



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

Análise da Estabilidade de Tensão e Áreas Críticas da Rede Elétrica do Estado de São Paulo

Luciano José da Silva

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

Banca Examinadora

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva - Orientador

DSEE/FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Carlos Alberto de Castro Junior

DSEE/FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Secundino Soares Filho

DENSIS/FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Ricardo Bernardo Prada

DEE/PUC-RJ

Campinas, Dezembro de 2006

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

Si38a Silva, Luciano José da
Análise da estabilidade de tensão e áreas críticas da rede elétrica do estado de São Paulo / Luciano José da Silva. --Campinas, SP: [s.n.], 2006.

Orientador: Luiz Carlos Pereira da Silva
Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Sistemas de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 4. Análise modal. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Assessment of voltage stability critical areas of São Paulo State transmission network

Palavras-chave em Inglês: Electric power systems, Electric power system stability, Modal analysis

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Carlos Alberto de Castro Junior, Secundino Soares Filho e Ricardo Bernardo Prada

Data da defesa: 20/12/2006

Resumo

O objetivo desta dissertação é investigar o grau de segurança da rede elétrica do Estado de São Paulo em relação ao risco da ocorrência de colapso de tensão. São considerados no estudo um número significativo de casos base (N-0) e casos com contingências simples (N-1).

Métodos baseados no cálculo de curvas PV são utilizados para a avaliação das margens de estabilidade dos diferentes cenários de operação. No entanto, estes métodos não propiciam a identificação de barras ou áreas críticas do sistema do ponto de vista da estabilidade de tensão, as quais representam as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço e/ou corretivas contra o problema de instabilidade.

A técnica de análise modal é aplicada para a identificação de áreas críticas em relação à estabilidade de tensão, permitindo capturar as regiões da rede elétrica do Estado de São Paulo que requerem maior atenção. Utilizando a metodologia de análise modal foi ainda possível verificar a abrangência das contingências capturadas através do método da curva PV, possibilitando mensurar o impacto de cada contingência como local, de área ou sistêmico.

Os resultados desta pesquisa permitem concluir que a malha principal do Estado é redundante, não havendo a perda sistêmica da estabilidade de tensão para cenários de contingências simples.

Abstract

This work investigates the security level of the transmission network of the State of São Paulo with respect to the occurrence of voltage collapse. A number of credible scenarios including base cases (N-0) and single contingency (N-1) cases are considered.

PV curve methods are employed for evaluating the voltage stability margin for the selected set of operative scenarios. However, these methods do not provide the identification of critical buses or areas from the perspective of voltage stability, which represent the best options for the application of reinforcement/corrective measures against the instability problem.

The modal analysis technique is applied for the identification of critical areas with respect to voltage instability, allowing the selection of the areas of the grid that request special attention. The modal analysis method also provide the means of quantifying the impact area of the contingencies captured through the PV curve method, providing a way of separating a set of credible contingencies into three groups as far as their impact: branch-wide contingencies, area-wide contingencies and system-wide contingencies.

The results of this research leads to the conclusion that the main transmission network of the State of São Paulo is redundant, since no cases occurred of systemic loss of voltage stability due to single contingencies.

Dedico ao meu Pai, um grande amigo.

Agradecimentos

Ao Professor Luiz Carlos Pereira da Silva, por acreditar em meu trabalho, dividindo comigo as expectativas, sempre atencioso e preocupado com a qualidade deste trabalho. Minha especial admiração e gratidão.

À UNICAMP, pela oportunidade.

A todos os amigos do Centro de Operação Regional São Paulo (Furnas), pelo apoio e compreensão. Meus sinceros agradecimentos.

Ao Sr. Agenor José Henriques Giannini. Pelo respeito aos meus ideais. Obrigado.

À Ana Paula. Obrigado pelo amor, carinho e paciência.

Ao meu filho Henrique, minha maior força em todos os momentos.

À minha família. Agradeço aos meus pais e aos meus irmãos por me mostrarem os verdadeiros valores desta vida.

A todos que, de uma forma ou de outra, me ajudaram a chegar até aqui. Muito obrigado.

Sumário

Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
1	Introdução 1
2	Estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica 3
2.1	Introdução..... 3
2.2	Estabilidade de tensão..... 3
2.2.1	Estabilidade de Pequenas Perturbações..... 3
2.2.2	Estabilidade de Grandes Perturbações..... 3
2.3	Metodologia de análise..... 4
2.3.1	Análise dinâmica..... 4
2.3.2	Análise estática..... 4
2.3.2.1	Curvas PV e QV..... 4
2.3.2.2	Análise modal estática..... 6
2.3.2.3	Abrangência de contingências..... 9
2.4	Colapso de tensão..... 11
2.4.1	Esquemas especiais para evitar o colapso de tensão..... 11
2.5	Análise das perturbações ocorridas nos dias 24 e 25 de abril de 1997 no SIN..... 13
3	Análise da Margem de Estabilidade de Tensão da Rede de Transmissão Do Estado de São Paulo para Cenários N-0 e N-1 19
3.1	Introdução..... 19
3.2	Análise de convergência do programa de fluxo de carga..... 19
3.3	Análise dos resultados do fluxo de carga..... 21
3.4	Definição da estratégia de incremento de carga e geração..... 21
3.4.1	Incremento nas áreas internas e externas..... 22
3.4.2	Incremento na área interna..... 22
3.5	Análise da margem de estabilidade de tensão da rede elétrica do Estado de São Paulo..... 23
3.5.1	Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga leve..... 23
3.5.2	Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga média..... 24
3.5.3	Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga pesada..... 26
3.5.4	Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de um dia completo..... 28
3.6	Análise de segurança..... 30

3.7	Procedimentos para análise de segurança da rede.....	31
3.8	Classificação das contingências.....	32
3.9	Análise de alguns casos críticos.....	40
3.9.1	Taquaruçu - Porto Primavera 440KV.....	41
3.9.2	Presidente - Prudente Assis 88KV.....	41
3.9.3	Furnas – Área São Paulo 500KV/230KV.....	42
4	Identificação de Barras e Áreas Críticas do Estado de São Paulo em Relação à Estabilidade de Tensão	43
4.1	Introdução.....	43
4.2	O Método de análise modal.....	43
4.3	Comportamento dos autovalores e autovetores.....	44
4.3.1	Comportamento dos autovalores.....	44
4.3.2	Comportamento dos autovetores.....	45
4.4	Identificação das barras críticas de carga e de geração em relação à estabilidade de tensão.....	45
4.4.1	Barras críticas de carga em relação à potência ativa.....	46
4.4.2	Barras críticas de carga em relação à potência reativa.....	47
4.4.3	Barras de geração em relação à potência ativa.....	50
4.5	Identificação das áreas críticas em relação à estabilidade de tensão.....	53
5	Análise das Contingências Críticas em Relação ao Impacto na Margem de Estabilidade de Tensão e Abrangência sobre o Sistema	64
5.1	Introdução.....	64
5.2	Captura de contingências que causam impacto na margem de estabilidade de tensão.....	64
5.3	Estudo da abrangência das contingências em relação ao impacto na margem de estabilidade de tensão.....	67
5.3.1	Aplicação da análise modal no estudo das 68 contingências de maior impacto na margem, calculadas pelo método de curvas PV.....	67
5.3.2	Aplicação da análise modal no estudo de contingência de alta abrangência e baixo impacto na margem.....	84
5.4	Aplicação de reforços localizados em torno de contingências críticas.....	84
5.4.1	Corte de carga.....	85
5.4.2	Inserção de reativos.....	86
5.5	Análise de desempenho da rede elétrica do Estado de São Paulo.....	87
6	Considerações Finais	88
7	Referências Bibliográficas	90

A	Descrição da Área São Paulo	93
B	Barras críticas de carga em relação à potência ativa	95
C	Barras críticas de carga em relação à potência reativa	96
D	Barras de geração em relação à potência ativa	97

Lista de Figuras

Figura 2.01	Curva PV.....	5
Figura 2.02	Curva QV.....	6
Figura 2.03	Espectro de FPA para contingência com abrangência local.....	9
Figura 2.04	Espectro de FPA para contingência com abrangência de área.....	10
Figura 2.05	Espectro de FPR para contingência com abrangência sistêmica.....	10
Figura 2.06	Área de atuação do ECE Xavantes.....	12
Figura 2.07	Demanda em MW do SIN para os dias 15, 24, 25 e 28 de abril de 1997.....	13
Figura 2.08	Perfil da tensão na SE de Interlagos 345kV.....	16
Figura 2.09	Perfil da tensão na SE de Ibiúna 345kV.....	16
Figura 2.10	Perfil da tensão VT (referência) na SE Ivaiporã 765kV.....	17
Figura 2.11	Comportamento dos CS em MVA _r na SE de Ibiúna 345kV.....	17
Figura 2.12	Demanda em MW na região Sul e Sudeste.....	17
Figura 2.13	Frequência no SIN.....	17
Figura 3.01	Perfil de Tensão para os dados do dia 06/02/2004 à 01h02min.....	20
Figura 3.02	Comparação entre a saída do estimador de estados e o caso Convergiado pelo Programa, utilizado na UNICAMP.....	20
Figura 3.03	Demanda e geração para intervalos de carga leve.....	24
Figura 3.04	Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga leve.....	24
Figura 3.05	Demanda e geração para intervalos de carga média.....	25
Figura 3.06	Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga média.....	26
Figura 3.07	Demanda e Geração para intervalos de carga pesada.....	27
Figura 3.08	Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga pesada.....	27
Figura 3.09	Demanda e Geração para intervalos de um dia quase completo.....	28
Figura 3.10	Comportamento da M.E.T. para intervalos de um dia quase completo.....	29
Figura 3.11	Transições entre estados de operação na rede.....	31
Figura 3.12	Classificação das Contingências (12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004).....	32
Figura 3.13	Interligação entre as UHE de Porto Primavera e Taquaruçu - 440KV.....	41
Figura 3.14	Trecho em 88KV entre Presidente Prudente e Assis.....	41
Figura 3.15	Interligação Furnas – Área São Paulo 500kV/230kV.....	42
Figura 4.01	Trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana.....	44
Figura 4.02	Autovalores complexos da matriz Jacobiana.....	45
Figura 4.03	FPA para as barras de carga da área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004.....	46
Figura 4.04	FPR para as barras de carga da área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004.....	48

Figura 4.05	FPA para as barras de geração da área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004.....	51
Figura 4.06	Região 01 (Botucatu) - FPR médios das barras de carga críticas.....	55
Figura 4.07	Região 01 (Botucatu) - FPA médios das barras de carga críticas.....	55
Figura 4.08	Região 02 (Taubaté) - FPR médios das barras de carga críticas.....	56
Figura 4.09	Região 02 (Taubaté) - FPA médios das barras de carga críticas.....	57
Figura 4.10	Região 03 (Bragança) - FPR médios das barras de carga críticas.....	58
Figura 4.11	Região 03 (Bragança) - FPA médios das barras de carga críticas.....	58
Figura 4.12	Região 04 (Sul) - FPR médios das barras de carga críticas.....	59
Figura 4.13	Região 04 (Sul) - FPA médios das barras de carga críticas.....	60
Figura 4.14	Região 05 (Capital) - FPR médios das barras de carga críticas.....	61
Figura 4.15	Região 05 (Capital) - FPA médios das barras de carga críticas.....	61
Figura 4.16	FPR médios das 05 (cinco) regiões críticas.....	62
Figura 4.17	FPA médios das 05 (cinco) regiões críticas.....	62
Figura 4.18	Boletim Informativo número 198 da ANEEL.....	63
Figura 5.01	Aparecida _ Taubaté: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 13h do dia 19/02.....	68
Figura 5.02	C.Paulista _ A. Reis: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 22h do dia 18/02.....	69
Figura 5.03	C.Paulista _ Taubaté: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.....	70
Figura 5.04	Tij. Preto _ Taubaté: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.....	71
Figura 5.05	E.Souza 230-88KV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.....	72
Figura 5.06	Bot. _ Bot. 138kV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 08h do dia 19/02.....	73
Figura 5.07	Chav. _ B.Campos: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.....	74
Figura 5.08	Marília _ T. Branca: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.....	75
Figura 5.09	P. Pta _ DEV. EEVP: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.....	76
Figura 5.10	P. Prudente _ Caiua: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.....	77
Figura 5.11	Rancharia _ Caiua: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.....	78
Figura 5.12	Rancharia _ S. Lina: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.....	79
Figura 5.13	Sta. Lina _ P. Pta: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.....	80
Figura 5.14	Registro _ DEV.EK: Espectro N-1 dos FPA e FPR às 17h do dia 18/02.....	81
Figura 5.15	B. Sant. 345-88kV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 15h do dia 19/02.....	82
Figura 5.16	Cajati _ DEV.EK: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 17h do dia 18/02.....	83
Figura 5.17	Arar. _ S. Barbara: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.....	84
Figura 5.18	Corte de Carga nas barras de APA e S.CAB. 88kV às 13 horas do dia 19/02.....	86
Figura 5.19	Inserção de Reativos na barra de TAUB 500kV às 13 horas do dia 19/02.....	87
Figura B.1	Barras críticas de carga em relação à potência ativa.....	95
Figura C.1	Barras críticas de carga em relação à potência reativa.....	96
Figura D.1	Barras de geração em relação à potência ativa.....	97

Lista de Tabelas

Tabela 2.01	Corte de manual de carga para evitar colapso de tensão.....	12
Tabela 3.01	Demanda, Geração e MET para intervalos de carga leve.....	23
Tabela 3.02	Demanda, Geração e MET para intervalos de carga média.....	25
Tabela 3.03	Demanda, Geração e MET para intervalos de carga pesada.....	27
Tabela 3.04	Lista com 229 contingências que apresentam MET inferior a 6%.....	33
Tabela 4.01	FPA para as Barras de Carga Críticas, ao longo de um dia (quase completo).....	46
Tabela 4.02	FPR para as Barras de Carga Críticas, ao longo de um dia (quase completo).....	48
Tabela 4.03	FPA de Geradores ao longo de um dia (quase completo).....	52
Tabela 4.04	Região 01 (Botucatu) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios.....	54
Tabela 4.05	Região 02 (Taubaté) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios.....	56
Tabela 4.06	Região 03 (Bragança) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios.....	57
Tabela 4.07	Região 04 (Sul) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios.....	59
Tabela 4.08	Região 05 (Litoral Sul) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios.....	60
Tabela 5.01	68 contingências que reduzem a MET em até 5 pontos.....	65
Tabela 5.02	FPA e FPR das Barras de Carga para contingência APA-TAU 230kV.....	85
Tabela 5.03	Corte de Carga nas barras APA e SCA. 88kV às 13 horas do dia 19/02.....	85
Tabela 5.04	Inserção de Reativos na barra TAUBATÉ 500kV às 13 horas do dia 19/02.....	86

Capítulo 1

Introdução

A operação dos sistemas elétricos próxima aos limites de capacidade de transferência de potência, devido ao rápido crescimento da demanda, investimentos insuficientes e reestruturação do setor, pode não garantir alguns requisitos mínimos de segurança. Nesse novo contexto, tornou-se importante conhecer quão distante encontra-se um determinado ponto de operação de seu limite de estabilidade de tensão.

Pesquisas nesta área buscam o desenvolvimento de métodos e ferramentas que possam indicar o quão próximo o sistema está operando do ponto de colapso de tensão, bem como quais medidas corretivas e/ou preventivas são mais eficientes para manter uma distância segura do mesmo. Uma outra importante parcela dos estudos sobre a estabilidade de tensão vem sendo direcionada para o desenvolvimento de critérios e procedimentos para a melhor consideração do problema no âmbito do planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos de potência.

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

O ONS (Operador Nacional do Sistema elétrico brasileiro) também vem incluindo sugestões relacionadas à estabilidade de tensão em seus procedimentos de rede [ONS, 2002]. No Brasil, foram estabelecidas recentemente, duas Forças Tarefas para estudar o problema. Uma visando o planejamento da expansão do sistema [Força Tarefa, 2000] e outra, direcionada ao planejamento da operação [Força Tarefa, 1999]. O manual de procedimentos de redes do ONS já apresenta sugestões de critérios para o planejamento da expansão, visando à manutenção de um nível mínimo de margem de estabilidade. O manual sugere que para situações de contingências simples, a margem de estabilidade de tensão seja maior ou igual a 6%, e não determina critérios para casos de contingências múltiplas.

