa já bastante próximo do ponto de colapso (potência de 13,69 pu MW na barra 7).

6.3.2 Simulação 13 - Barra de Carga 26 com Modelo ZIP 208

Nesta simulação os efeitos dos limitadores de reativo aliados aos do modelo de carga ZIP 208 fizeram com que o programa calculasse oito classificações em ilhas de controle de tensão. Optou-se por apresentar apenas três dessas classificações, que são o caso base de carga e as classificações calculadas com as potências de 16,05 (valor intermediário de potência) pu MW e 18,45 pu MW (por ser um dos últimos fluxos de carga calculados). As três tabelas devem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.8. É importante salientar que mesmo nas tabelas não apresentadas, a barra 26 não aparece, uma vez que foi sempre classificada como barra de transição. A potência de 18,45 pu MW na barra 26 foi alcançada após o nariz da curva PV.

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 16,05 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	37,30,2,17,18 e 25
3	35,22 e 23
4	28 e 29
5	1 e 9

Potência ativa na barra 26 de 18,45 pu MW	
Ilha	Barras
1	37,30,2,3 e 25
2	35,21,22 e 23
3	5,6,7,8 e 11
4	34, 19 e 20
5	1 e 9

6.4 Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Reativa

Com o objetivo de testar a influência da ação conjunta dos limitadores de potência reativa dos geradores e da repartição do incremento de potência ativa, simulou-se o aumento das potências ativa e reativa nas barras de carga 7 e 26, considerando-se os modelos de potência constante. Como nos casos da seção anterior, o número de classificações de ilhas calculadas é elevado e optou-se, novamente, por mostrar apenas algumas das tabelas levantadas.

Os dois gráficos são mostrados na figura 6.9.

6.4.1 Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo ZIP 100

Apresenta-se aqui as classificações calculadas para os valores de potências consumidas na barra 7, referentes ao caso base de carga e às potências de 13,01 (valor intermediário de potência) e 17,74 pu MW (último fluxo de carga calculado). As três tabelas devem ser comparadas com o gráfico superior da figura 6.9.

Os saltos verificados nos níveis de tensão nas barras, principalmente nas proximidades do ponto de colapso, podem ser explicados pelo fato de alguns geradores atingirem o limite de potência reativa gerada, passando portanto à condição de barras PQ, e depois voltarem a condição de barra PV quando a potência consumida pelas barras de carga do sistema é redistribuída entre os geradores. Pode-se observar o efeito descrito de maneira bastante clara na barra 36 (curva de tensão verde, na parte superior do gráfico), que passa a barra de carga e logo depois retorna à condição de barra PV em torno da potência de 14 pu MW na barra 7.

Potência ativa na barra 7 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 13,01 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	17 e 18
3	35,22 e 23
4	30,2 e 5
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 7 de 17,74 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	17,26 e 27
3	28 e 29

Observando-se o gráfico das tensões, vê-se que no ponto de colapso as tensões são, de baixo pra cima, correspondentes às barras 7,8,5,6,13,12,11,4,14,32 e 10, o que confirma o cálculo de classificação da ilha 1 na potência de 17,74 pu MW.

Comparando-se ainda a simulação com repartição de carga e limites de reativo com a que desconsiderou a repartição de carga, apresentada no gráfico superior da figura 6.8, percebe-se que as maiores oscilações das tensões nas barras se dão apenas a partir da potência de 14 pu MW, que é a potência máxima atingida pela simulação que não considera a repartição de carga.

6.4.2 Simulação 15 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Novamente devido à ação conjunta do efeito das repartições do incremento de potência ativa pelos geradores e dos limitadores de potência reativa, o programa calculou várias classificações de ilhas de controle de tensão. Novamente optou-se por apresentar apenas as classificações do caso base de carga e das potências de 12,01 pu MW (por ser um valor intermediário de potência), 14,58 pu MW e 14,66 pu MW (por ser referente ao último fluxo de carga calculado) na barra 26. Os resultados são apresentados nas tabelas a seguir, que devem ser comparadas com o gráfico inferior da figura 6.9

Potência ativa na barra 26 - Caso Base	
Ilha	Barras
1	4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15,16 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 12,01 pu MW	
Ilha	Barras
1	32,4,5,6,7,8,10,11,12,13 e 14
2	15 e 17
3	30,2 e 25
4	21,22 e 23
5	1 e 9
6	28 e 29

Potência ativa na barra 26 de 14,58 pu MW	
Ilha	Barras
1	36,33,34,37,35,30,2,3,16,17,18,19,20,21,22,23,24 e 25
2	28 e 29
3	1 e 9

Potência ativa na barra 26 de 14,66 pu MW	
Ilha	Barras
1	39,32,1,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14 e 15
2	26,28 e 29

Nesta simulação percebe-se uma característica do método que se repetiu também nas outras simulações realizadas considerando-se a repartição de carga e os limites de reativo dos geradores. Percebe-se que, já bem próximo do colapso, na potência de 14,58 pu MW, o programa ainda classificou a barra 26 como sendo barra de transição. A partir daí e até o último fluxo de carga calculado em 14,66 pu MW, o programa passa a classificar a barra 26 como pertencente a ilha 2, juntamente com as barras 28 e 29. Entretanto, percebe-se através da análise do gráfico inferior da figura 6.9 que, no ponto de colapso a barra 26 possui um nível de tensão bastante inferior àquele verificado nas barras 28 e 29 (que por sua vez apresentam perfis de tensão semelhante). Tal inconsistência no cálculo deve estar relacionada às variações decorrentes das instabilidades de algumas barras PV que, a partir desse ponto, alternam constantemente, de barras PV a PQ e novamente a PV. Tal suspeita é suportada pelo fato de tal comportamento só ter sido observado nas simulações onde a repartição de carga e os limites de potência reativa dos geradores foram considerados em conjunto.