Como as informações relacionadas às margens de estabilidade, obtidas através dos métodos baseados

em curvas PV e QV, não propiciam com facilidade a identificação de barras ou áreas críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão (melhores opções para a aplicação de medidas de reforço), um estudo complementar da rede elétrica utilizando técnicas baseadas na metodologia de análise modal possibilita, além de identificar áreas críticas em relação à estabilidade de tensão, verificar a abrangência de contingências críticas capturadas através dos métodos das curvas PV, mensurando o impacto como local, de área ou sistêmico.

Este trabalho tem o objetivo de avaliar a margem de estabilidade de tensão para o caso base e pós-contingência simples, a abrangência do impacto que algumas contingências causam no sistema e as áreas mais deficientes da rede elétrica do Estado de São Paulo em relação ao fenômeno da estabilidade de tensão. A estrutura da dissertação é apresentada a seguir.

No capítulo 02 são discutidos os fenômenos associados à estabilidade e instabilidade de tensão, metodologia de análise e incidentes envolvendo colapso de tensão.

No capítulo 03 são realizados estudos da margem de estabilidade de tensão para o caso base e pós-contingência simples do sistema elétrico do Estado de São Paulo, com o objetivo de medir o grau de segurança da operação da rede.

No capítulo 04, a utilização das técnicas de análise modal permite identificar as barras e áreas críticas em relação à margem de estabilidade de tensão para o caso base da rede elétrica do Estado de São Paulo, mostrando os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade de tensão.

O capítulo 05 explora o potencial das técnicas de análise modal para verificar a abrangência e tipos de impacto (local, de área ou sistêmico) que algumas contingências simples, capturadas através do método da curva PV, causam na rede elétrica.

No capítulo 6 são destacadas as principais conclusões deste trabalho e algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estabilidade de tensão em sistemas de energia elétrica

2.1 Introdução

A estabilidade de tensão é um dos fatores determinantes da máxima capacidade de transferência de energia elétrica em redes de transmissão de alta tensão, com grande importância na operação e planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica [Cañizares, 2001].

Atualmente, o fenômeno de instabilidade de tensão representa uma das principais barreiras à operação estável de sistemas elétricos de potência. Nas últimas duas décadas, vários projetos de pesquisa procuram identificar medidas preventivas e corretivas a serem tomadas de forma a evitar ou minimizar os efeitos danosos que a ocorrência do problema pode acarretar à operação de grandes sistemas interligados [Ajarapu; Lee, 1998].

Neste capítulo são discutidos os fenômenos associados à estabilidade e instabilidade de tensão, metodologia de análise e incidentes envolvendo colapso de tensão.

2.2 Estabilidade de tensão

Estabilidade de tensão [Lyapunov] é “a capacidade do sistema de potência de manter em níveis aceitáveis as tensões de todos os seus barramentos em condições normais de operação e após a ocorrência de um distúrbio. O sistema se torna instável quando um distúrbio, aumento de carga ou mudança nas condições de operação, causa uma progressiva e incontrolável queda na tensão de uma ou mais barras”.

2.2.1 Estabilidade de Pequenas Perturbações

Estabilidade de Pequenas Perturbações é a capacidade do sistema em manter as magnitudes das tensões das barras dentro de limites aceitáveis quando submetido a pequenas e graduais variações na carga, ou a perda de elementos pouco significativos. Este tipo de fenômeno é considerado essencialmente linear, portanto, sua abordagem é realizada através de técnicas lineares de análise [Taylor, 1994].

2.2.2 Estabilidade de Grandes Perturbações

Estabilidade de Grandes Perturbações é a capacidade do sistema em manter as tensões dentro de limites aceitáveis quando submetido a distúrbios significativos, tais como a ocorrência de uma falta na

rede de transmissão, perdas de grandes blocos de geração ou de carga. Por apresentar características altamente não-lineares, o estudo deste fenômeno é realizado através de simulações no domínio do tempo exigindo modelagem dinâmica completa dos componentes do sistema. O período de análise de interesse é de poucos segundos a dezenas de minutos.[Kundur, 1994].

2.3 Metodologia de análise

Métodos estáticos e dinâmicos vêm sendo utilizados para análise do problema de estabilidade de tensão a fim de verificar a proximidade que o sistema opera do ponto de colapso de tensão e as áreas mais susceptíveis à instabilidade.

2.3.1 Análise dinâmica

Análise não-linear no domínio do tempo retrata cronologicamente os eventos responsáveis por um colapso de tensão, fornecendo com fidelidade, o comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de uma perturbação. No entanto, a simulação no domínio do tempo, além de exigir um enorme esforço computacional, não fornece informações sobre a margem de estabilidade do sistema, restringindo sua aplicação a situações específicas de colapso de tensão e complemento da verificação dos resultados da análise estática [Vargas; Serrano, 2001].

2.3.2 Análise estática

O comportamento de um sistema de potência pode ser representado por um conjunto de equações diferenciais e por outro de equações algébricas. Quando os seus estados variam lentamente, pode-se anular a dinâmica, representando o sistema através de um conjunto de equações puramente algébricas, e assim, analisar o seu comportamento como uma sucessão de pontos de equilíbrio [Kundur, 1994].

Métodos estáticos fornecem informações relativas à margem de estabilidade de tensão, bem como quais regiões estão mais sujeitas à instabilidade, propiciando uma avaliação simples das condições críticas do sistema; no entanto, oferecem pouca informação sobre o comportamento do fenômeno de instabilidade no decorrer do tempo.

2.3.2.1 Curvas PV e QV

As curvas PV e QV são traçadas utilizando o método de fluxo de potência convencional. Tais curvas determinam a demanda máxima que o sistema pode atender, mostrando a proximidade que o sistema se encontra de um colapso de tensão.

Curvas PV

A curva PV pode ser obtida a partir da solução do fluxo de carga convencional utilizando o método de Newton.

No entanto, um sistema estressado apresenta características altamente não-lineares. Isto dificulta a convergência na região de máximo carregamento do sistema, devido à proximidade da singularidade da matriz Jacobiana.

Métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação vêm sendo utilizados a fim de resolver o problema na região de singularidade da matriz Jacobiana [Ajarapu; Christy, 1992]. O método consiste em etapas de parametrização, previsão, controle de passo, e correção e, através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do sistema, elimina-se sua singularidade, regularizando-se as características de convergência do método de Newton modificado.

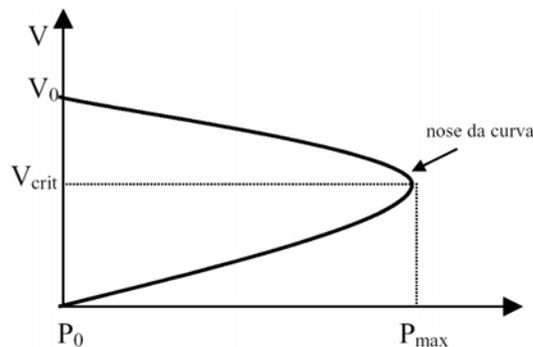


Figura 2.01 – Curva PV

Através dos pontos obtidos pela curva PV, observa-se o comportamento da tensão de uma determinada barra à medida que ocorre o aumento no carregamento (figura 2.01). O ponto de colapso de tensão (*nose da curva*) identificado pela curva PV representa o local de máximo carregamento do sistema. A margem de estabilidade de tensão, importante parâmetro para verificação do grau de segurança da operação da rede, pode ser medida em MW ou porcentagem.

Curvas QV

Analogamente ao levantamento da curva PV, pode-se traçar a curva QV para qualquer barra do sistema, através da utilização do método de fluxo de carga convencional.

A curva QV apresenta a variação da magnitude da tensão em uma determinada barra em função da injeção de potência reativa. A técnica utilizada para obtenção da curva QV é realizada através da adição de um condensador síncrono fictício à barra em análise, convertendo-a de uma barra PQ para uma barra PV, sem limites de injeção de reativos [Taylor, 1994].

Observa-se pela figura 2.02 que a margem de reativos disponível na barra é a diferença entre a potência reativa de saída nula do condensador síncrono e a potência de saída do mesmo no ponto de limite de estabilidade de tensão (base da curva QV).

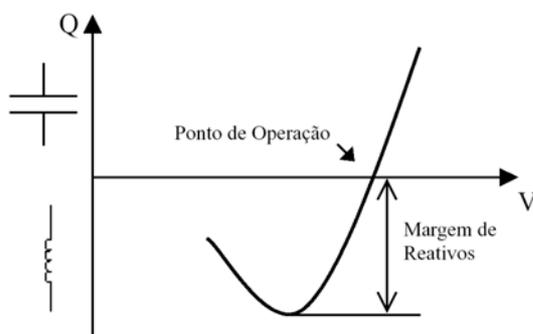


Figura 2.02 – Curva QV

Observa-se um comportamento diferente do esperado no ponto mínimo da curva (ponto crítico de tensão), já que a redução no valor da tensão acarreta o aumento da geração de potência reativa.

A distância medida entre um dado ponto de operação ao “nariz” das curvas PV e QV indica a margem de estabilidade de tensão do sistema [Taylor, 1994].

2.3.2.2 Análise modal estática

O método de análise modal estática [Gao, 1992] identifica áreas críticas do sistema através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana reduzida do fluxo de potência, representando as sensibilidades de potência reativa em relação à magnitude de tensão. Tal método consiste da aplicação dos resultados utilizados por métodos de análise modal dinâmica em uma matriz jacobiana reduzida, obtida a partir do modelo estático de um sistema de potência, linearizado em torno de um ponto de equilíbrio, expresso por:

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

onde

- ΔP variação incremental de potência ativa
- ΔQ variação incremental de potência reativa
- $\Delta\theta$ variação incremental do ângulo da tensão nodal
- ΔV variação incremental da magnitude da tensão nodal

Os elementos da matriz Jacobiana representam as sensibilidades entre as variações das injeções de potência e as variações das tensões nas barras do sistema. Da equação matricial (2.1), temos:

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

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

Para cada ponto de operação, consideram-se nulas as variações de potência ativa ($\Delta P=0$).

A estabilidade de tensão é avaliada considerando somente a relação incremental entre a tensão e potência reativa, conforme apresentado abaixo:

$$\Delta Q = J_{RQV} \Delta V \quad (2.4)$$

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

Onde J_{RQV} é a matriz jacobiana reduzida do sistema, dada por:

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

A análise modal estática envolve a determinação dos autovalores e autovetores críticos da matriz de sensibilidade reduzida Q-V (equação 2.6).

Os menores autovalores críticos desta matriz identificam os diferentes modos pelos quais o sistema pode se tornar instável. Se um autovalor de J_R tende a zero, uma pequena variação no perfil de reativos do sistema poderá causar uma variação muito grande na tensão de uma barra ou de um grupo de barras. A partir do cálculo dos autovetores esquerdos e direitos são definidos fatores de participação das barras de carga nos modos críticos. Estes fatores de participação fornecem informações valiosas sobre os mecanismos da instabilidade, bem como sobre as áreas mais vulneráveis a problemas de estabilidade de tensão. Para o i-ésimo modo tem-se:

$$\Delta v_i = (1/\lambda_i) \Delta q_i \quad (2.7)$$

onde

- Δv tensão modal
- Δq potência reativa modal
- λ autovalor

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

Para,

$\lambda_i = 0$, Uma pequena variação de reativos causará uma grande variação de tensão,

$\lambda_i > 0$, variações de Δv_i e Δq_i ocorrem no mesmo sentido, indicando que o sistema é estável,

$\lambda_i < 0$, variações de Δv_i e Δq_i ocorrem em sentido contrário, indicando que o sistema é instável, ou seja, um aumento na injeção de potência reativa causa uma redução no valor da tensão.

A partir do cálculo dos autovalores e autovetores esquerdos e direitos são obtidos fatores de participação das barras de carga nos modos críticos. O fator de participação da barra k no modo i é definido por:

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

onde

u_i autovetor direito associado a λ_i

v_i autovetor esquerdo associado a λ_i

Fator de Participação Reativo de Carga é o produto, elemento por elemento, dos autovetores esquerdo e direito da matriz Jacobiana reduzida J_{RQV} reativa. A matriz reduzida J_{RQV} contém sensibilidades somente para barras de carga (tipo PQ).

Quando J_{RQV} é singular, uma pequena variação de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras. As áreas críticas são identificadas pelos autovetores de J_{RQV} , revelando as barras onde o aumento de consumo de reativos da carga é mais prejudicial para a estabilidade do sistema. [Da Silva, 2001].

O método de análise modal estática convencional utiliza a matriz Jacobiana reduzida reativa dada pela equação 2.5, não considerando as variações de potência ativa na verificação da estabilidade de tensão do sistema. No entanto, na região próxima do ponto de máximo carregamento do sistema, as magnitudes de tensão podem ser mais sensíveis às variações de potência ativa do que às variações de potência reativa, concluindo que o método de análise modal deve considerar os efeitos de variações de potência ativa na instabilidade de tensão para propiciar informações completas sobre as condições de estabilidade de um sistema [Da Silva, 2001].

Supondo agora que, para cada ponto de operação, consideram-se nulas as variações de potência reativa ($\Delta Q=0$), a estabilidade de tensão pode ser avaliada apenas considerando a relação incremental entre a variação do ângulo e da potência ativa, como mostrado a seguir:

$$\Delta P = J_{RP0} \Delta \theta \quad (2.9)$$

$$\Delta \theta = J_{RP0}^{-1} \Delta P \quad (2.10)$$

onde J_{RP0} é a matriz jacobiana reduzida do sistema, dada por:

$$J_{RP0} = [J_{P0} - J_{PV} J_{QV}^{-1} J_{Q0}] \quad (2.11)$$

Considerando apenas a variação da potência ativa, conclui-se que uma pequena variação de potência ativa pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em grupo de barras. Desta forma, os autovetores críticos de J_{RP0} revelam as barras onde acréscimos no consumo de potência ativa são mais prejudiciais para a estabilidade de tensão do sistema, identificando os melhores locais para o corte de carga, expansão da geração, ou re-despacho da geração a fim de melhorar as margens de estabilidade do sistema.

2.3.2.3 Abrangência de contingências utilizando modal estática

O espectro modal, visualização gráfica dos fatores de participação separados por área e normalizados, indica quais são as áreas ou barras que mais participam do modo crítico, ou seja, os pontos preferenciais da rede para aplicação das ações de controle ou de reforço.

A metodologia de análise modal possibilita a verificação do tipo do impacto das contingências em um sistema elétrico de potência. Índices obtidos através dos fatores de participação ativo e reativo possibilitam classificar a abrangência das contingências como local, de área ou sistêmica.

Contingência com abrangência local

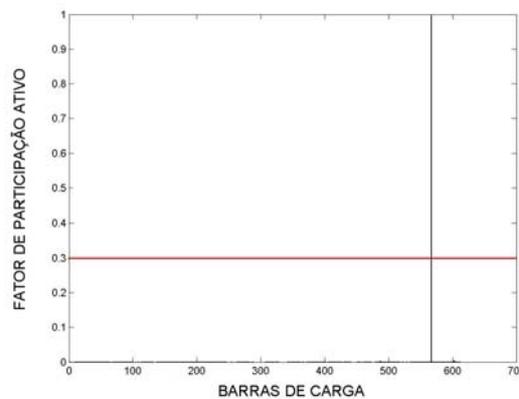


Figura 2.03 – Espectro de participação ativo para contingência com abrangência local

São aquelas que apresentam apenas abrangência localizada em torno das primeiras vizinhanças das barras associadas à contingência. A figura 2.03 apresenta o espectro de participação ativo de uma contingência com impacto bastante localizado.

Contingência com abrangência de área

São aquelas que apresentam abrangência em áreas próximas às barras associadas à contingência. A figura 2.04 apresenta o espectro de participação ativo de uma contingência com impacto de área.