Figura 6.2: Tensões x P na barra 7. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo

Figura 6.3: Tensões x P na barra 8. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo

Figura 6.4: Tensões x P na barra 26. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, sem repartição de carga ou limitadores de reativo

Figura 6.5: Tensões x P na barra 26. Modelo ZIP 001, sem repartição de carga ou limitadores de reativo

Figura 6.6: Tensões x P na barra 8. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, com repartição de carga e sem limitadores de reativo

Figura 6.7: Tensões x P na barra 26. Modelos ZIP 100 e ZIP 208, com repartição de carga e sem limitadores de reativo

Figura 6.8: Tensões x P na barra 7 (ZIP 100) e na barra 26 (ZIP 208), sem repartição de carga e com limitadores de reativo

Figura 6.9: Tensões x P na barra 7 (ZIP 100) e na barra 26 (ZIP 100), com repartição de carga e com limitadores de reativo

Capítulo 7

Menores Valores Singulares e Razão Entre o Maior e o Menor Valores Singulares - Resultados das Simulações

Neste capítulo são mostrados os gráficos levantados dos menores valores singulares e das razões entre o menor e o maior valores singulares (chamada, de agora em diante, de RMMVS - Razão do Menor pelo Maior Valor Singular) da matriz jacobiana das equações de fluxo de carga, em função da potência ativa consumida na barra de carga estressada (que tem as suas potências aumentadas).

Os gráficos aqui apresentados foram gerados a partir das mesmas simulações apresentadas no capítulo anterior, valendo portanto, todas as condições de simulação já explicitadas. Os resultados são apresentados na mesma ordem do capítulo anterior. A cada simulação corresponderá uma figura que trará um par de gráficos referentes ao menor valor singular e a RMMVS em função da potência ativa na barra estressada.

O erro considerado na sub-rotina de iteração das potências inversas para o cálculo do menor valor singular foi de 0,00001 (o mesmo utilizado na referência [LOF et al., 1992]) enquanto que o maior valor singular é calculado com uma

tolerância de 0,001.

A investigação do comportamento das RMMVS mostrou que, ao contrário do desejado, tais curvas não apresentam um comportamento mais suave ou previsível do que a curva dos menores valores singulares correspondentes.

7.1 Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP, Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa

7.1.1 Simulação 1 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Como pode ser observado também nos gráficos do menor valor singular e da RMMVS seguintes, as simulações sem repartição de carga e sem limites de potência reativa dos geradores levam a gráficos mais suaves, tais como os apresentados neste caso.

O resultado do aumento das potências ativa e reativa na barra 7 pode ser visto no gráfico 7.1. Vê-se que à medida que a potência consumida pela carga vai sendo aumentada, os valores, tanto do menor valor singular quanto da RMMVS, vão sendo reduzidos gradualmente até valores próximos de zero. A redução mais acentuada do menor valor singular e da RMMVS nas imediações do ponto de colapso pode ser vista nos gráficos da figura 7.1, a partir de aproximadamente 14,5 pu MW.

7.1.2 Simulação 2 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 208

O efeito da inclusão do modelo de carga ZIP com 80% de potência constante e 20% de impedância constante sobre os gráficos do menor valor singular e da RMMVS pode ser visto na figura 7.2.

A característica mais notável do gráfico é o aumento do nível do menor valor singular e da RMMVS imediatamente após a potência atingir o nariz da curva PV. Supõe-se que tal característica deve ser atribuída ao fato das potências nas barras de cargas, com este modelo ZIP, serem reduzidas a partir do nariz da curva PV, o que aliviaria por alguns instantes o efeito do crescimento da potência demandada na barra 7. Entretanto, a continuação do crescimento da potência demandada na barra 7 acabaria por levar o sistema ao colapso de tensão, como pode ser verificado nos gráficos apresentados, onde se vê a redução brusca do menor valor singular e da RMMVS.

A forma de “laço” das figuras se deve, obviamente, à redução do nível da potência ativa consumida verificada a partir do nariz da curva PV. Os gráficos do menor valor singular ou da RMMVS em função de um parâmetro monotonicamente crescente, tal como o λ_k de crescimento da carga (descrito na seção referente aos modelos de carga utilizados), não apresentam a característica de retorno da curva, mantendo entretanto, o efeito da elevação do valor do índice após o nariz da curva PV.

7.1.3 Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Verifica-se aqui os mesmos efeitos já discutidos na simulação da barra 7 com potência constante. Os gráficos da figura 7.3 mostram a redução brusca tanto do menor valor singular quanto da RMMVS após a potência de 16 pu MW na barra 8.

7.1.4 Simulação 4 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

Como pode ser observado, e como já era esperado devido as barras pertencerem à mesma ilha e as simulações terem sido realizadas com o mesmo modelo de carga ZIP, os gráficos do menor valor singular e da RMMVS em função da potência

ativa na barra 8, mostrados na figura 7.4, apresentam formas semelhantes às aquelas encontradas na simulação 2 (barra 7 com modelo ZIP 208). Pode-se ver o mesmo efeito de aumento dos valores dos índices após o nariz da curva PV e a brusca redução que antecede o ponto de colapso, tal como acontece nos gráficos da figura 7.2.

7.1.5 Simulação 5 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Seguindo o mesmo padrão já verificado nas simulações com as cargas de potência constante, o aumento das potências ativas e reativas na barra 26 produziu os gráficos de menor valor singular e RMMVS mostrados na figura 7.5, que apresentam a redução acentuada das curvas após a potência de 14,5 pu MW, aproximadamente.

7.1.6 Simulação 6 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

Os gráficos mostrados na figura 7.6 trazem o mesmo efeito do aumento do menor valor singular e da RMMVS (já verificado nas outras simulações onde se tem o modelo de carga ZIP 208), após o nariz da curva PV, ainda que de maneira mais pronunciada do que nas figuras 7.2 e 7.4. Vê-se também o rápido declínio das duas curvas nos pontos que precedem o colapso de tensão.

7.1.7 Simulação 7 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001

Os efeitos do modelo de carga ZIP com 100% de impedância constante sobre os gráficos do menor valor singular e da RMMVS podem ser observados na figura 7.7.

Apesar da forma dos gráficos permanecer a mesma daqueles mostrados na figura 7.6, com o menor valor singular e a RMMVS assumindo valores maiores

que os verificados no nariz da curva PV para os casos de potência consumida imediatamente subsequentes, percebe-se na comparação entre as duas figuras que o modelo de carga ZIP com 100% de impedância constante produz um alongamento da região das curvas onde o menor valor singular e a RMMVS crescem. Tal fato está de acordo com a hipótese apresentada para justificar o aumento do menor valor singular e da RMMVS a partir do efeito do modelo de carga dependente da tensão utilizado na simulação.