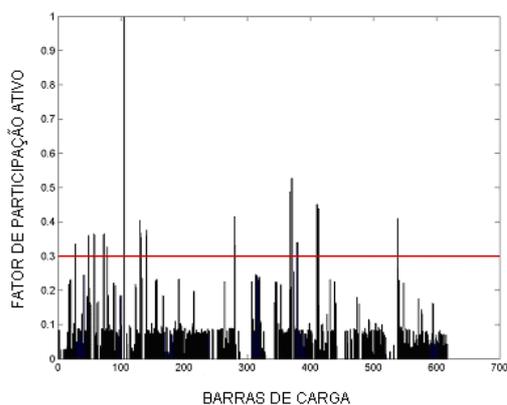


Figura 2.04 – Espectro de participação ativo para contingência com abrangência de área

Contingência com abrangência sistêmica

São contingências que apresentam alta abrangência, ou seja, muitas áreas são sensibilizadas. A figura 2.05 apresenta o espectro de participação relativo de uma contingência com impacto sistêmico.

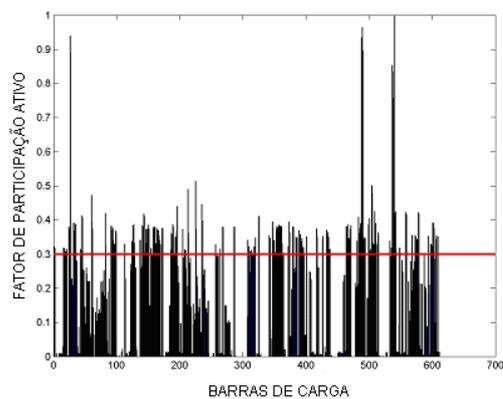


Figura 2.05 – Espectro de participação ativo para contingência com abrangência sistêmica

A ocorrência de uma contingência com menor impacto na margem, porém com alta abrangência, afetando áreas críticas ou transformando áreas não críticas em críticas, é perfeitamente possível em um SEP [Xu, Feng 1998].

A aplicação da técnica de análise modal possibilita também a identificação de áreas críticas em relação à estabilidade de tensão para o caso base, demonstrando as regiões da rede elétrica que requerem maior atenção.

Ao longo desta dissertação de mestrado, será demonstrado o estudo da relação entre área de impacto e valor da margem de estabilidade de tensão.

2.4 Colapso de tensão

Um sistema elétrico de potência sofre um colapso de tensão (total ou parcial) se, após uma instabilidade de tensão, o ponto de equilíbrio pós-perturbação apresenta níveis de tensão abaixo dos limites aceitáveis.

É importante salientar que o fenômeno do colapso de tensão está relacionado à seqüência de eventos que acompanham a instabilidade de tensão, causando a queda do perfil de tensão a níveis inaceitáveis em uma determinada região do sistema, enquanto a instabilidade de tensão, poderá provocar uma queda ou mesmo elevação no perfil da tensão [Taylor, 1994].

O colapso de tensão pode ser causado por pequenos aumentos graduais de carga ou por grandes perturbações, sendo os sistemas mais sujeitos ao colapso de tensão, aqueles incapazes de equilibrar suas demandas de potência reativa.

Apesar da grande diversidade de fatores que podem conduzir o sistema ao colapso de tensão, é possível concluir que, estão mais sujeitos ao fenômeno, os sistemas que apresentam grandes distâncias dos geradores aos centros de carga; a existência de transformadores com comutação automática sobre carga durante condições de baixa tensão; cargas com características desfavoráveis; má coordenação entre os sistemas de controles e proteção; alto carregamento; difícil importação de potência reativa de áreas vizinhas [Albuquerque, 2005].

Vários incidentes envolvendo o fenômeno do colapso de tensão ocorreram nos últimos anos em diversos países do mundo, como: 02 de Julho de 1996 (WECC), 24 e 25 de abril de 1997 (Brasil), 14 de agosto de 2003 (EUA).

2.4.1 Esquemas especiais para evitar o colapso de tensão

ECE (Esquema de Controle de Emergência) Xavantes

Diversos esquemas de controle de emergência, instalados no sistema elétrico brasileiro, tem por finalidade evitar colapsos de tensão, como o esquema de corte de carga da SE (subestação) Xavantes,

projetado para evitar colapso de tensão na área 345 kV de São Paulo quando da perda dupla das LT 345 kV Interlagos-Xavantes.

Quando houver a perda dos dois circuitos da LT 345 kV Interlagos-Xavantes e conseqüente sub-tensão da ordem de 50% da tensão nominal na SE Xavantes por um tempo igual ou superior a 100 ms, o ECE envia sinal para o desligamento da LT 345 kV Xavantes/Milton Fornasaro circuitos 01 e 02, na SE Xavantes, interrompendo desta forma, o suprimento da SE Xavantes para a SE Bandeirantes (figura 2.06), cortando aproximadamente 1300 MW de carga da ELETROPAULO na SE Bandeirantes de modo a evitar colapso de tensão com perda de 3500MW na região do centro de São Paulo [ONS, IO.EE.SE.3SP, 2006].

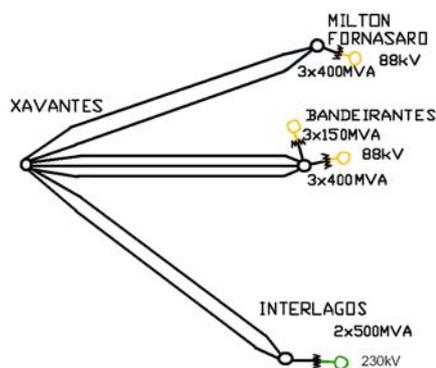


Figura 2.06 – Área de atuação do ECE Xavantes

Controle de segurança do sistema através dos CS de Ibiúna

Para evitar colapso de tensão no sistema, o carregamento dos síncronos de Ibiúna é monitorado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema).

Tabela 2.01 – Corte manual de carga para evitar colapso de tensão

CORTE MANUAL DE CARGA						
PATAMAR	ELETRO-PAULO	PIRATININGA	BANDEIRANTE	(*) Ver Detalhe abaixo	CPFL	CARGA TOTAL
1º	200 MW	-	-	50 MW	50 MW	300 MW
2º	-	200 MW	-	50 MW	50 MW	300 MW
3º	200 MW	-	-	50 MW	50 MW	300 MW
4º	-	-	200 MW	50 MW	50 MW	300 MW
				(*) Pequenas Concessionárias	Carga (MW)	
					CPFE	1,08
					CSPE	1,19
					CJE	0,88
					CLFM	0,78
					CAIUÁ	3,73
					SANTA CRUZ	2,69
					VALE PARANAPANEMA	1,54
					BRAGANTINA	1,78
					NACIONAL	1,56

Caso o carregamento dos Síncronos de Ibiúna atinja +700MVA_r e o aumento esperado de carga para a área São Paulo seja superior a 500MW, declarar estado de alerta.

Caso o carregamento dos Síncronos de Ibiúna atinja +1100MVar, determinar corte manual de carga, conforme tabela 2.01, até que o carregamento dos Síncronos seja menor que +700MVar. Para cada 100MVar de folga nos Síncronos, podem se restabelecer 100MW de carga cortada [ONS, IO.ON.SE.3SP, 2006].

2.5 Análise das perturbações ocorridas nos dias 24 e 25 de abril de 1997 no sistema interligado brasileiro [GCOI, 1997]

O Sistema Interligado (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) vinha apresentando crescimento acentuado de carga (figura 2.07), tendo verificado valor recorde na demanda de 39.537 MW às 18h41min do dia 15 de abril de 1997. O esgotamento das reservas de potência ativa e reativa dificulta a manutenção da frequência e tensão em seus níveis seguros.

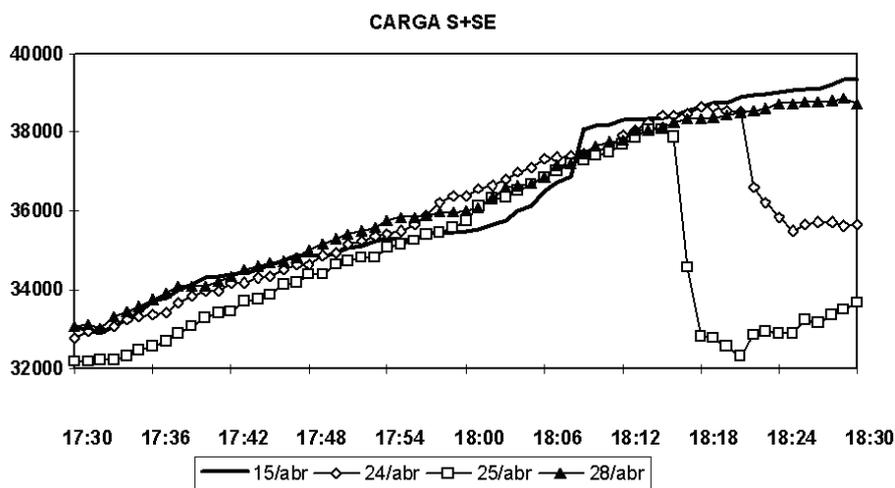


Figura 2.07 – Demanda em MW do SIN para os dias 15, 24, 25 e 28 de abril de 1997

Condições iniciais

O Sistema Interligado (Sul, Sudeste e Centro Oeste) operava desde o término do horário de verão 96/97, no período de carga pesada, da seguinte forma:

Antes das 18h00min, todos os reatores manobráveis eram desligados, os capacitores que ainda se encontravam desligados eram ligados e as tensões das usinas maximizadas;

Elevadas as gerações das usinas Henry Borden (ELETROPAULO) e Santa Cruz (FURNAS - térmica) por volta das 17h45min às 18h00min visando atender a carga ativa;

A UHE (Usina Hidrelétrica) Itaipu-60 Hz era desligada do CAG para evitar a elevação de sua geração respondendo à entrada de carga, o que poderia comprometer o controle de tensão no Tronco 765 kV;

Por volta das 18h15min, a Linha de Transmissão de 345 kV entre Guarulhos e Campinas (FURNAS) era aberta manualmente no terminal de Campinas em função da sobrecarga nos transformadores 345/138

kV, da subestação Campinas (FURNAS);

Após as 18h00min, as ações passavam a ser no sentido de otimizar a distribuição da reserva de potência reativa entre as Empresas Controladoras de Área e, com o esgotamento total dos recursos de controle de tensão disponíveis, o controle de tensão priorizava evitar que a tensão de Ivaiporã 765kV operasse abaixo do limite mínimo de 780 kV, através do remanejamento de geração de Itaipu-60 Hz.

Nos dias 24 e 25 de abril todas essas medidas foram tomadas e as cargas ativa e reativa verificadas antes das perturbações eram bem parecidas com as de outros dias do mesmo mês.

DIA 24/04/97

Às 18h00min as tensões de alguns barramentos da área São Paulo e Minas Gerais já estavam abaixo das faixas operativas e todos os recursos disponíveis já haviam sido utilizados. Nesse instante, inclusive, os Compensadores Síncronos de Embu-Guaçu e Santo Ângelo (ambos da CESP) já estavam gerando 200 Mvar de potência reativa cada (limite superior de +250 Mvar);

Associado à elevada demanda ativa e reativa, o sistema operava sem importantes equipamentos de suporte de reativo na área São Paulo (um síncrono de Ibiúna de +300 Mvar e um banco de capacitores de Tijuco Preto de 200 Mvar); área Minas (um síncrono de Neves de +100 Mvar) e ELETROPAULO (Indisponíveis 208 Mvar em bancos de capacitores no sistema de transmissão).

Às 18h10min, a CEMIG realizou corte de 33 MW na tentativa de elevar os níveis de tensão de seu sistema, o que não se mostrou suficiente.

Com o esgotamento dos Síncronos da CESP, passou a haver solicitação dos CS (Compensadores Síncronos) da subestação de Ibiúna (FURNAS), que conseguiram sustentar a tensão do barramento de 345 kV dentro da faixa operativa até às 18h15min, quando passaram a operar em sobrecarga. Nesse período, as tensões dos barramentos de alta tensão das áreas SP, RJ e MG estavam em processo de queda muito acentuada.

Na região Sul, as tensões também estavam em queda, porém numa taxa menor.

Às 18h15min, foi remanejado 300 MW da geração de Itaipu-60 Hz para Itaipu-50 Hz no sentido de elevar a tensão de Ivaiporã 765 kV.

Com o crescimento da carga e sem reserva de reativos existentes, às 18h20min o barramento de 345 kV da subestação de Ibiúna atingiu 331 kV, ocorrendo atuação do bloqueio de subtensão dos centros de cargas essenciais daquela subestação, ocasionando falta de alimentação AC para os serviços auxiliares. Em seguida ocorreu o desarme do Síncrono 03 de Ibiúna, provocado pela atuação da proteção de sobre-excitação. Isto agravou as condições de tensão, levando ao bloqueio do Bipolo 02 do Elo CC por atuação das respectivas proteções de mínima tensão DC. Em seguida, ocorreram os desligamentos automáticos dos síncronos 01 e 04 em Ibiúna em decorrência da falta de alimentação dos serviços auxiliares.

Estes desligamentos representaram a perda de cerca de 3.000 MW do suprimento de Itaipu 50 Hz ao sistema S/SE/CO e de 900 Mvar de compensação reativa, provocando a degradação da tensão e da

freqüência no sistema.

Em seguida ocorreram os desligamentos automáticos de diversos equipamentos de controle de tensão: Compensadores Síncronos de Tijuco Preto (+300 Mvar - FURNAS) e Embu-Guaçu (+250 Mvar - CESP) e os Bancos de Capacitores 01 e 02 de Campos (2x10 Mvar - FURNAS). Também houve perda adicional de fontes de potência ativa num total correspondente à perda da UG-3 (Unidade Geradora) da UHE Capivara (146 MW - CESP) e UG-2 da UHE Funil (70 MW - FURNAS).

O panorama do Sistema Interligado de 18h21min a 18h59min era de subfreqüência e subtensão, onde as ações eram tomadas durante um período de carga ainda crescente, o que dificultou o pronto restabelecimento das condições normais. Neste período, o CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema) solicitou diversos cortes de carga às empresas, com base nas Instruções de Operação, com o objetivo de recuperar a freqüência, face ao déficit de geração ao qual o Sistema Interligado estava submetido. A entrada natural de carga tornou essas medidas insuficientes. Na área Rio, FURNAS solicitou corte de carga a LIGHT e CERJ devido sub-tensão e para evitar perda dos síncronos de Grajaú, devido à sobre-temperatura.

Às 18h24min houve desligamento da SE Bandeirantes-ELETROPAULO, causada pela subtensão, interrompendo cerca de 1.200 MW de carga prioritária do centro de São Paulo.

Às 18h46min ocorreu um novo déficit de geração, de 715 MW, com os desligamentos automáticos das UG-1 da UTN (Usina Termonuclear) Angra 01 (620 MW - FURNAS) por subfreqüência e UG-01 da UHE Volta Grande (95 MW - CEMIG).

Às 18h59min ocorreu o desligamento automático do Bipolo 01 remanescente do ELO-CC com 2386 MW. A freqüência atingiu 58,10 Hz, levando a atuação do ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), 1^o e 2^o Estágios. Embora a atuação do ERAC tenha sido correta, não foi suficiente, pois muitas cargas do ERAC já haviam sido desligadas anteriormente para recuperação da freqüência. Desse modo, houve solicitação, por parte do CNOS, para que as empresas realizassem cortes adicionais, o que foi feito, recuperando a freqüência ao patamar de 60,00 Hz em 10 minutos, quando se iniciou a liberação cautelosa e gradual do religamento das cargas.

Com o retorno à operação do Bipolo 02, às 19h27min, todas as cargas foram liberadas para serem religadas, normalizando o Sistema Interligado S/SE/CO.

DIA 25/04/97

A condição do Sistema Interligado às 18h00min era semelhante ao dia anterior, com a agravante de que a UTN Angra 01 só estava gerando 88 MW dos 627 MW disponíveis a plena carga. Essa é uma característica normal para uma Usina Nuclear que sofreu um desarme na véspera.

Dessa vez, o ELO-CC desligou-se automaticamente por completo às 18h17min pela atuação dos bloqueios de sub-tensão dos centros de cargas essenciais da subestação Ibiúna, ocasionando falta de alimentação CA para os serviços auxiliares. Assim, ocorreram os desarmes dos três Compensadores

Síncronos de Ibiúna (+900 Mvar) e dos Bipolos 01 e 02 com 5700 MW;

Em seguida ocorreram os desligamentos automáticos do Compensador Síncrono de Tijuco Preto (+300 Mvar - FURNAS), da UG-1 da UTN Angra 1 (88 MW - FURNAS), da UG-3 da UHE Capivara (136 MW - CESP) e das UG's 01 e 02 da UHE Funil (2x70 MW - FURNAS).

A frequência atingiu 58,17 Hz provocando a atuação correta do ERAC, 1º e 2º Estágios, cortando 3800 MW aproximadamente. Também ocorreu rejeição natural de carga em função da subtensão acentuada em que o Sistema se encontrava antes do desarme do ELO-CC, num montante de 2100 MW aproximadamente.

Pelo horário da perturbação, a condição era de carga crescente, fazendo com que os desligamentos realizados pelo ERAC não tivessem sido suficientes. O SIN passou a operar com subfrequência sustentada em torno de 59,00 Hz. Na área São Paulo também era observado o problema da escassez de suporte de potência reativa, em função dos desarmes ocorridos e relatados anteriormente, além de desarmes de outros equipamentos.

A partir das 18h26min, o CNOS coordenou os cortes manuais de carga e, a partir das 18h50min, coordenou as liberações de religamento em função do retorno da frequência ao patamar de 60,00 Hz. Até às 19h23min, as cargas foram sendo religadas gradativamente de acordo com a disponibilidade de geração do Sistema Interligado S/SE/CO.

As figuras, de 2.08 a 2.13, mostram o comportamento de alguns equipamentos do SIN durante a ocorrência no dia 24 de abril de 1997.



Figura 2.08 – Perfil da tensão na SE de Interlagos 345kV

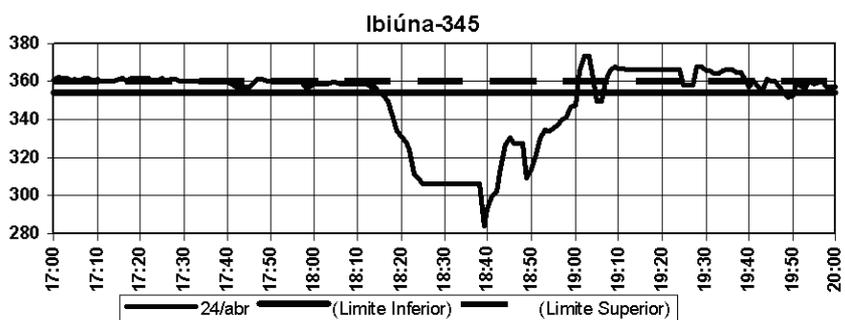


Figura 2.09 – Perfil da tensão na SE de Ibiúna 345kV

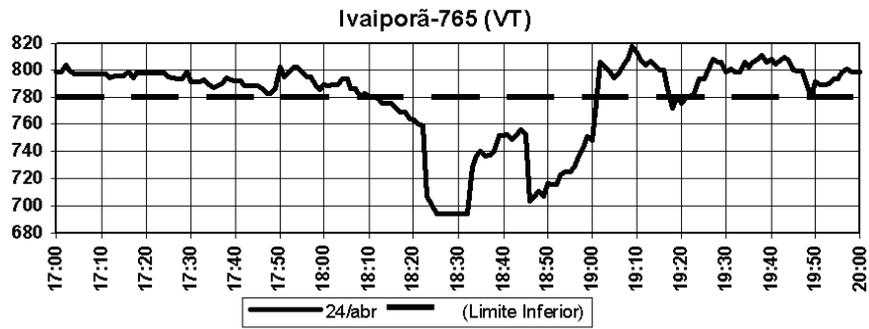


Figura 2.10 – Perfil da tensão VT (referência) na SE Ivaiporã 765kV

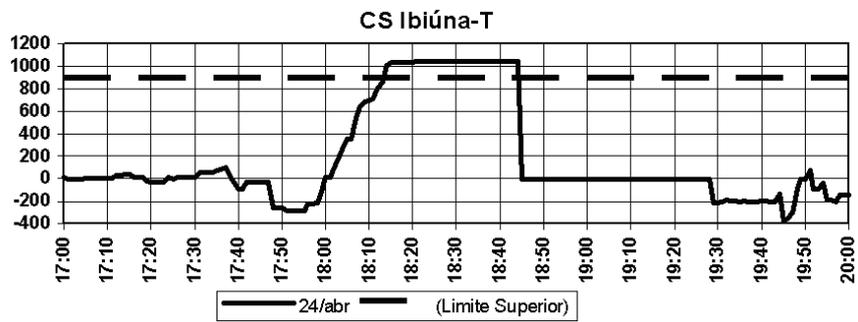


Figura 2.11 – Comportamento dos CS em MVar na SE de Ibiúna 345kV

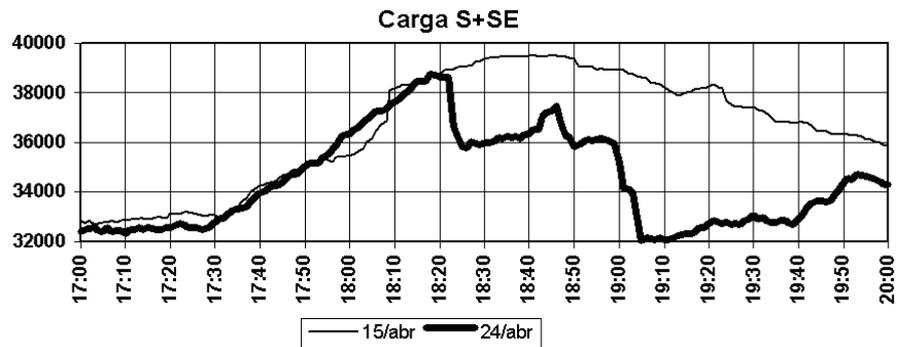


Figura 2.12 – Demanda em MW na região Sul e Sudeste

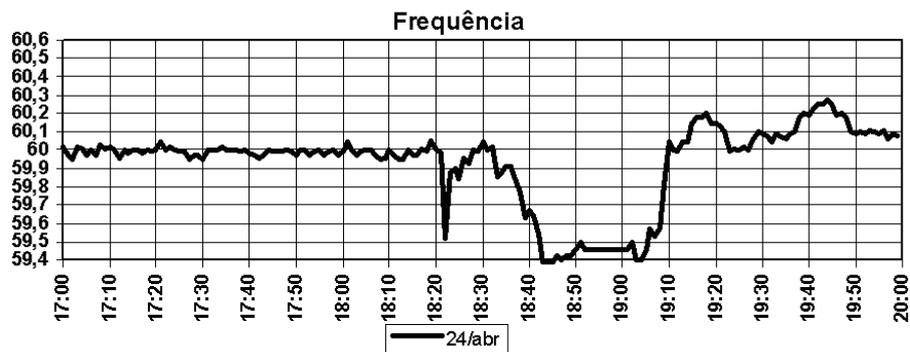


Figura 2.13 – Frequência no SIN

Ações do ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga) e corte de carga manual impediram a ocorrência de um colapso de tensão total nos dias 24 e 25 de abril de 1997 às 18h21min e 18h17min, respectivamente, com cerca de 85% da carga total, permanecendo em serviço em ambos os distúrbios. As análises constataram um afundamento da tensão na região da grande São Paulo, compatível com um colapso parcial de tensão, mesmo sem o registro de qualquer perturbação ou anormalidade que originasse o fenômeno. As ocorrências evidenciaram a utilização total dos recursos disponíveis de controle de tensão no sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Nesses dias, o sistema estava operando, conforme programa de manutenção em equipamentos da Malha Principal, sem importantes equipamentos de suporte de reativo na área São Paulo num total aproximado de 700 Mvar.

As ocorrências de instabilidade de tensão no sistema elétrico brasileiro até recentemente estavam restritas à área Rio de Janeiro/Espírito Santo, que é dependente de geração externa e com carga reativa fortemente influenciada pelas altas temperaturas locais. Entretanto, as ocorrências de Abril de 1997 na Área São Paulo mostraram na prática que este fenômeno pode também ocorrer em uma rede malhada e com um grande parque gerador [Albuquerque, 2005].

Capítulo 3

Análise da Margem de Estabilidade de Tensão da Rede de Transmissão do Estado de São Paulo para Cenários N-0 e N-1

3.1 Introdução

Neste capítulo são realizados estudos da M.E.T. (Margem de Estabilidade de Tensão) para o caso base (N-0, sem contingência) e pós-contingência (N-1, com contingência simples) do sistema elétrico do Estado de São Paulo, com o objetivo de medir o grau de segurança da operação da rede.

Utilizando os dados da rede, no formato padrão do IEEE (CDF - Common Data Format), para os dias 06, 18 e 19 de fevereiro de 2004, obteve-se a margem de estabilidade de tensão para diversos intervalos, formando um dia quase completo.

Na análise da margem, foram utilizados programas desenvolvidos em MATLAB e FORTRAN, na FEEC (UNICAMP), para cálculo das curvas PV.

Neste estágio, pôde-se definir como efetuar os acréscimos de carga, geração e intercâmbio, de forma a encontrar as margens de estabilidade mais próximas da realidade.

Um dos objetivos deste capítulo é diagnosticar a operação do sistema elétrico do Estado de São Paulo em relação ao risco de ocorrência de um colapso de tensão através do cálculo de curvas PV, e identificar as principais contingências com impacto na margem, denominadas por contingências críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão.

3.2 Análise de convergência do programa de fluxo de carga

Através da comparação entre a convergência do programa de fluxo de carga utilizado neste trabalho e os dados fornecidos pelo estimador de estados da rede do Estado de São Paulo, verifica-se a coerência dos resultados obtidos. Esta análise é apresentada para o dia 06/02/2004 à 01h02min e repetidos para os outros horários e dias, mostrando-se satisfatória.

A figura 3.01 mostra o perfil de tensão convergido pelo fluxo de carga utilizado nessa pesquisa, incluindo todos os intercâmbios e áreas externas, fornecidos pelo estimador de estados. A comparação entre os resultados é mostrada na figura 3.02. O erro entre os dois perfis de tensão tem a ordem de 10^{-4} , ou seja, está abaixo da tolerância especificada de 10^{-3} .

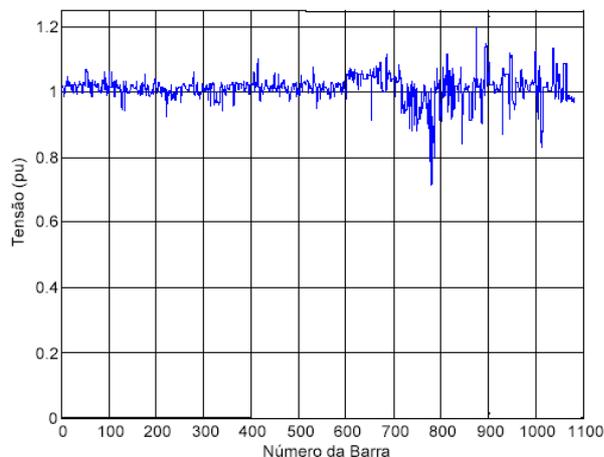


Figura 3.01 – Perfil de Tensão para os dados do dia 06/02/2004 à 01h02min

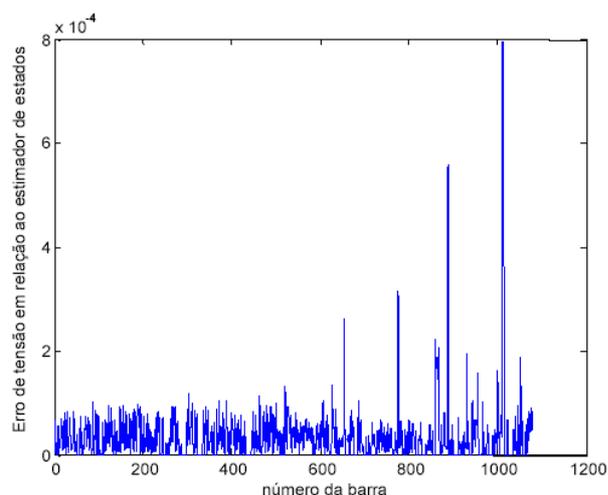


Figura 3.02 – Comparação entre a saída do estimador de estados e o caso convergido pelo Programa utilizado na UNICAMP.

Após a repetição desta análise para diversos intervalos chegando a resultados similares, foi concluído que o programa base de fluxo de carga utilizado para o desenvolvimento do projeto é confiável, podendo ser mantido na seqüência do trabalho, e mostrando também, muita robustez durante a convergência dos mais diversos casos, com e sem considerar contingências.

Pelas figuras 3.01 e 3.02, percebe-se que as tensões da área interna (barra 01 a 600) são coerentes e apresentam variações da ordem de 0.05 p.u., correspondendo à realidade da operação do sistema elétrico, enquanto as barras das áreas externas (barra 600 a 1100) apresentam tensões com variações não aceitáveis em condições normais de operação, com “afundamentos” da ordem de 0.3 p.u. Apesar de

não fornecer a condição ideal em termos da representação das áreas externas, os bancos de dados utilizados são adequados para a pesquisa proposta, uma vez que os estudos serão restritos às áreas internas ao sistema de São Paulo.

3.3 Análise dos resultados do fluxo de carga

Os principais pontos de destaque para a análise dos resultados fornecidos pelo fluxo de carga para os dados do dia 06/02/2004 à 01h02min são:

- Os resultados se aproximam aos fornecidos pelo estimador de estados da rede do Estado de São Paulo;
- A barra de Ilha Solteira de 440 kV está configurada como slack;
- 20 barras têm tensão inferior a 0,9 p.u., todas em áreas externas;
- 17 barras têm tensão superior a 1.1 p.u., somente uma na área interna;
- A carga total da área interna para esse horário é de 9.494 MW e 2.180 MVar;
- A geração total da área interna para esse horário é de 5.382 MW e -717 MVar;

Pela análise preliminar baseada no fluxo de carga, e também repetida para os outros horários e dias, percebe-se que a “visão” do estimador de estados em relação às áreas externas pode não ser tão confiável, e os resultados discutidos acima conteriam erros de modelagem das áreas externas.

3.4 Definição da estratégia de incremento de carga e geração

Para a obtenção das curvas PV, resolve-se uma série de fluxos de potência, considerando incrementos sucessivos de carga, de acordo com uma direção pré-selecionada tanto para os aumentos de carga quanto para a distribuição dos mesmos entre os geradores. Pode-se, efetuar incrementos de carga para algumas áreas selecionadas, ou para todo o sistema. O aumento de geração correspondente pode vir de reajustes de intercâmbio, ou de aumento na geração de algumas unidades disponíveis. Obviamente, para cada direção de incremento de carga e geração obtém-se uma margem diferente. Por isso, os critérios existentes recomendam que a carga seja incrementada em todas as barras do sistema interno, e que o aumento total seja distribuído a todos os geradores de forma proporcional ao caso base, esperando-se que este procedimento represente um dos piores cenários [Força Tarefa, 1999].

A modelagem da carga para a obtenção de curvas PV e QV também representa um problema difícil. Para o caso base, as demandas de potência ativa e reativa das cargas são conhecidas. No entanto, ao construir a curva PV, pode-se incrementar, para todas as barras, a demanda de ativos, a de reativos, ou ambas.