7.2 Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores

O fato mais significativo observado com a inclusão da repartição do incremento da potência consumida pelas cargas entre os geradores é o efeito estabilizador que se verifica com relação aos níveis de tensão nas barras de carga e sobre os gráficos do menor valor singular e da RMMVS em função da potência consumida na barra estressada. A análise dos gráficos a seguir mostra de maneira clara, que as simulações onde foram consideradas as repartições de carga apresentam, para um mesmo valor de potência consumida na barra estressada, valores singulares e RMMVS bem mais elevados do que naqueles casos em que o modelo da repartição de cargas não foi considerado. É interessante notar todavia que, as reduções do menor valor singular e da RMMVS verificadas próximos do ponto de colapso tendem a ficar ainda mais abruptas, o que dificultaria ainda mais a utilização do menor valor singular ou da RMMVS como índices de colapso de tensão.

7.2.1 Simulação 8 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Os efeitos da repartição do incremento da potência ativa consumida pelas cargas entre os geradores podem ser notados comparando-se os gráficos da figura 7.8, onde é considerada a repartição da carga, e aqueles apresentados na figura 7.3, referentes à simulação sem repartição de carga.

O detalhe mais marcante é a manutenção dos valores do menor valor singular e da RMMVS em níveis mais elevados para os mesmos valores de potência. Observando o gráfico do menor valor singular na figura 7.3, onde a simulação não levou em conta a repartição da carga pelos geradores, pode-se verificar que, no limite de estabilidade de tensão, aproximadamente em 19,6 pu MW na barra 8, o menor valor singular tem o valor próximo a 0,05. Para o mesmo valor de potência ativa consumida na barra 8, levando-se em conta a repartição de carga, vê-se na figura 7.8 que o menor valor singular ainda tem um valor em torno de 0,58, considerado bastante elevado. A análise dos gráficos referentes à relação entre o menor e o maior valores singulares também deixa claro que tal efeito se repete com a RMMVS.

7.2.2 Simulação 9 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

O efeito da inclusão da repartição de carga nas simulações, considerando-se o modelo de carga ZIP 208, sobre o menor valor singular e sobre a RMMVS pode ser observado comparando-se os gráficos da figura 7.9 com os gráficos resultantes da simulação 4, mostrados na figura 7.4.

A combinação da carga ZIP 208 e da repartição de carga resulta em uma mudança qualitativa no formato das curvas obtidas nas duas simulações. Pode-se observar no gráfico do menor valor singular da figura 7.9 que o efeito do aumento do menor valor singular após o nariz da curva PV é eliminado. Apesar disso, a redução que se verifica é suave até as proximidades do ponto de colapso de tensão onde ocorre a mesma queda brusca do menor valor singular, já observada na figura 7.4. Uma mudança de natureza semelhante também é observada no gráfico da RMMVS. Supõe-se que tais mudanças advenham do fato da repartição de carga pelos geradores contribuir para a manutenção da condição de estabilidade até níveis de potência mais elevados. Neste caso, a potência referente ao nariz da curva PV é alcançada em valores de tensão nas barras mais elevados do que aqueles verificados nas simulações sem a repartição de carga, reduzindo, portanto,

o efeito do alívio da carga, que se suspeita responsável pelo aumento do menor valor singular e da RMMVS observados na simulação sem repartição de carga.

7.2.3 Simulação 10 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Nota-se nos gráficos da figura 7.10 as mesmas características discutidas na simulação 8 (aumento da carga na barra 8 com potência ZIP 100). O efeito estabilizador da repartição de carga também pode ser notado nos gráficos do menor valor singular e da RMMVS bem como o abrupto declínio observado nas imediações do ponto de colapso, tal como verificado nas outras simulações onde é considerada a repartição de carga.

7.2.4 Simulação 11 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

A comparação dos gráficos da figura 7.11, referente a esta simulação, com aqueles da figura 7.6 onde não foi considerada a repartição de carga, mostra os mesmo efeito de eliminação da característica de aumento do menor valor singular e da RMMVS após o nariz da curva PV, já verificado e discutido na simulação 9.

7.3 Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sistema

A observação mais evidente quando se compara as simulações 12 e 13, apresentadas nesta seção, com as simulações 6 e 1, onde não são considerados os limites de reativo dos geradores, é a redução do limite máximo de potência consumida pelas cargas quando são considerados os limitadores de potência reativa. Tal fato deve ser explicado uma vez que, sem o efeito dos limitadores de potência reativa gerada, o colapso de tensão deve ocorrer por sobrecarga do sistema de transmissão, já que neste caso os geradores apresentam uma capacidade ilimitada de assumir o

aumento de potência reativa consumida pelas cargas. A limitação da capacidade de geração de potência reativa pode fazer com que o sistema elétrico atinja o colapso de tensão antes do ponto de sobrecarga do sistema de transmissão devido, simplesmente, à incapacidade das unidades geradoras de prover o incremento de potência reativa exigida pelas cargas.

As discontinuidades observadas nas curvas do menor valor singular e da RMMVS são devidas às mudanças das barras PV que atingem o limite de reativo e passam a PQ. Tais mudanças causam o aumento de uma linha e uma coluna na matriz jacobiana das equações de fluxo de carga o que, segundo mostra [GOLUB e LOAN, 1983] (pg. 286), causa uma redução do nível do menor valor singular e um aumento do valor do maior valor singular.

7.3.1 Simulação 12 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100

Os gráficos da figura 7.12, referentes a essa simulação, mostram, de imediato, uma redução do nível da potência correspondente ao nariz da curva PV, quando comparados com os gráficos 7.1 da simulação de aumento da potência na barra 7 desconsiderando-se os limitadores de reativo.

É interessante notar também que a primeira discontinuidade nas curvas do menor valor singular e na RMMVS acontece, como seria de esperar, ao mesmo tempo em que o gerador 32 atinge o seu limite de potência reativa, um pouco antes de 8 pu MW na barra 7, e que a segunda discontinuidade ocorre aproximadamente em 13,5 pu MW, quando o gerador 39 atinge o seu limite de potência reativa.