Para cada caso, obtém-se uma nova margem. Além disso, no caso de incrementar ambas, potência ativa

e reativa, o fator de potência ainda é um problema, uma vez que se pode incrementar a potência complexa com fator de potência constante ou variável. Sugere-se para os sistemas membros do WECC (Western Electricity Coordinating Council) [WECC, 1998], por exemplo, que no caso do comportamento preciso das cargas ser desconhecido, em termos da variação do fator de potência, ou em termos da dependência das cargas com a magnitude de tensão, que se utilize para o cálculo das curvas PV e QV, modelos de carga de potência constante, e incrementos de carga com fator de potência constante, incrementando-se as demandas de ativos e reativos das cargas de forma proporcional às demandas do caso base. Espera-se que, este procedimento represente um dos piores cenários para a construção das curvas PV e QV. Percebe-se então, a dependência dos resultados de margens com procedimentos e modelagens utilizados. Por esta razão, critérios de estabilidade existentes consideram nos seus requisitos mínimos de margens, uma parcela extra para representar possíveis deficiências de modelagem e de hipóteses utilizadas para a construção das curvas PV e QV.

Para o sistema elétrico do Estado de São Paulo, faremos a comparação entre os resultados obtidos para a M.E.T provenientes de incrementos de carga e geração, realizados apenas na área interna e aqueles realizados nas áreas internas e externas, considerando os dados de 00h00 do dia 19 de fevereiro de 2004.

3.4.1 Incremento nas áreas internas e externas

Considerado o cenário de crescimento proporcional da carga e geração em todo o sistema, mantendo as cargas com fator de potência constante e, modeladas como injeções de potência constante, obtém-se uma margem de estabilidade de tensão de 2,62%, sem considerar contingências.

Percebe-se que o valor encontrado para a margem de estabilidade de tensão do sistema é baixo para um período de carga leve. Este resultado reforça a idéia de que a “visão” do estimador de estados em relação às áreas externas pode não ser confiável.

3.4.2 Incremento na área interna

Considerado o cenário de crescimento proporcional da carga e geração somente na área interna, mantendo as cargas com fator de potência constante e, modeladas como injeções de potência constante, obtém-se uma margem de estabilidade de tensão de 21,64%, sem considerar contingências.

Para o crescimento de carga na área interna, os intercâmbios são mantidos constantes para cada horário, assim, o aumento de geração para contrabalançar os aumentos provocados na demanda são totalmente provenientes dos geradores da área interna. Essa estratégia de crescimento de carga será considerada para todos os casos, e proporciona uma estimativa da margem de estabilidade do sistema do Estado de São Paulo sem considerar ajuda externa para o atendimento dos aumentos de demanda,

sendo essa hipótese mais um aspecto conservador utilizado para o cálculo da margem. Outro fator de impacto na margem é o limite de potência reativa dos geradores e condensadores síncronos da área interna, já que esta representação também leva ao cálculo de margens mais conservativas, prezando pela segurança do sistema. As mudanças de topologia e intercâmbios serão consideradas, já que elas estão contidas nos dados fornecidos pelo estimador de estados para cada intervalo de estudo.

3.5 Análise da margem de estabilidade de tensão da rede elétrica do Estado de São Paulo

O cálculo de margens, tanto de potência ativa quanto reativa, é aceito como critério mínimo de operação por parte de membros de um sistema interligado.

As margens, obtidas através de cálculos de curvas PV e QV [Taylor, 1994] para os mais diferentes cenários, devem obedecer a critérios mínimos tanto para casos de operação normal, quanto para casos sujeitos à contingência simples ou múltiplas [Força Tarefa, 1999]. Em caso de identificação de um cenário fora dos critérios mínimos, medidas de reforço, ou de emergência, devem ser aplicadas até que o critério desejado seja alcançado.

3.5.1 Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga leve

Verifica-se o comportamento da margem para o intervalo de 00h00 às 06h00, sendo todos cenários de carga leve, sem considerar contingências. A tabela 3.01 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo, considerando incremento de carga e geração na área interna conforme definido acima em “Estratégia de incremento de carga e geração”.

Tabela 3.01 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga leve.

Horário	Data	Demanda (MW)	Demanda (MVar)	Geração (MW)	Geração (MVar)	* Reativo (Total)	Margem
00h00	19/02/04	12.396,41MW	2.224,17MVar	7.670,31MW	-564,31MVar	-2.223,91MVar	21,64%
01h00	19/02/04	11.381,55MW	1.937,26MVar	6.246,1MW	-607,62MVar	-2.777,22MVar	29,92%
02h00	06/02/04	10.571,7MW	2.242,07MVar	5.305,78MW	-880,98MVar	-3.328,68MVar	27,18%
03h00	06/02/04	10.246,06MW	2.189,44MVar	5.334,08MW	-956,19MVar	-3.423,89MVar	27,86%
04h00	06/02/04	10.370,95MW	1.991,19MVar	5.436,93MW	-818,2MVar	-3.265,9MVar	33,11%
05h00	06/02/04	10.585,3MW	2.139,42MVar	5.781,25MW	-897,62MVar	-3.525,32MVar	25,26%
06h00	19/02/04	11.996,38MW	2.335,75MVar	6.397,34MW	-327,18MVar	-2.565,18MVar	26,81%

* Reativo (Total) representa a geração dinâmica (Geradores e Síncronos) e estática (Capacitores e Reatores) de

reativos.

A figura 3.03 apresenta a variação de demanda e geração na área interna durante o período de carga leve.

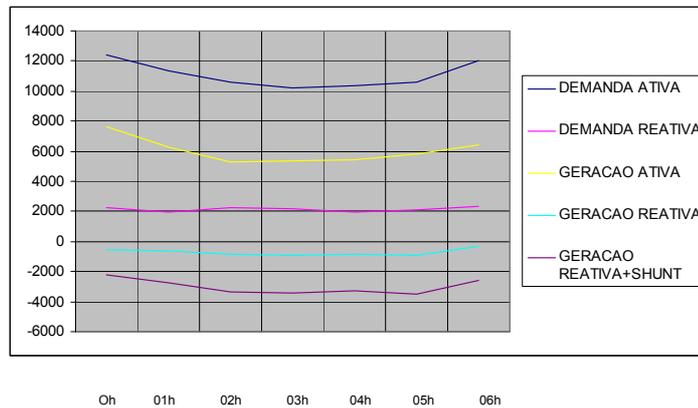


Figura 3.03 – Demanda e geração para intervalos de carga leve.

A figura 3.04 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de carga leve.

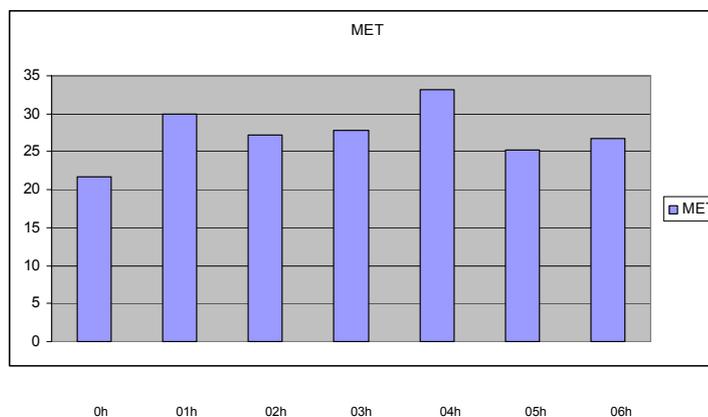


Figura 3.04 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga leve

3.5.2 Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga média

Verifica-se o comportamento da margem para o intervalo de 08h00 às 16h00, sendo todos cenários de carga média, sem considerar contingências. A tabela 3.02 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo, considerando incremento de carga e geração na área interna conforme definido acima em “Estratégia de incremento de carga e geração”.

Tabela 3.02 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga média.

Horário	Data	Demanda (MW)	Demanda (MVar)	Geração (MW)	Geração (MVar)	* Reativo (Total)	Margem
08h00	19/02/04	14.074,22MW	3.206,64MVar	8.601,25MW	-74,52MVar	-351,92 MVar	12,01%
09h00	19/02/04	14.511,79MW	3.623,93MVar	8.878,24MW	195,41MVar	308,01 MVar	10,20%
10h00	19/02/04	14.794,9MW	4.031,69MVar	8.601,99MW	424,8MVar	717,4 MVar	6,27%
11h00	19/02/04	15.040,01MW	3.964,93MVar	8.315,26MW	-24,99MVar	267,61 MVar	**
12h00	19/02/04	14.822,56MW	3.359,37MVar	8.213,27MW	-389,33MVar	-276,73 MVar	6,35%
13h00	19/02/04	14.883,85MW	3.578,01MVar	8.844MW	76,5MVar	189,1 MVar	3,91%
14h00	19/02/04	15.288,83MW	3.991,2MVar	8.698,77MW	267,4MVar	574,3 MVar	2,45%
15h00	19/02/04	14.947,47MW	4.088,64MVar	8.516,97MW	281,28MVar	573,88 MVar	7,45%
16h00	19/02/04	14.798,63MW	3.780,77MVar	8.407,53MW	122,76MVar	415,36 MVar	4,72%

** Margem de estabilidade de tensão às 11h00 do dia 19/02/04 não encontrada.

A figura 3.05 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de carga média.

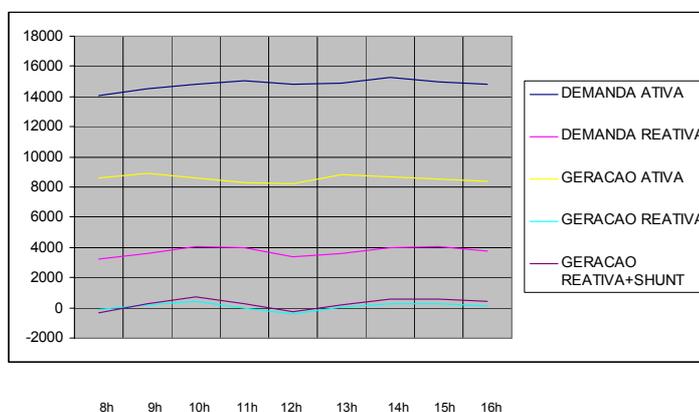


Figura 3.05 – Demanda e geração para intervalos de carga média.

A figura 3.06 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de carga Média.

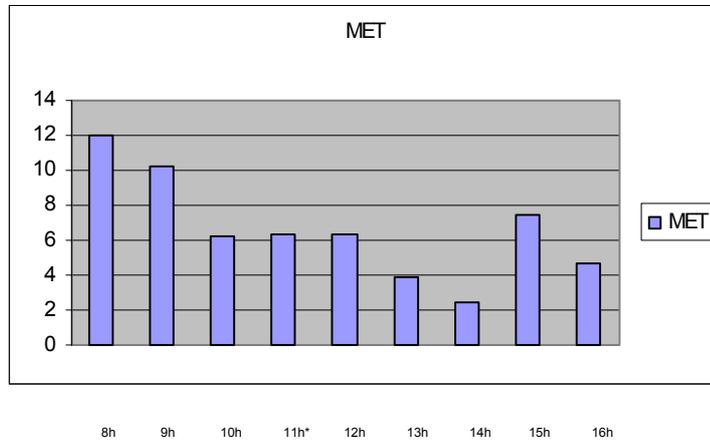


Figura 3.06 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga média

* Valor da M.E.T. estimado para as 11h00 do dia 19 de fevereiro de 2004.

3.5.3 Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga pesada

Verifica-se o comportamento da margem para o intervalo de 17h00 às 23h00, sendo quase todos cenários de carga pesada, sem levar em conta contingências. A tabela 3.03 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo, considerando incremento de carga e geração na área interna conforme definido no item acima “Estratégia de incremento de carga e geração”.

Percebe-se um período de carga pesada, com valores de geração de potência ativa acima e demanda reativa de potência abaixo daqueles encontrados para o período de carga média, justificando margens de estabilidade de tensão mais altas para este período do dia.

Uma demanda máxima de 15.289MW e 3.991MVar foi encontrada às 14 horas do dia 19 reduzindo significativamente a M.E.T. para 2,45%, enquanto que o pior cenário para a carga pesada foi de 15.130 MW e 2.749MVar, às 20 horas do dia 18, reduzindo a margem para 10,12%.

Alterações na topologia também podem contribuir para a melhoria da margem, o que pode ter ocorrido para este período do dia 18.

Para o período, percebe-se baixa geração de reativos pelos geradores da área interna, resultando em altas reservas de potência reativa.

Tabela 3.03 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga pesada.

Horário	Data	Demanda (MW)	Demanda (MVar)	Geração (MW)	Geração (MVar)	* Reativo (Total)	Margem
17h00	18/02/04	14.508,91MW	3.311,77MVar	8.186MW	-417,16MVar	-338,16 MVar	11,09%
18h00	18/02/04	13.901,5MW	2.723,19MVar	7.796,67MW	-688,17MVar	-1.362,17 MVar	10,6%
19h00	18/02/04	15.129,71MW	2.749,03MVar	9.392,59MW	124,54MVar	346,64 MVar	10,12%
20h00	18/02/04	15.129,71MW	2.749,03MVar	9.392,59MW	124,54MVar	346,64 MVar	10,12%
21h00	18/02/04	15.015,68MW	2.797,26MVar	9.885,81MW	265,51MVar	487,61 MVar	10,9%
22h00	18/02/04	14.902,54MW	2.551,31MVar	9.607,8MW	-51,81MVar	170,29 MVar	11,97%
23h00	18/02/04	13.520,62MW	2.429,85MVar	8.612,21MW	-591,09MVar	-1.216,29 MVar	15,6%

A figura 3.07 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de carga pesada.

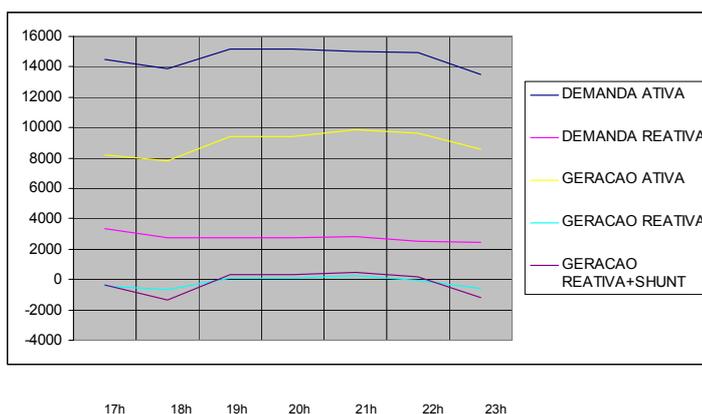


Figura 3.07 – Demanda e Geração para intervalos de carga pesada.

A figura 3.08 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de carga Pesada.

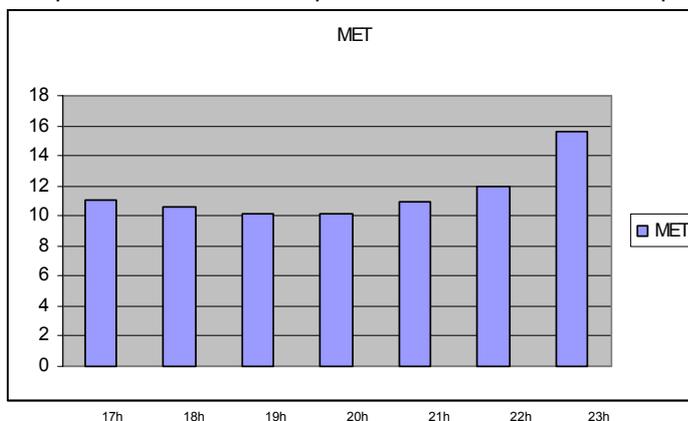


Figura 3.08 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga pesada

3.5.4 Análise da margem de estabilidade de tensão para intervalos de um dia quase completo

Embora os resultados do estudo da margem já tenham sido apresentados anteriormente, uma análise contendo informações de um dia quase completo é apresentada a seguir, para a comparação dos vários períodos de carga.

Destaca-se que a obtenção do comportamento da margem de estabilidade de tensão para um dia completo fora prejudicada devido à dificuldade na obtenção dos dados de um mesmo dia, sendo necessário o agrupamento de horários de dias diferentes.

As figuras 3.09 e 3.10 permitem uma visão global dos testes anteriores, mostrando o comportamento da margem para cada horário do dia, bem como sua relação com a demanda e geração de potência ativa e reativa pela área interna.