7.3.2 Simulação 13 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

Os gráficos referentes ao menor valor singular e a RMMVS, dado um aumento da carga na barra 26 e considerando-se o modelo de potência ZIP 208, podem ser vistos na figura 7.13. Comparando-se esta simulação com a simulação 6 (figura

7.6), percebe-se que quando os limites de reativo do gerador são considerados, o limite de estabilidade de tensão é atingido em níveis de potências inferiores a aquelas verificadas quando os limitadores de reativo são desconsiderados. A potência máxima atingida pela barra 26 nesta simulação não chega a atingir os valores de potência onde se observou o aumento do menor valor singular e da RMMVS na figura 7.6.

As descontinuidades nas curvas do menor valor singular e da RMMVS acontecem quando os geradores 32, 35, 38, 34 e 39 atingem os seus limites de reativo, respectivamente nas potências de 12, 14,7 , 18,2 , 18,6 e 18,8 pu MW na barra 26.

7.4 Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Reativa

7.4.1 Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100

O efeito combinado da repartição de carga e dos limitadores de potência reativa pode ser observado na figura 7.14. As perturbações verificadas nas curvas do menor valor singular e da RMMVS são decorrentes, novamente, das mudanças causadas por algumas das barras PV que oscilam entre as condições de barra PQ e PV. É interessante notar que a comparação com a simulação 12, onde não é considerada a repartição de carga (figura 7.12), nos mostra novamente que o limite de estabilidade de tensão é aumentado quando se considera a repartição do incremento da potência ativa entre os geradores de aproximadamente 14 pu MW para 18 pu MW na barra 7 e que as oscilações verificadas na simulação 14 ocorrem após a potência de 14 pu MW que caracteriza o limite estático de estabilidade de

tensão da simulação 12.

7.4.2 Simulação 15 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Os gráficos desta simulação são mostrados na figura 7.15 e apresentam o padrão de comportamento esperado, com as curvas do menor valor singular e da RMMVS apresentando as descontinuidades normais quando os geradores 32, 35, 37, 34 e 33, atingem, nesta ordem, os seus limites de potência reativa.

Figura 7.1: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Figura 7.2: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Figura 7.3: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Menor valor singular x P na barra 8

RMMVS x P na barra 8

Figura 7.4: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Figura 7.5: Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Figura 7.6: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Menor valor singular da matriz J x P na barra 26

RMMVS da matriz J x P na barra 26

Figura 7.7: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 001 - sem repartição de carga ou limites de potência reativa

Figura 7.8: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 8 - ZIP 100 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa

Figura 7.9: Menor valor singular e RMMVS x na barra 8 - ZIP 208 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa

Figura 7.10: Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa

Figura 7.11: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - com repartição de carga e sem limites de potência reativa

Figura 7.12: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - sem repartição de carga e com limites de potência reativa

Figura 7.13: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 26 - ZIP 208 - sem repartição de carga e com limites de potência reativa

Figura 7.14: Menor valor singular e RMMVS x P na barra 7 - ZIP 100 - com repartição de carga e com limites de potência reativa

Figura 7.15: Menor valor singular e RMMVS x P barra 26 - ZIP 100 - com repartição de carga e com limites de potência reativa

Capítulo 8

Comparação Entre o Vetor Tangente e o Vetor Singular à Direita Associado ao Menor Valor Singular Para a Identificação da Barra Crítica do Sistema - Resultados

Este capítulo mostra os resultados das simulações realizadas para a comparação do desempenho entre o vetor tangente e o vetor singular à direita associado ao menor valor singular da matriz jacobiana do fluxo de carga, na determinação da barra mais afetada pelo aumento de carga do sistema.

Procura-se mostrar a influência dos modelos de carga considerados, dos limitadores de reativo e da repartição de carga, sobre a identificação da barra mais sensível ao aumento de carga através dos vetores tangentes e dos vetores singulares à direita. Os dados são apresentados na mesma sequência de simulações dos capítulos anteriores, na forma de tabelas onde são listados valores de potência ativa consumida e as barras críticas identificadas pelos vetores tangentes e pe-

los vetores singulares à direita associados aos menores valores singulares. As linhas das tabelas correspondem às mudanças no cálculo das barras críticas, ou pelo vetor tangente, ou pelo vetor singular à direita, além das situações de carga correspondentes aos casos base de potência (“caso base”), dos pontos de nariz da curva PV (“nariz PV”) e o último fluxo de carga calculado (“último caso”). Também são mostrados os pontos onde os vetores singulares à direita identificam as barras críticas (“VSD id BC”).

As referências [SOUZA et al., 1997] e [SOUZA, 1998], tratam do uso do vetor tangente como método de identificação precoce da barra mais afetada pelo crescimento de carga. A tal barra é dado o nome de barra crítica do sistema. É importante ressaltar, entretanto, que a informação da barra crítica por si só não permite a tomada de ações corretivas que possibilitem a reversão da situação de colapso de tensão, tais como redespacho de carga ou chaveamento de bancos de capacitores. Para tal, a localização da barra crítica deve ser complementada pela identificação das barras que pertencem à mesma ilha de controle de tensão da barra crítica, uma vez que, como visto no capítulo 5 deste trabalho, não se tem apenas uma barra de carga que colapsa mas todo um conjunto de barras de carga que sentem de maneira semelhante os efeitos das variações nas potências consumidas.

8.1 Efeitos dos Modelos de Cargas ZIP Sem os Limitadores de Reativo e a Repartição de Potência Ativa

O efeito mais notável do uso dos modelos de cargas ZIP com elevada parcela de impedância constante é o de dificultar a identificação da barra crítica pelo vetor singular à direita. A comparação dos pares de simulações 1 e 2, 3 e 4 e 5 e 6 mostram que o uso da carga ZIP com 80% de impedância constante faz com que a barra crítica seja identificada pelo vetor singular à direita apenas depois do nariz da curva PV, ao passo que o vetor tangente parece ser bem menos sensível

às variações dos modelos de carga.

Vale observar que, na simulação 5, a barra crítica calculada tanto pelo vetor tangente como pelo vetor singular à direita é a barra 6, o que está de acordo com o gráfico superior da figura 6.4, onde as barras mais atingidas pelo colapso são aquelas da ilha 1 (barras 4,5,6,7 e 8, no ponto de colapso).

8.1.1 Simulação 1 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
2,338	7	7	Caso base
4,902	7	6	
8,664	7	7	VSD id BC
16,768	7	7	Último caso

8.1.2 Simulação 2 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
2,338	7	18	Caso base
18,315	7	6	
21,071	7	6	Nariz PV
20,335	7	7	VSD id BC
17,200	7	7	Último caso

8.1.3 Simulação 3 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 8 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
5,220	8	7	Caso base
10,701	8	6	
11,268	8	7	
19,523	8	8	VSD id BC
19,593	8	8	Último caso

8.1.4 Simulação 4 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 8 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
5,220	8	18	Caso base
10,012	8	6	
22,787	8	6	Nariz PV
22,015	8	7	
20,332	8	8	VSD id BC
18,018	8	8	Último caso

8.1.5 Simulação 5 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	7	Caso base
3,355	26	6	
11,743	5	6	VSD id BC
11,788	6	6	
17,855	6	6	Último caso

8.1.6 Simulação 6 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	18	Caso base
14,084	26	6	
24,484	26	6	Nariz PV
21,501	26	26	VSD id BC
19,038	26	26	Último caso

8.1.7 Simulação 7 - Barra de Carga 26 com Modelo de Carga ZIP 001

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	18	Caso base
22,969	26	6	
25,169	26	6	Nariz PV
15,725	26	28	VSD id BC
14,973	28	28	
13,130	28	28	Último caso

8.2 Efeitos da Repartição de Carga Entre os Geradores

O efeito da repartição do incremento de potência ativa consumida pelas cargas parece ser o de dificultar a identificação da barra crítica pelo vetor singular à direita. Comparando-se os pares de simulações 3 e 8, 4 e 9, 5 e 10 e 6 e 11, percebe-se que o vetor singular à direita demorou mais para identificar a barra crítica nos casos em que foram consideradas as repartições de carga.

8.2.1 Simulação 8 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga de Potência Constante ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 8 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
5,220	8	7	Caso base
10,701	8	6	
10,801	8	18	
11,222	8	15	
23,020	8	7	
23,603	8	8	VSD id BC
23,921	8	8	Último caso

8.2.2 Simulação 9 - Barra de carga 8 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 8 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
5,220	8	18	Caso base
10,012	8	6	
10,162	8	18	
11,216	8	15	
25,522	8	15	Nariz PV
23,378	8	14	
23,191	8	4	
22,238	8	8	VSD id BC
19,953	8	8	Último caso

8.2.3 Simulação 10 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	7	Caso base
15,985	6	6	
16,104	26	7	
18,391	26	5	
22,730	26	27	
24,545	26	26	VSD id BC
24,919	26	26	Último caso

8.2.4 Simulação 11 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	18	Caso base
14,084	26	6	
26,471	26	6	Nariz PV
24,658	26	27	
23,765	26	26	VSD id BC
19,891	26	26	Último caso

8.3 Efeitos dos Limitadores de Potência Reativa nos Geradores do Sistema

Os limitadores de potência reativa parecem ter um efeito menos prejudicial do que o da repartição de carga pelos geradores sobre a identificação da barra crítica.

Tal fato foi comprovado tanto pelo cálculo do vetor tangente como pelo o do vetor singular à direita. Apesar disso, a comparação das simulações 6 e 13 mostra que tanto o vetor tangente como o vetor singular à direita demoram um pouco mais para identificar a barra crítica.

8.3.1 Simulação 12 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
2,338	7	7	Caso base
5,003	7	6	
9,668	7	7	VSD id BC
13,912	7	7	Último caso

8.3.2 Simulação 13 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 208

Identificação da barra crítica			
P na barra 26 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	18	Caso base
2,828	26	6	
9,668	7	7	VSD id BC
13,912	7	7	Último caso

8.4 Efeito Conjunto da Repartição do Incremento de Potência Ativa Consumida Entre os Geradores e dos Limitadores de Potência Reativa

Considerando-se os dois efeitos em conjunto, verificou-se um aumento bastante significativo do número de alterações da barra crítica identificada, principalmente pelo vetor singular à direita. A simulação 14 mostra que, enquanto o vetor tangente fica oscilando entre as barras 7 e 23 (com predomínio da barra 7) o vetor singular à direita se comporta de maneira bastante instável.

Uma característica observada aqui também é a mudança da barra crítica identificada nas proximidades do ponto de colapso. Na simulação 14, vê-se que a barra crítica identificada pelo vetor tangente muda da barra 7 para a barra 23 quando a potência ativa consumida na barra 7 aumenta de 17,659 para 17,753 pu MW (um acréscimo de apenas 0,094 pu MW). Na simulação 15 é a vez do vetor singular à direita ficar instável nas proximidades do ponto de colapso, com a barra crítica identificada sendo as barras 23, 21 e 15 para as potências de 14,587 , 14,606 e 14,672 pu MW. Essas mudanças devem ser provavelmente atribuídas à instabilidades numéricas que ocorrem próximo ao ponto de colapso.

8.4.1 Simulação 14 - Barra de carga 7 com Modelo de Carga ZIP 100

Identificação da barra crítica			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
2,338	7	7	Caso base
4,901	7	2	
7,515	7	3	
7,565	7	2	
8,476	7	3	
10,848	7	15	
10,874	7	3	
10,897	7	15	
13,878	7	36	
14,032	23	23	
14,299	7	15	
14,619	7	9	
14,895	7	7	
15,111	23	23	
15,235	23	7	
14,895	7	7	
15,329	7	15	
16,472	7	9	
16,484	23	23	
16,495	7	7	
16,506	7	9	
16,518	7	15	
16,530	7	39	
16,564	7	9	
16,751	7	7	
16,833	23	7	
16,861	7	39	
16,915	7	9	
16,925	7	39	
16,946	7	7	

Identificação da barra crítica - Continuação			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
17,016	23	7	
17,035	7	39	
17,151	7	39	
17,230	7	7	
17,284	23	7	
17,374	7	15	
17,614	7	9	
17,659	7	7	
17,753	23	7	Último caso

8.4.2 Simulação 15 - Barra de carga 26 com Modelo de Carga ZIP 100

Identificação da barra crítica - Continuação			
P na barra 7 (pu MW)	V. Tangente	V. Sing.Direita	Observação
1,390	26	7	Caso base
3,562	26	6	
10,161	12	12	
14,587	23	23	
14,606	23	21	
14,672	23	15	Último caso

Capítulo 9

Conclusões

As simulações realizadas comprovaram que, como já era esperado, o uso dos modelos de cargas de potência constante fornecem resultados conservativos do ponto de vista do colapso de tensão. Percebe-se, através da comparação entre os gráficos apresentados, que as potências máximas consumidas pelas cargas no nariz da curva PV são sempre maiores nas simulações onde a potência é modelada como uma carga ZIP com maior parcela de impedância constante, do que nos casos onde é tratada como potência constante.