Observa-se que as piores margens e as maiores demandas de potência ativa e reativa ocorrem no período de carga média do dia 19, conforme mostrado pela figura 03.10. Alguns comportamentos da margem, sem a devida correlação com a variação de demanda, estão associados a mudanças na topologia das redes interna ou externa, o que também pode provocar forte impacto na margem de estabilidade de tensão.

A figura 3.09 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de um dia quase completo.

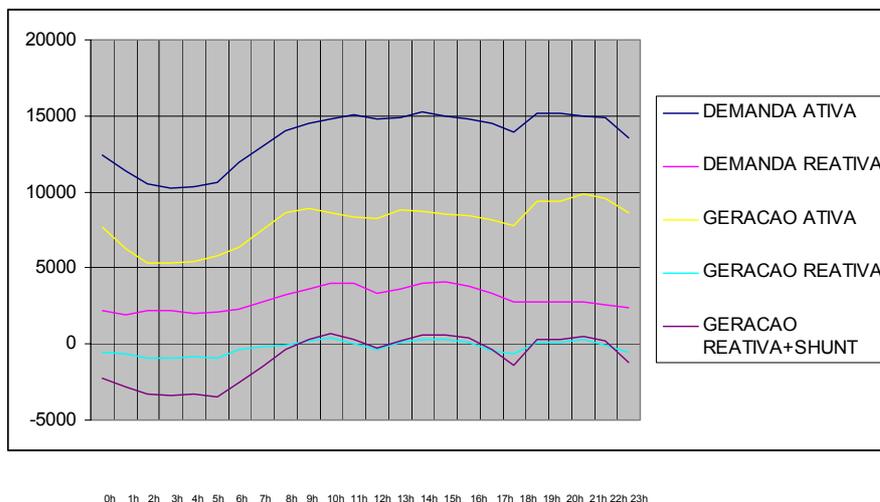


Figura 3.09 – Demanda e Geração para intervalos de um dia quase completo.

A figura 3.10 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de um dia quase completo.

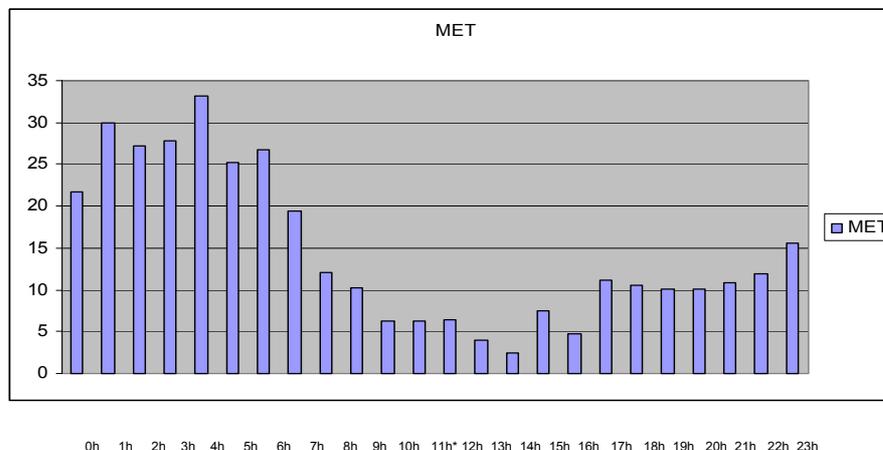


Figura 3.10 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de um dia quase completo.

* Valor da M.E.T. estimado para as 11h00 do dia 19 de fevereiro de 2004.

Observa-se que, para a rede elétrica do Estado de São Paulo, os valores N-0 (sem considerar contingências) de M.E.T. para alguns horários estão abaixo das recomendações do WECC [WECC,1998] e ONS [ONS,2002], que sugerem margens mínimas de 5% e 6%, respectivamente, mesmo considerando a contingência simples mais severa (N-1).

Esse cenário será piorado quando da análise das contingências críticas (critério N-1).

As margens encontradas para os períodos de carga Leve são bastante satisfatórias. Isto se deve aos baixos carregamentos para o período. Conseqüentemente, estes baixos carregamentos fazem com que as linhas de transmissão operem com característica capacitiva, elevando o perfil de tensão da rede. Ações de redução da tensão nas barras de controle são necessárias, como exemplo, redução da tensão nos terminais dos geradores, inserção de reatores e até mesmo, o desligamento de algumas linhas de transmissão.

Na mudança da faixa de carga leve para carga média, as demandas de potência ativa e reativa aumentam, reduzindo a M.E.T. Por volta de 12h00, ocorre uma pequena redução no carregamento, elevando a tensão do sistema, sendo necessárias pequenas ações corretivas para manutenção do perfil da tensão da rede.

A dificuldade em obter os dados da rede do Estado de São Paulo contribuiu para que um dia de estudo fosse formado por períodos dos dias 18 e 19 de fevereiro de 2004. Estes dias antecederam o feriado de carnaval (24 de fevereiro), com possíveis alterações no comportamento da rede e resultados diferentes se comparados a um dia completo de operação comum.

Como medida preventiva para manutenção das reservas de potência reativa, as empresas concessionárias de energia elétrica do Estado de São Paulo mantêm a geração de reativos dos

geradores e síncronos próximos a zero durante todos os intervalos do dia, e realizam o controle da demanda de reativos através de bancos chaveados. A manutenção da reserva reativa dinâmica e de resposta rápida é necessária para a defesa do sistema contra ocorrências não previstas, mas nos locais e quantidades adequadas.

3.6 Análise de segurança [Stott, B; Alsac, O; Monticelli, A. J., 1987]

A análise de segurança verifica a capacidade da rede em resistir às contingências, consistindo basicamente na avaliação do impacto das contingências sobre o estado de operação da rede e na determinação de ações de controle preventivo e/ou corretivo para situações de emergência.

Os estados de operação da rede são:

Seguro

Toda a carga é atendida. Não há violações. No caso de contingências, não ocorrem violações.

Seguro – Corretivo

Toda a carga é atendida. Não há violações. Violações causadas por contingências podem ser eliminadas por ações de controle apropriadas sem corte de carga.

Alerta

Toda a carga é atendida. Não há violações. Algumas violações causadas por contingências só podem ser eliminadas com corte de carga.

Emergência – Corretivo

Toda a carga é atendida, mas limites de operação são violados.

Estes podem ser eliminados por ações de controle apropriadas sem corte de carga.

Emergência – Crise

Toda a carga é atendida, mas limites de operação são violados.

Estes só podem ser eliminados com corte de carga.

Restaurativo

Não há violações, mas houve corte de carga.

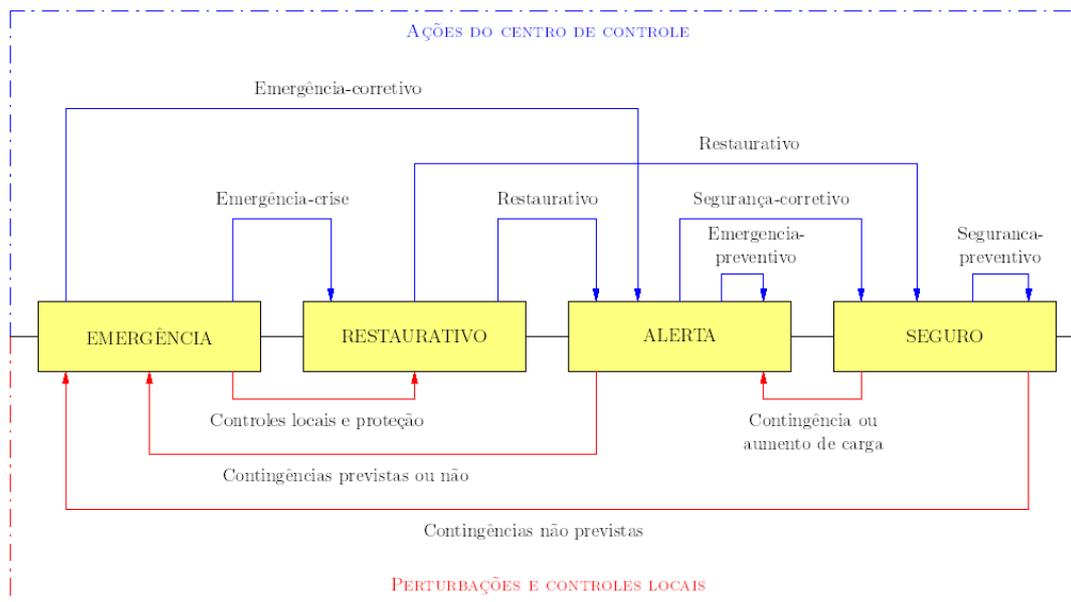


Figura 3.11 – Transições entre estados de operação na rede.

Conhecido o estado de operação da rede, pode-se iniciar o processo de análise de segurança, verificando as violações dos limites operacionais e tomando ações de controle corretivas de forma a eliminar as violações, caso sejam necessárias.

Se o ponto de operação da rede corresponder aos estados: seguro, seguro-corretivo ou alerta, verifica-se qual o efeito da contingência, sob o ponto de vista de violações dos limites operacionais. Sendo detectado o aparecimento de violações após a ocorrência de uma certa contingência, pode-se:

- Desenvolver uma estratégia corretiva que será usada caso a contingência realmente ocorra;
- Desenvolver uma estratégia preventiva, e implementá-la imediatamente, de forma que a contingência passe a não provocar mais violações;
- Aguardar, já que a ocorrência de contingências é um fato pouco comum e provavelmente o estado de operação da rede muda antes que ocorra qualquer contingência.

As contingências podem ser classificadas como simples, quando somente um equipamento sai de operação ou múltiplas, quando dois ou mais equipamentos saem de operação. No entanto, as redes devem suportar todas as contingências simples sem causar violação dos limites operacionais.

3.7 Procedimentos para análise de segurança da rede

Para medir o grau de segurança pós-contingência (N-1) da operação do sistema elétrico do Estado de São Paulo em relação à Estabilidade de Tensão, foi efetuada a análise da margem de estabilidade de

tensão via curva PV, para os diversos horários de um dia quase completo.

O cálculo do estado de operação corrente da rede é realizado através do método de Newton com otimização de passo [Castro, C.A; Braz, L.M, 1997].

Quando o fluxo de potência diverge (capacidade de geração do sistema não atende à demanda total da rede) o programa diminui o nível de carregamento até que seja obtida uma solução para a configuração analisada. Neste caso, a margem de segurança negativa indica a necessidade de se cortar carga.

Considerações adotadas durante os estudos:

- Análise somente das contingências simples;
- Estudo das contingências relacionadas à saída de ramos pertencentes à área interna e aqueles que ao menos uma de suas barras terminais pertença à área interna (ramos de intercâmbio).

A figura 3.12 demonstra o comportamento da margem de estabilidade de tensão pós-contingência para cada uma das 900 contingências simuladas às 12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004. Observa-se que a margem para o caso base é de 6,35% e um número bastante reduzido de contingências prováveis causaria uma redução significativa no valor da margem.

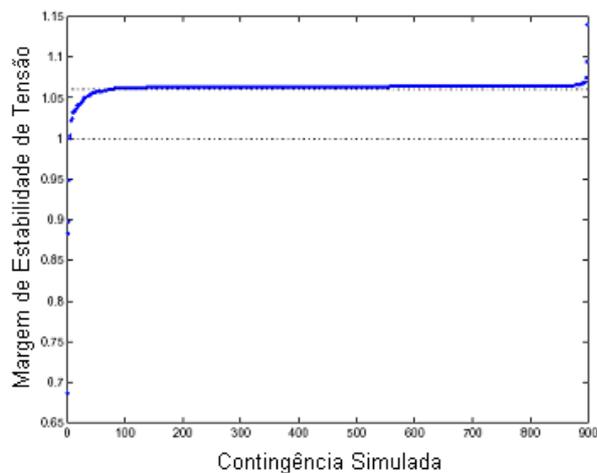


Figura 3.12 - Classificação das Contingências (12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004).

3.8 Classificação das contingências

Segundo os Procedimentos de Rede do ONS, a margem para condição de contingência simples proposta deve ser maior ou igual a 6%, não sendo abordadas, no referido documento, os aspectos relativos a margens para contingências múltiplas [ONS, 2002].

O WECC estabelece margem mínima de 5% considerando ocorrência de contingência simples, 2,5% considerando contingências duplas e maior que zero para os casos de múltiplas contingências (perda

simultânea de três ou mais equipamentos da rede e linhas de transmissão) [WECC, 1998].

Seguindo a recomendação do ONS, classificam-se as contingências que violam as condições mínimas de 6% para a margem, considerando aproximadamente 900 ramos internos e 48 de intercâmbio.

Para margens baixas já para o caso base, sem considerar contingência alguma, apenas as 30 mais severas foram capturadas, por horário.

Várias contingências reduzem a margem sem que o sistema atinja um ponto de operação instável (MET.> 0). Aquelas que levariam o sistema à instabilidade apresentam margens negativas (destaque em vermelho na tabela 03.04).

Observa-se que apenas 7,67% das contingências analisadas não satisfazem o critério estabelecido pelos Procedimentos de Rede do ONS. Este percentual cai para 3,11%, se o critério do WECC for adotado, demonstrando que a grande maioria das contingências não afeta as condições de operação da rede com relação à estabilidade de tensão. A tabela 3.04 apresenta uma relação de 229 contingências que apresentam MET inferior a 6% ao longo de um dia (quase) completo.

Tabela 3.04 - Lista com 229 contingências que apresentam MET inferior a 6% limitadas a 30 por horário.