Foram significativos os efeitos de redução e aumento da margem de estabilidade de tensão devido, respectivamente, aos limitadores de potência reativa e à repartição da carga de potência ativa por parte dos geradores. Sugere-se portanto, que os modelos de geradores e controladores utilizados em simulações que se proponham a analisar quantitativamente a margem de estabilidade de tensão sejam os mais realistas possíveis.

Os gráficos da razão entre o maior e o menor valores singulares da matriz jacobiana associada às equações de fluxo de carga, não mostraram nenhuma vantagem em relação aos gráficos dos menores valores singulares, visto que apresentam as mesmas variações bruscas e descontinuidades verificadas nestes últimos, além de exigir o cálculo do maior valor singular.

Fica também evidente a vantagem do vetor tangente sobre o vetor singular à direita associado ao menor valor singular da matriz jacobiana das equações do fluxo de carga, na identificação precoce das barras críticas do sistema. Como foi

mostrado nos resultados do trabalho, o vetor singular à direita é mais instável do que o vetor tangente, principalmente quando são utilizados modelos de cargas ZIP com elevadas parcelas de impedância constante ou são considerados os modelos dos limitadores de potência reativa ou repartição do incremento de carga pelos geradores.

A identificação dos conjuntos de barras de carga onde as tensões oscilam de maneira coerentes é de fundamental importância para a tomada de medidas de reversão do colapso de tensão por parte dos operadores. A pouca capacidade de transporte de potência reativa das linhas de transmissão que unem duas ilhas de controle de tensão vizinhas faz com que os redespachos de potência reativa só tenham efeitos significativos se efetuados em barras de geração pertencentes à mesma ilha de controle de tensão das barras afetadas.

Devido a importância das ilhas de controle de tensão, sugere-se como método de operação, que a informação da barra crítica do sistema seja complementada pela identificação das barras que pertencem à mesma ilha a qual pertence a barra crítica. Determina-se assim, não apenas uma única barra crítica mas uma "ilha crítica" que ficará sujeita às maiores oscilações de tensão.

Apêndice A

Demonstração das Equações Apresentadas nos Métodos de Cálculo dos Valores Singulares

A.1 Cálculo da composição do vetor r na primeira iteração do método proposto para o cálculo do menor valor singular

Seja J uma matriz que tem decomposição em valores singulares dada por (A.1)

$$J = U.\Sigma.V^T \quad (A.1)$$

onde U e V são matrizes $n \times n$, ortogonais e com as colunas compostas pelos vetores singulares à esquerda e à direita de J , respectivamente u_i e v_i e a matriz Σ é uma matriz diagonal composta pelos n valores singulares de J , onde os σ_i são positivos e ordenados de forma que $\sigma_1 > \sigma_2 \dots > \sigma_n$. Como as matrizes U e V são ortogonais, os conjuntos formados pelos vetores u_i e v_i formam bases ortonormais do R^n .

Seja J a matriz jacobiana das equações de fluxo de carga, e que possui a decomposição em valores singulares definida em (A.1) e sejam s e r vetores pertencentes ao R^n , respectivamente vetor de termos independentes e vetor de incógnitas do

sistema linear:

$$J^T.r = s \quad (\text{A.2})$$

Como os vetores singulares à direita v_i formados pelas colunas da matriz V formam uma base ortonormal do R^n o vetor s pode ser escrito como uma combinação linear dos vetores v_i e fazendo-se a decomposição em valores singulares da matriz J , o sistema (A.2) pode ser re-escrito na forma:

$$V.\Sigma.U^T.r = \sum_{i=1}^n a_i.v_i \quad (\text{A.3})$$

Resolvendo-se o sistema linear (A.3) obtém-se o vetor r mostrado na equação:

$$r = U.\Sigma^{-1}.V^T. \left\{ a_1 \begin{bmatrix} v_{11} \\ v_{12} \\ \vdots \\ v_{1n} \end{bmatrix} + a_2 \begin{bmatrix} v_{21} \\ v_{22} \\ \vdots \\ v_{2n} \end{bmatrix} + \dots + a_n \begin{bmatrix} v_{n1} \\ v_{n2} \\ \vdots \\ v_{nn} \end{bmatrix} \right\} \quad (\text{A.4})$$

onde o elemento v_{ij} corresponde ao j -ésimo elemento da i -ésima coluna da matriz V . Colocando-se a matriz V^T da equação (A.4) na forma matricial, tem-se a equação:

$$r = U.\Sigma^{-1}. \begin{bmatrix} v_{11} & v_{12} & \dots & v_{1n} \\ v_{21} & v_{22} & \dots & v_{2n} \\ \vdots & & & \\ v_{n1} & v_{n2} & \dots & v_{nn} \end{bmatrix} \left\{ a_1 \begin{bmatrix} v_{11} \\ v_{12} \\ \vdots \\ v_{1n} \end{bmatrix} + a_2 \begin{bmatrix} v_{21} \\ v_{22} \\ \vdots \\ v_{2n} \end{bmatrix} + \dots + a_n \begin{bmatrix} v_{n1} \\ v_{n2} \\ \vdots \\ v_{nn} \end{bmatrix} \right\} \quad (\text{A.5})$$

como linhas da matriz V^T são ortonormais, a multiplicação da matriz V^T pelos termos entre chaves da equação (A.5), colocando-se as matrizes U e Σ^{-1} na forma matricial, resulta na equação:

$$r = \begin{bmatrix} u_{11} & u_{21} & \dots & u_{n1} \\ u_{12} & u_{22} & \dots & u_{n2} \\ \vdots & & & \\ u_{1n} & u_{2n} & \dots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_1^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^{-1} & \dots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_n^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \\ a_2 \\ \vdots \\ a_n \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Fazendo-se o produto das matrizes tem-se a sequência mostrada abaixo.

$$r = \begin{bmatrix} u_{11} & u_{21} & \dots & u_{n1} \\ u_{12} & u_{22} & \dots & u_{n2} \\ \vdots & & & \\ u_{1n} & u_{2n} & \dots & u_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \cdot \sigma_1^{-1} \\ a_2 \cdot \sigma_2^{-1} \\ \vdots \\ a_n \cdot \sigma_n^{-1} \end{bmatrix}$$

$$r = \begin{bmatrix} \sigma_1^{-1} a_1 u_{11} + \sigma_2^{-1} a_2 u_{21} + \dots + \sigma_n^{-1} a_n u_{n1} \\ \sigma_1^{-1} a_1 u_{12} + \sigma_2^{-1} a_2 u_{22} + \dots + \sigma_n^{-1} a_n u_{n2} \\ \vdots \\ \sigma_1^{-1} a_1 u_{1n} + \sigma_2^{-1} a_2 u_{2n} + \dots + \sigma_n^{-1} a_n u_{nn} \end{bmatrix}$$

$$r = a_1 \cdot \sigma_1^{-1} \begin{bmatrix} u_{11} \\ u_{12} \\ \vdots \\ u_{1n} \end{bmatrix} + a_2 \cdot \sigma_2^{-1} \begin{bmatrix} u_{21} \\ u_{22} \\ \vdots \\ u_{2n} \end{bmatrix} + \dots + a_n \cdot \sigma_n^{-1} \begin{bmatrix} u_{n1} \\ u_{n2} \\ \vdots \\ u_{nn} \end{bmatrix}$$

que é igual à equação:

$$r = \sigma_1^{-1} \cdot a_1 \cdot u_1 + \sigma_2^{-1} \cdot a_2 \cdot u_2 + \dots + \sigma_n^{-1} \cdot a_n \cdot u_n \quad (\text{A.7})$$

como queríamos demonstrar.

A.2 Cálculo da composição do vetor s' na segunda iteração do método proposto para o cálculo do menor valor singular

A partir do vetor r , calculado conforme a equação (A.7), considerado como vetor de termos independentes do sistema $J.s' = r$ tem-se o vetor s' dado pela equação:

$$s' = J^{-1}.r = V.\Sigma^{-1}.U^T. \left\{ a_1.\sigma_1^{-1} \begin{bmatrix} u_{11} \\ u_{12} \\ \vdots \\ u_{1n} \end{bmatrix} + a_2.\sigma_2^{-1} \begin{bmatrix} u_{21} \\ u_{22} \\ \vdots \\ u_{2n} \end{bmatrix} + \dots + a_n.\sigma_n^{-1} \begin{bmatrix} u_{n1} \\ u_{n2} \\ \vdots \\ u_{nn} \end{bmatrix} \right\} \quad (\text{A.8})$$

fazendo-se as multiplicações matriciais da equação (A.8), obtém-se a sequência mostrada abaixo:

$$s' = V.\Sigma^{-1}. \begin{bmatrix} u_{11} & u_{12} & \dots & u_{1n} \\ u_{21} & u_{22} & \dots & u_{2n} \\ \vdots & & & \\ u_{n1} & u_{n2} & \dots & u_{nn} \end{bmatrix} \left\{ a_1.\sigma_1^{-1} \begin{bmatrix} u_{11} \\ u_{12} \\ \vdots \\ u_{1n} \end{bmatrix} + a_2.\sigma_2^{-1} \begin{bmatrix} u_{21} \\ u_{22} \\ \vdots \\ u_{2n} \end{bmatrix} + \dots + \right. \\ \left. + a_n.\sigma_n^{-1} \begin{bmatrix} u_{n1} \\ u_{n2} \\ \vdots \\ u_{nn} \end{bmatrix} \right\}$$

$$s' = \begin{bmatrix} v_{11} & v_{21} & \dots & v_{n1} \\ v_{12} & v_{22} & \dots & v_{n2} \\ \vdots & & & \\ v_{1n} & v_{2n} & \dots & v_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sigma_1^{-1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \sigma_2^{-1} & \dots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 & 0 & \dots & \sigma_n^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1\sigma_1^{-1} \\ a_2\sigma_2^{-1} \\ \vdots \\ a_n\sigma_n^{-1} \end{bmatrix}$$

$$s' = \begin{bmatrix} v_{11} & v_{21} & \dots & v_{n1} \\ v_{12} & v_{22} & \dots & v_{n2} \\ \vdots & & & \\ v_{1n} & v_{2n} & \dots & v_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_1 \cdot \sigma_1^{-2} \\ a_2 \cdot \sigma_2^{-2} \\ \vdots \\ a_n \cdot \sigma_n^{-2} \end{bmatrix}$$

$$s' = \begin{bmatrix} \sigma_1^{-2} a_1 v_{11} + \sigma_2^{-2} a_2 v_{21} + \dots + \sigma_n^{-2} a_n v_{n1} \\ \sigma_1^{-2} a_1 v_{12} + \sigma_2^{-2} a_2 v_{22} + \dots + \sigma_n^{-2} a_n v_{n2} \\ \vdots \\ \sigma_1^{-2} a_1 v_{1n} + \sigma_2^{-2} a_2 v_{2n} + \dots + \sigma_n^{-2} a_n v_{nn} \end{bmatrix}$$

$$s' = a_1 \cdot \sigma_1^{-2} \begin{bmatrix} v_{11} \\ v_{12} \\ \vdots \\ v_{1n} \end{bmatrix} + a_2 \cdot \sigma_2^{-2} \begin{bmatrix} v_{21} \\ v_{22} \\ \vdots \\ v_{2n} \end{bmatrix} + \dots + a_n \cdot \sigma_n^{-2} \begin{bmatrix} v_{n1} \\ v_{n2} \\ \vdots \\ v_{nn} \end{bmatrix}$$

que é igual à equação:

$$s' = \sigma_1^{-2} \cdot a_1 \cdot v_1 + \sigma_2^{-2} \cdot a_2 \cdot v_2 + \dots + \sigma_n^{-2} \cdot a_n \cdot v_n \quad (\text{A.9})$$

como queríamos demonstrar.