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP	00h00	21,64%	56,77	-35,13282 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP	01h00	29,92%	61,86	-31,94531 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP	08h00	12,01%	51,99	-39,97656 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP			26,48	-14,46875 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			12,17	-0,16406 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			11,02	0,99219 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			6,61	5,39844 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	09h00	10,20%	10,40	-0,20312 %
MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP			10,22	-0,01562 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			6,93	3,26562 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP			5,67	4,53125 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			5,18	5,01562 %
T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			5,03	5,17187 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			4,27	5,92969 %
MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	10h00	06,27%	11,97	-5,70312 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP			11,81	-5,53906 %
T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			5,26	1,00781 %
CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			4,36	1,90625 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			4,33	1,9375 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,83	3,4375 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			2,82	3,44531 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,73	3,53906 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,52	3,7500 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,52	3,7500 %
APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP			2,51	3,75781 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,34	3,92969 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,34	3,92969 %
APA 237	ÁREA SP	SCA 239	ÁREA SP			2,32	3,94531 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			2,05	4,21875 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,93	4,34375 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,93	4,34375 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,78	4,49219 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,78	4,49219 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,76	4,50781 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,75	4,51562 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,68	4,58594 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,68	4,58594 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,63	4,64062 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,63	4,64062 %
EMBGUACU440	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,55	4,71875 %
GUARULHO342	FURNAS	ETTNOD 340	ÁREA SP			1,47	4,79687 %
R.PRETO 444	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,29	4,97656 %
SUMARE 44P	ÁREA SP	B.JARDIM440	ÁREA SP			1,22	5,04687 %
ECHANH 231	ÁREA SP	ETIAPR 231	ÁREA SP			1,15	5,12500 %
MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	12h00	06,35%	15,58	-9,23437 %
T.PRETO 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			7,23	-0,87500 %
CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			5,75	0,60156 %
APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP			4,13	2,21875 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			2,87	3,47656 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,87	3,47656 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,84	3,50781 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,68	3,67187 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,68	3,67187 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
AG.VERM.444	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			2,26	4,09375 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,08	4,27344 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,08	4,27344 %
APA 237	ÁREA SP	SCA 239	ÁREA SP			2,05	4,29687 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			1,98	4,36719 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,93	4,42187 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,84	4,50781 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,83	4,52344 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,80	4,54687 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,80	4,54687 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,75	4,60156 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,66	4,69531 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,66	4,69531 %
EMBGUACU440	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,63	4,71875 %
R.PRETO 444	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,62	4,72656 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,52	4,82812 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,52	4,82812 %
SUMARE 44P	ÁREA SP	B.JARDIM440	ÁREA SP			1,47	4,88281 %
GUARULHO342	FURNAS	ETTNOD 340	ÁREA SP			1,38	4,96875 %
ASSIS 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,16	5,19531 %
B.JARDIM440	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,08	5,27344 %
MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	13h00	03,91%	17,91	-14,0000 %
C.PAULIST 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			8,93	-5,02344 %
T.PRETO 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			8,26	-4,35156 %
APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP			5,00	-1,07812 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP			3,93	-0,01562 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,96	0,95312 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			2,89	1,02344 %
APA 237	ÁREA SP	SCA 239	ÁREA SP			2,82	1,08594 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,80	1,10937 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,68	1,22656 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,68	1,22656 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			2,20	1,70312 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			2,07	1,83594 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
IBIUNA 340	ÁREA SP	ETIINT 341	ÁREA SP			1,99	1,91406 %
IBIUNA 340	ÁREA SP	ETIINT 341	ÁREA SP			1,99	1,91406 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,92	1,99219 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,88	2,03125 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,81	2,10156 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,78	2,12500 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,78	2,12500 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,75	2,15625 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,63	2,28125 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,63	2,28125 %
EMBGUACU440	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,60	2,31250 %
R.PRETO 444	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,58	2,32812 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,48	2,42969 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,48	2,42969 %
BSA 341	ÁREA SP	BSA 80	ÁREA SP			1,35	2,55469 %
SUMARE 44P	ÁREA SP	B.JARDIM440	ÁREA SP			1,33	2,57812 %
GUARULHO342	FURNAS	ETTNOD 340	ÁREA SP			1,32	2,58594 %
T.PRETO 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	14h00	02,45%	7,12	-4,67187 %
C.PAULIST 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			6,54	-4,09375 %
APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP			4,04	-1,58594 %
APA 237	ÁREA SP	SCA 239	ÁREA SP			3,75	-1,29687 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,95	-0,50000 %
BOTUCATU 130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			2,79	-0,343750 %
AG.VERM. 444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			2,77	-0,320310 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,66	-0,210940 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,58	-0,132810 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,58	-0,132810 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			2,04	0,41406 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			1,97	0,47656 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			1,97	0,47656 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,88	0,57031 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,82	0,63281 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,71	0,74219 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,70	0,75000 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,64	0,81250 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,64	0,81250 %
SCA 239	ÁREA SP	NPECANHA230	LIGHT			1,62	0,82812 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,54	0,90625 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,54	0,90625 %
EMBGUACU440	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,50	0,95312 %
R.PRETO 444	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,39	1,06250 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,33	1,11719 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,33	1,11719 %
GUARULHO342	FURNAS	ETTOD 340	ÁREA SP			1,33	1,11719 %
ASSIS 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,26	1,18750 %
SUMARE 44P	ÁREA SP	B.JARDIM440	ÁREA SP			1,14	1,30469 %
B.JARDIM440	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,10	1,35156 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP	15h00	07,45%	11,29	-3,84375 %
BOTUCATU 130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			9,43	-1,98437 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			5,26	2,18750 %
BSA 341	ÁREA SP	BSA 80	ÁREA SP			5,13	2,32031 %
BSA 341	ÁREA SP	BSA 80	ÁREA SP			4,53	2,91406 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,89	4,55469 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			2,89	4,55469 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,56	4,88281 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,51	4,93750 %
ECHANH 231	ÁREA SP	ETIAPR 231	ÁREA SP			2,49	4,95312 %
ETIAPR 340	ÁREA SP	ETIAPR 231	ÁREA SP			2,48	4,96875 %
ETTMFO 340	ÁREA SP	ETIAPR 340	ÁREA SP			2,48	4,96875 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			2,29	5,15625 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,17	5,27344 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,17	5,27344 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			2,12	5,32812 %
CBONITO 230	ÁREA SP	BOTUCATU238	ÁREA SP			2,02	5,42969 %
T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			2,02	5,42969 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,97	5,47656 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,97	5,47656 %
JURUMIRI23<	ÁREA SP	PIRAJU 230	ÁREA SP			1,84	5,60156 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			1,74	5,70312 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,70	5,75000 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,70	5,75000 %
BSA 341	ÁREA SP	ETTSUL 340	ÁREA SP			1,63	5,81250 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,59	5,85156 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,59	5,85156 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,59	5,85156 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,48	5,96875 %
EMBGUACU132	ÁREA SP	PARELHEI130	ÁREA SP			1,47	5,97656 %
C.PAULIST 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	16h00	04,72%	9,05	-4,32812 %
T.PRETO 500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			7,60	-2,88281 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP			7,41	-2,6875 %
BOTUCATU 130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			4,85	-0,13281 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			4,32	0,39844 %
APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP			4,23	0,48437 %
APA 237	ÁREA SP	SCA 239	ÁREA SP			3,29	1,42187 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	R.PRETO 444	ÁREA SP			3,00	1,71875 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 440	ÁREA SP			2,81	1,90625 %
ASSIS 440	ÁREA SP	SUMARE 44P	ÁREA SP			2,79	1,92187 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,65	2,07031 %
BAURU 44S	ÁREA SP	CABREUVA440	ÁREA SP			2,65	2,07031 %
SAOSIMAO50A	CEMIG	AG.VERM.50J	ÁREA SP			2,54	2,17187 %
AG.VERM.444	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			2,36	2,35937 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			1,97	2,75000 %
IBIUNA 340	FURNAS	ETIINT 341	ÁREA SP			1,97	2,75000 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	S.ANGELO448	ÁREA SP			1,90	2,82031 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,87	2,84375 %
BAURU 44S	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,82	2,89844 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,82	2,89844 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	ARARAQUA448	ÁREA SP			1,82	2,89844 %
ARARAQUA448	ÁREA SP	MMIRIM3 444	ÁREA SP			1,76	2,95312 %
SCA 239	ÁREA SP	NPECANHA230	LIGHT			1,70	3,01562 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,65	3,07031 %
JUPIA 440	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,65	3,07031 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
EMBGUACU440	ÁREA SP	OESTE 443	ÁREA SP			1,61	3,10937 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,55	3,16406 %
ISOLT44044p	ÁREA SP	BAURU 44S	ÁREA SP			1,55	3,16406 %
R.PRETO 444	ÁREA SP	SBARBARA442	ÁREA SP			1,53	3,18750 %
SUMARE 44P	ÁREA SP	B.JARDIM440	ÁREA SP			1,37	3,34375 %
REGISTRO130	ÁREA SP	DEV. EK 13s	ÁREA SP	17h00	11,09%	10,44	0,64844 %
T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			6,43	4,65625 %
CAJATI 130	ÁREA SP	DEV. EK 13s	ÁREA SP			5,94	5,14844 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			5,10	5,99219 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP	19h00	10,12%	60,09	-50,03125 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			48,91	-38,78906 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP			33,08	-22,96094 %
STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP			32,39	-22,27344 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP			29,99	-19,8750 %
PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			25,00	-14,88281 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP			7,29	2,82812 %
CPAULIST500	FURNAS	ANG.REIS500	FURNAS			6,59	3,53125 %
T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP			4,93	5,18750 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			4,21	5,90625 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	21h00	10,90%	47,73	-36,99219 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP			31,81	-21,30469 %
STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP			31,38	-20,85937 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP			28,96	-18,41406 %
PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			25,43	-14,70312 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP			22,84	-13,83594 %
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP			7,06	4,24219 %
BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP			6,02	4,88280 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	22h00	11,97%	49,01	-37,03906 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP			45,73	-33,75781 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP			32,81	-20,83594 %
STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP			32,36	-20,39062 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP			29,28	-17,3125 %
PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			26,12	-14,14844 %
ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP			8,65	3,32031 %

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
CPAULIST500	FURNAS	ANG.REIS500	FURNAS			5,99	5,97656 %
TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044K	ÁREA SP	23h00	15,60%	103,56	-87,96094 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			43,62	-28,01562 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP			25,51	-9,91406 %
STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP			24,95	-9,35156 %
RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP			22,62	-7,01562 %
PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP			17,76	-2,16406 %
MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP			10,71	4,89062 %

No estudo realizado durante um dia (quase) completo, pôde-se observar que poucos ramos são responsáveis por margens negativas (56 contingências em vermelho na tabela 3.04), com necessidade de realizar algum tipo de intervenção na rede para manutenção da estabilidade de tensão do sistema. Algumas contingências com poucas aparições na lista acima podem merecer maior cuidado que outras que se repetem diversas vezes ao longo do dia, já que a abrangência desta contingência determinará se o impacto da mesma será local, de área ou sistêmico. Este tema será abordado no capítulo 05.

Para medir o grau de impacto na margem das várias contingências capturadas, criou-se um índice, calculado através da diferença entre a margem de estabilidade de tensão para o caso base e a margem pós-contingência. Através deste índice (destaque em azul na tabela 3.04) pôde-se observar “afundamentos” na margem superiores a 5 pontos para um grupo de 68 contingências ao longo do dia.

3.9 Análise de alguns casos críticos

Quando uma contingência apresenta margem negativa, o sistema poderá operar em um ponto instável, sendo necessárias algumas ações de controle para manter o perfil das tensões da rede como: alocação de reativos, redespacho de geração, corte de carga.

Possíveis alterações na topologia da rede devido aos desligamentos de equipamentos para diversos fins (manutenção, controle de tensão, etc) alteram significativamente o valor da margem.

A seguir, faz-se uma análise de algumas contingências que conduziram o sistema à instabilidade.

3.9.1 Taquaruçu - Porto Primavera 440KV

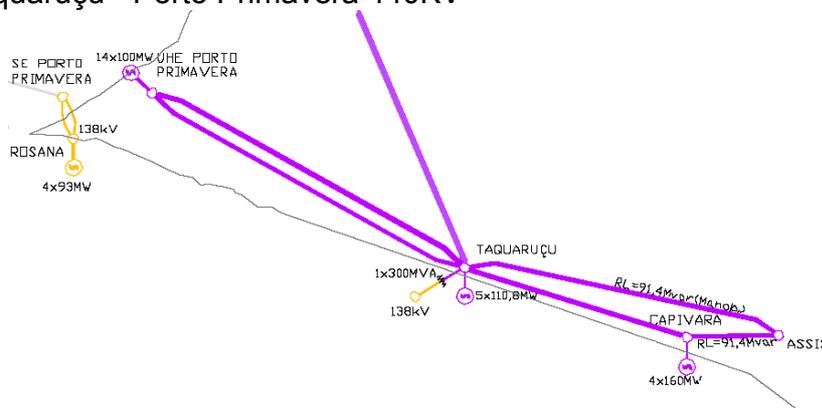


Figura 3.13 - Interligação entre as UHE de Porto Primavera e Taquaruçu - 440KV.

A UHE de Porto Primavera é interligada ao sistema elétrico 440kV de São Paulo através de 02 (dois) circuitos.

De 19 horas do dia 18 de fevereiro às 08 horas do dia 19 de fevereiro, um dos circuitos Taquaruçu – Porto Primavera 440kV permaneceu desligado.

Ao desligar o circuito que se encontrava em operação normal, toda energia elétrica gerada pela UHE de Porto Primavera foi desconectada da rede 440kV, causando instabilidade ao sistema.

Por se tratar de uma contingência dupla, os valores das margens, inicialmente considerados satisfatórios para o período de carga leve, atingiram níveis bastante baixos.

3.9.2 Presidente - Prudente Assis 88KV

O Trecho em 88KV entre Presidente Prudente e Assis apresentou baixos valores de MET para o período compreendido entre 19h00 e 23h00 do dia 18/02.

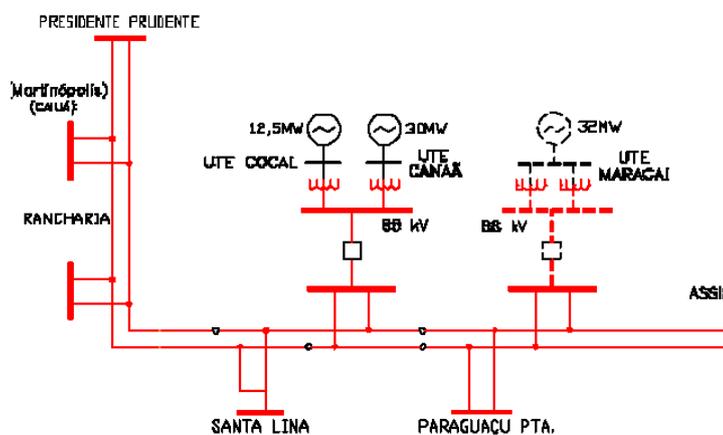


Figura 3.14 - Trecho em 88KV entre Presidente Prudente e Assis

No trecho de 88kV entre Presidente Prudente e Assis existem derivações para Caiuá (DEV CAI), Ranchoraria (RANCHARI), Sta Lina (STA. LINA) e Paraguaçu PTA (PARAGPTA).

Observa-se também a presença das UTE de Cocal, Canaã e Maracaí. As referidas unidades termoeletricas não foram encontradas no banco de dados utilizado para estudo da rede.

A baixa margem de operação encontrada para algumas barras desta área poderia estar relacionada a uma condição especial de operação.

3.9.3 Furnas – Área São Paulo 500KV/230KV

A Interligação Furnas - Área São Paulo apresentou baixos valores de margem para as contingências Cachoeira Paulista - Taubaté e Tijuco Preto - Taubaté no período compreendido entre 12 e 16 horas do dia 19/02.

As contingências simuladas entre 13 e 14 horas do dia 19/02 para os ramos Taubaté Aparecida e Aparecida Santa Cabeça 230KV também apresentaram margens negativas.

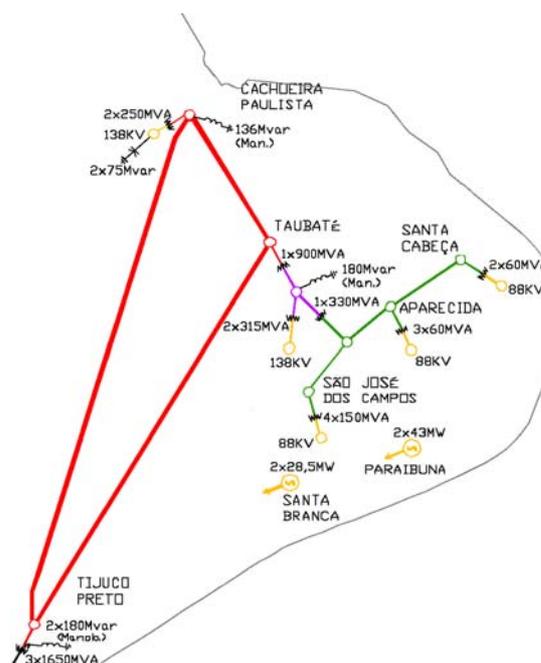


Figura 3.15 - Interligação Furnas – Área São Paulo 500kV/230kV

Neste período foram encontrados os maiores carregamentos e as menores margens para o caso base. A perda de um circuito em 500kV na região de Taubaté pode ter um impacto grande para a área São Paulo. Um dos objetivos do próximo capítulo é demonstrar a abrangência do impacto das contingências.

Capítulo 4

Identificação de Barras e Áreas Críticas do Estado de São Paulo em Relação à Estabilidade de Tensão

4.1 Introdução

A utilização das técnicas de análise modal permite identificar as barras e áreas críticas em relação à margem de estabilidade de tensão para o caso base (N-0 sem contingência) do sistema elétrico do Estado de São Paulo, mostrando os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade de tensão. O estudo considerando diferentes condições de carregamento, despachos de geração, intercâmbios e topologias ao longo de um ano ou mais, poderia identificar com maior precisão os locais mais deficientes do sistema. Devido à dificuldade de obtenção do banco de dados com informações da rede, tal estudo foi realizado considerando apenas um dia (quase) completo.

4.2 O Método de análise modal

Métodos baseados em curvas PV não permitem a identificação de áreas críticas de estabilidade de tensão e nem fornecem informações sobre quais medidas seriam eficientes para a melhoria da margem de estabilidade.