Bibliografia

- [AJJARAPURU e CRISTY, 1992] Ajjarapuru, V. e Cristy, C. (1992). The continuation power flow: a tool steady state voltage stability analysis. *IEEE Trans on Power Systems*, 7:416–423.
- [AJJARAPURU e FENG, 1998] Ajjarapuru, V. e Feng, Z. (1998). A novell approach for voltage collapse analysis and control. *Proceedings of POWER-CON'98*, 2:1499–1503.
- [ALBERTO e BRETAS, 1999] Alberto, L. F. C. e Bretas, N. G. (1999). Determinação da coerência entre barras de carga: novos conceitos. *Anais do XV SNPTEE*, GAT 3(3).
- [CANIZARES, 1995] Canizares, C. A. (1995). Conditions for saddle-node bifurcations in ac/dc power systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 17(3):61–68.
- [CANIZARES et al., 1996] Canizares, C. A., Zambroni, A. C. Z., e Quintana, V. H. (1996). Comparison of performance indices for detection of proximity of voltage collapse. *IEEE Trans on Power Systems*, 11(3):416–423.
- [DEMARCO e OVERBYE, 1990] DeMarco, C. L. e Overbye, T. J. (1990). An energy based security measure for assessing vulnerability to voltage collapse. *IEEE Trans on Power Systems*, 5(2):419–425.
- [DOBSON, 1992] Dobson, I. (1992). Observations on the geometry of saddle node bifurcation and voltage collapse in electrical power systems. *IEEE Trans. on Circuits and Systems*, 39(3):240–243.

- [DOBSON e CHIANG, 1989] Dobson, I. e Chiang, H.-D. (1989). Towards a theory of voltage collapse in electric power systems. *Systems and Control Letters*, (13):253–262.
- [GALLIANA e ZENG, 1992] Galliana, F. D. e Zeng, Z. C. (1992). Analysis of the load flow behaviour near a jacobian singularity. *IEEE Trans on Power Systems*, 7(3):1362–1369.
- [GOLUB e LOAN, 1983] Golub, G. H. e Loan, C. F. V. (1983). *Matrix Computations*. The Johns Hopkins University Press, Baltimore, Maryland.
- [HALE e KOÇAK, 1991] Hale, J. e Koçak, H. (1991). *Dynamics and Bifurcations*. Springer-Verlag, New York.
- [HONG et al., 1997] Hong, Y. H., Pan, C. T., e Lin, W. W. (1997). Fast calculation of a voltage stability index of power systems. *IEEE Trans on Power Systems*, 12(4):1555–1560.
- [IEEE, 1998] IEEE (1998). *IEEE Special Tutorial Course Voltage Stability*.
- [LEFEVRE e OLIVEIRA, 1996] Lefevre, M. A. P. e Oliveira, J. R. (1996). Blecautes: causas, impactos e medidas que podem evitá-los. *Revista Eletricidade Moderna*, pages 80–90.
- [LOF et al., 1993] Lof, P. A., G.Andersson, e Hill, D. J. (1993). Voltage stability indices for stressed power systems. *IEEE Trans on Power Systems*, 8(1):326–335.
- [LOF et al., 1992] Lof, P. A., Smed, T., G.Andersson, e Hill, D. J. (1992). Fast calculation of voltage stability indices. *IEEE Trans on Power Systems*, 7(1):54–64.
- [LOF et al., 1995] Lof, P. A., Smed, T., G.Andersson, e Hill, D. J. (1995). Voltage dependent reactive power limits for voltage stability studies. *IEEE Trans on Power Systems*, 10(1):220–228.

- [MONTICELLI, 1983] Monticelli, A. J. (1983). *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Editora Edgard Bluncher LTDA, São Paulo.
- [MOREIRA, 1997] Moreira, C. M. (1997). Modelo de sensibilidade de potência para análise da estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica. Master's thesis, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP.
- [MORISON et al., 1993] Morison, G. K., Gao, B., e Kundur, P. (1993). Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. *IEEE Trans on Power Systems*, 8(3):1159–1171.
- [OVERBYE, 1993] Overbye, T. J. (1993). Use of energy methods for on-line assessment of power system voltage security. *IEEE Trans on Power Systems*, 8(2):452–458.
- [OVERBYE, 1994] Overbye, T. J. (1994). A power flow measure for unsolvable cases. *IEEE Trans on Power Systems*, 9(3):1359–1365.
- [OVERBYE e DEMARCO, 1991] Overbye, T. J. e DeMarco, C. L. (1991). Improved techniques for power system voltage stability assesment using energy methods. *IEEE Trans on Power Systems*, 6(4):1446–1452.
- [OVERBYE e DOBSON, 1994] Overbye, T. J. e Dobson, I. (1994). Q-v curve interpretations of energy measures for voltage security. *IEEE Trans on Power Systems*, 9(1):331–340.
- [PAL, 1992] Pal, M. K. (1992). Voltage stability conditions considering load characteristics. *IEEE Trans on Power Systems*, 7(1):243–249.
- [RAMOS, 1999] Ramos, R. A. (1999). Métodos de cálculo de autovalores aplicados ao estudo da estabilidade a pequenas perturbações em sistemas elétricos de potência. Master's thesis, Escola de Engenharia de São Carlos - USP.
- [SOUZA, 1998] Souza, A. C. Z. (1998). Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies. *Electric Power Systems Research*, (47):65–70.

- [SOUZA et al., 1997] Souza, A. C. Z., Canizares, C. A., e Quintana, V. H. (1997). New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. *IEEE Trans on Power Systems*, Vol.12(3):1380–1387.
- [THORP e MA, 1993] Thorp, J. S. e Ma, W. (1993). An efficient algorithm to locate all the power flow solutions. *IEEE Trans on Power Systems*, 8(3):1077–1083.
- [TIRANUCHIT et al., 1988] Tiranuchit, A., Ewerbring, L. M., Duryea, R. A., Thomas, R. J., e Luk, F. T. (1988). Towards a computational feasible on-line voltage instability index. *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 3(2):669–675.
- [TIRANUCHIT e THOMAS, 1988] Tiranuchit, A. e Thomas, R. J. (1988). A posturing strategy against voltage instabilities in electric power systems. *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 3(1):87–93.
- [VENIKOV et al., 1975] Venikov, V. A., Stroeve, V. A., Idelchick, V. I., e Tarasov, V. I. (1975). Estimation of electric power system steady-state stability in load flow calculations. *IEEE Trans on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS 94(3):1034–1038.
- [XU e MANSUR, 1993] Xu, W. e Mansur, Y. (1993). Voltage stability analysis using generic dynamic load models. *IEEE Winter Meeting*.