O método de análise modal estática convencional [Gao, 1992] identifica as áreas críticas do sistema, através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana reduzida reativa do fluxo de carga, para representar as sensibilidades de potência reativa com relação à magnitude de tensão. Através deste procedimento, garante-se a identificação dos melhores locais para a compensação de potência reativa, com aumento satisfatório na margem de estabilidade [Mansour, Xu, Alvarado, 1994]. No entanto, na região do ponto de singularidade, as magnitudes de tensão nem sempre são mais sensíveis a variações de potência reativa do que variações de potência ativa [Kundur, 1994]. Um método de análise modal completo deve fornecer informações (fatores de participação) para barras de carga e barras de geração identificando as áreas críticas do sistema, em relação à instabilidade de tensão.

Existem dois tipos de ações de controle relacionadas à potência ativa. Um relaciona-se a produção de potência ativa e o outro, à demanda de potência ativa nas barras de carga [Da Silva, 2001].

Para as barras de geração, quanto maior for o fator de participação, maior será o aumento na margem de

estabilidade do sistema se a injeção de potência ativa deste gerador for aumentada. Este índice pode ser usado para a definição de um despacho de geração ativa visando o aumento das margens de estabilidade de tensão do sistema. Para as barras de carga, os fatores de participação indicam os melhores locais para a execução eficiente de corte de carga, visando os melhores resultados em termos de melhoria de margens de estabilidade.

4.3 Comportamento dos autovalores e autovetores

O comportamento dos autovetores e autovalores no estudo da aplicação da análise modal para o Sistema Elétrico do Estado de São Paulo é apresentado a seguir.

A metodologia para efetuar os acréscimos de carga, geração e intercâmbio foi definida no capítulo anterior, de forma a encontrar as margens de estabilidade mais próximas da realidade.

4.3.1 Comportamento dos autovalores

A figura 4.01 ilustra a trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana para todos os pontos sobre a curva PV. Alguns autovalores deslocam-se para o semiplano negativo (fronteira de estabilidade) à medida que o sistema é estressado, de forma que na região do ponto de máximo carregamento o modo crítico pode ser facilmente detectado, como aquele que mais próximo estiver de zero. Investiga-se também a ocorrência de autovalores complexos. Para os menores autovalores calculados, apenas a matriz Jacobiana completa apresenta autovalores complexos. No entanto, como ilustra a figura 4.02, estes autovalores têm parte real positiva para todos os pontos da curva PV, e não apresentam grandes variações na parte real à medida que se aumenta a carga. Nos estudos realizados, neste sistema ou em outros, o modo crítico é sempre real mesmo para a matriz Jacobiana completa.

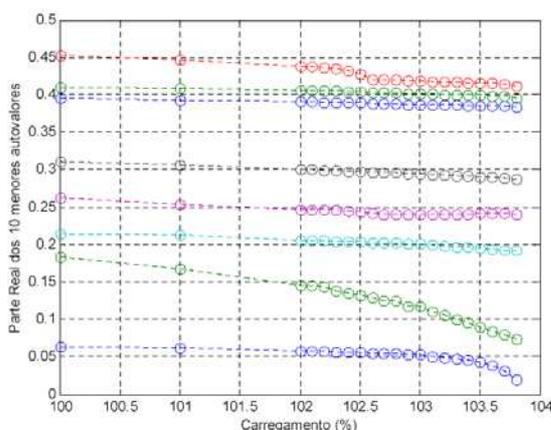


Figura 4.01 – Trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana

Portanto, conclui-se que a ocorrência de autovalores complexos é simplesmente um fenômeno numérico, ou seja, não há explicação física para tal ocorrência, desde que o sistema utilizado para o estudo seja modelado somente em regime permanente. A ocorrência de autovalores complexos está relacionada às assimetrias da matriz Jacobiana do fluxo de carga.

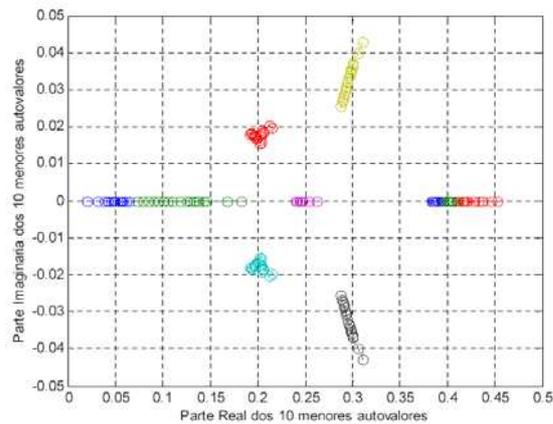


Figura 4.02 – Autovalores complexos da matriz Jacobiana

4.3.2 Comportamento dos autovetores

A partir dos autovetores direito e esquerdo, associados ao autovalor crítico é que se podem definir os fatores de participação ativos e reativos. Através dos fatores de participação podem-se identificar as melhores ações de controle ou de reforço do ponto de vista do aumento da margem de estabilidade de tensão. O espectro modal, visualização gráfica dos fatores de participação separados por área e normalizados, indica quais são as áreas ou barras que mais participam do modo crítico, ou seja, os pontos preferenciais da rede para aplicação das ações de controle ou de reforço.

4.4 Identificação das barras críticas de carga e de geração em relação à estabilidade de tensão

Este estudo enfoca o significado prático de três diferentes índices modais. Dois deles relacionam-se às barras PQ e podem ser usados para a identificação das áreas de carga críticas a partir de pontos de vista de potência ativa e reativa. O terceiro índice relaciona-se às barras PV e revela a influência da injeção de potência ativa dos geradores na estabilidade de tensão do sistema. Este índice é proposto para a classificação dos geradores a partir de uma perspectiva de potência ativa.

4.4.1 Barras críticas de carga em relação à potência ativa

A figura 4.03 ilustra os fatores de participação ativos da área São Paulo de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área interna cujas demandas de potência ativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Essa informação poderá ser usada para determinação de corte de carga, a fim de melhorar a margem de estabilidade de tensão em situações extremas de operação, envolvendo a ocorrência de contingências severas. Observa-se que muitas barras mostram baixo fator de participação ativo, o que significa que um corte de carga nessas barras não traria benefícios significativos para a melhoria da estabilidade de tensão do sistema.

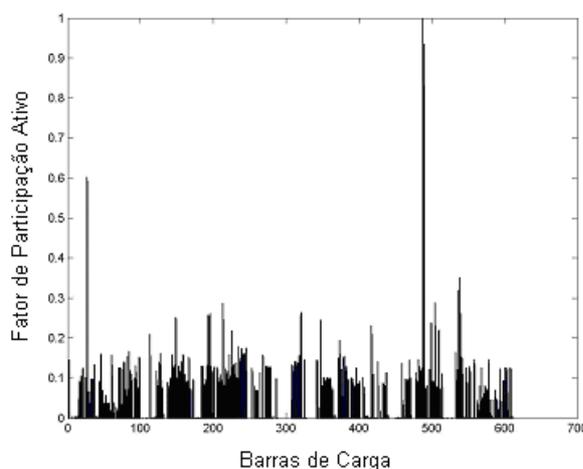


Figura 4.03 – Fator de participação ativo para a área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004

A tabela 4.01 mostra os fatores de participação ativos para diversas barras. Através de observações realizadas durante este trabalho, definiu-se uma barra como crítica, quando a média aritmética dos fatores de participação ativos, ao longo de um dia (quase completo), é maior ou igual a 0.3. O uso do fator de participação médio visa à identificação de barras críticas que predominam em diferentes condições de operação do sistema. O anexo B apresenta o diagrama elétrico unifilar da Rede do Estado de São Paulo com barras de carga críticas onde, um aumento na demanda ativa, nas proximidades da região de máximo carregamento, reduziria a margem significativamente.

Tabela 4.01 – FPA para as Barras de Carga Críticas, ao longo de um dia (quase completo).

BARRA	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPA
SCA 8F	1,000	1,000	1,000	0,459	0,259	0,103	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,173	1,000	1,000	0,179	1,000	0,296	0,012	1,000	0,710
SCA 239	0,877	0,985	0,976	0,450	0,255	0,093	0,857	0,836	0,869	0,864	0,831	0,152	0,852	0,869	0,160	0,828	0,252	0,009	0,847	0,624

BARRA	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPA
APA 82	0,805	0,860	0,815	0,466	0,262	0,102	0,698	0,642	0,740	0,713	0,602	0,140	0,661	0,749	0,172	0,665	0,234	0,006	0,743	0,530
APA 237	0,714	0,748	0,732	0,434	0,246	0,092	0,688	0,633	0,657	0,638	0,593	0,139	0,629	0,664	0,156	0,655	0,232	0,005	0,650	0,490
ITARARE2 60	0,939	0,245	0,217	1,000	0,412	1,000	0,753	0,424	0,226	0,174	0,157	0,867	0,272	0,295	0,546	0,451	0,855	0,034	0,254	0,480
ETTESO 80	0,592	0,198	0,192	0,396	0,178	0,918	0,808	0,365	0,258	0,209	0,219	0,488	0,334	0,430	1,000	0,724	0,580	0,000	0,388	0,436
ITARARE2130	0,759	0,220	0,194	0,875	0,374	0,596	0,589	0,342	0,189	0,160	0,144	0,696	0,230	0,247	0,391	0,395	0,704	0,000	0,231	0,386
TATUI1 80	0,835	0,000	0,000	0,000	0,000	0,668	0,621	0,372	0,203	0,177	0,165	1,000	0,247	0,268	0,574	0,578	1,000	0,323	0,259	0,384
ITAPETI1 80	0,701	0,200	0,177	0,797	0,338	0,515	0,538	0,315	0,175	0,155	0,141	0,704	0,219	0,234	0,440	0,452	0,724	0,162	0,228	0,380
DEV. EK 13s	0,859	0,238	0,209	0,801	0,338	0,378	0,508	0,310	0,190	0,166	0,153	0,510	0,223	0,334	0,390	0,464	0,654	0,005	0,261	0,368
CAJATI 130	0,857	0,238	0,209	0,801	0,338	0,379	0,508	0,311	0,190	0,166	0,153	0,511	0,223	0,327	0,390	0,464	0,654	0,005	0,261	0,368
DEV. EK 13S	0,713	0,213	0,188	0,841	0,363	0,510	0,545	0,321	0,179	0,157	0,141	0,660	0,220	0,235	0,354	0,378	0,666	0,003	0,224	0,364
DEV. EK 13T	0,703	0,211	0,186	0,831	0,360	0,501	0,541	0,318	0,178	0,155	0,139	0,643	0,218	0,233	0,353	0,377	0,652	0,003	0,222	0,359
ITAPEVA 61	0,696	0,210	0,185	0,827	0,358	0,491	0,537	0,315	0,176	0,154	0,138	0,636	0,216	0,231	0,348	0,375	0,646	0,003	0,221	0,356
CANANEIA130	0,818	0,235	0,206	0,787	0,333	0,366	0,502	0,307	0,188	0,164	0,151	0,495	0,221	0,276	0,380	0,449	0,622	0,005	0,254	0,356
ITAPEVA 131	0,695	0,210	0,185	0,824	0,358	0,489	0,535	0,315	0,176	0,154	0,139	0,636	0,216	0,231	0,348	0,375	0,645	0,003	0,221	0,356
DEV. EK 13u	0,778	0,228	0,200	0,759	0,325	0,347	0,491	0,301	0,184	0,162	0,148	0,471	0,216	0,266	0,361	0,431	0,585	0,004	0,246	0,342
M.DOALTO 80	0,753	0,000	0,000	0,000	0,000	0,576	0,572	0,338	0,187	0,164	0,151	0,820	0,232	0,247	0,487	0,503	0,832	0,265	0,240	0,335
ITAPETI213G	0,621	0,191	0,169	0,741	0,322	0,432	0,498	0,291	0,164	0,146	0,131	0,579	0,204	0,217	0,367	0,401	0,601	0,075	0,210	0,335
DEV.CSPE130	0,620	0,191	0,169	0,740	0,322	0,432	0,498	0,291	0,164	0,146	0,131	0,578	0,203	0,216	0,366	0,400	0,599	0,074	0,210	0,334
REGISTRO130	0,736	0,221	0,194	0,728	0,316	0,326	0,478	0,293	0,180	0,158	0,145	0,445	0,211	0,256	0,342	0,412	0,546	0,004	0,236	0,328
TAUBATE 230	0,483	0,439	0,430	0,385	0,220	0,083	0,495	0,413	0,392	0,369	0,351	0,118	0,386	0,408	0,138	0,461	0,201	0,001	0,398	0,325
JUQUIA 130	0,745	0,222	0,196	0,687	0,298	0,295	0,463	0,288	0,181	0,159	0,146	0,401	0,210	0,247	0,333	0,410	0,514	0,003	0,239	0,318
ALPARGAT133	0,569	0,184	0,163	0,705	0,306	0,384	0,472	0,275	0,155	0,138	0,124	0,510	0,192	0,207	0,342	0,386	0,549	0,082	0,198	0,313
TATUI2 130	0,557	0,183	0,161	0,697	0,303	0,373	0,466	0,270	0,153	0,136	0,123	0,494	0,189	0,204	0,336	0,383	0,536	0,084	0,195	0,308
TAUBATE 130	0,450	0,389	0,382	0,396	0,222	0,086	0,463	0,370	0,349	0,315	0,320	0,120	0,342	0,364	0,139	0,448	0,212	0,001	0,352	0,301

4.4.2 Barras críticas de carga em relação à potência reativa

A figura 4.04 ilustra os fatores de participação reativos da área São Paulo de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área interna cujas demandas de potência reativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Esta informação poderá ser usada para a alocação ou controle de equipamentos de suporte de reativos, para a melhoria da estabilidade de tensão.

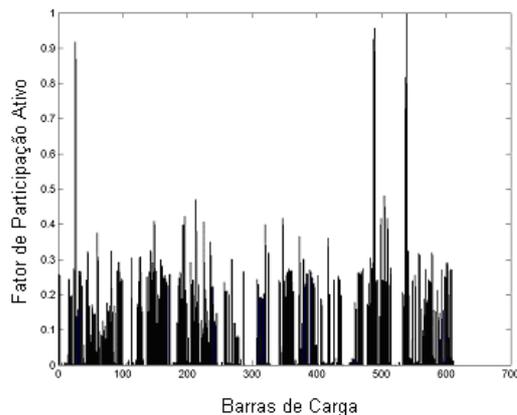


Figura 4.04 – Fator de participação reativo para a área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004

A tabela 4.02 mostra os fatores de participação reativos para diversas barras. De maneira idêntica à análise realizada para barras críticas em relação à potência ativa, uma barra é considerada crítica quando a média aritmética dos fatores de participação reativos, ao longo de um dia (quase completo), é maior ou igual a 0.3.

Tabela 4.02 – FPR para as Barras de Carga Críticas, ao longo de um dia (quase completo).

BARRA	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPR
ETTESO 80	0,497	0,290	0,287	0,271	0,081	1,000	1,000	0,779	0,418	0,351	0,407	0,657	0,783	0,966	1,000	1,000	0,559	0,000	0,726	0,583
TAUBATE 500	0,334	0,958	0,996	0,108	0,053	0,000	0,309	1,000	1,000	1,000	1,000	0,045	0,944	0,981	0,000	0,448	0,062	0,152	0,935	0,543
APA 82	0,351	0,964	0,959	0,000	0,037	0,000	0,309	0,935	0,949	0,940	0,918	0,050	1,000	1,000	0,039	0,479	0,000	0,124	1,000	0,529
SCA 80	0,332	1,000	1,000	0,000	0,000	0,000	0,289	0,939	0,886	0,956	0,957	0,000	0,937	0,966	0,000	0,444	0,000	0,103	0,948	0,514
APA 237	0,323	0,912	0,912	0,000	0,036	0,000	0,285	0,882	0,858	0,881	0,868	0,045	0,905	0,902	0,000	0,446	0,000	0,126	0,903	0,489
SCA 239	0,301	0,939	0,951	0,000	0,000	0,000	0,267	0,866	0,849	0,895	0,892	0,000	0,898	0,899	0,000	0,412	0,000	0,102	0,884	0,482
TAUBATE 440	0,322	0,780	0,801	0,141	0,064	0,019	0,304	0,865	0,815	0,795	0,799	0,068	0,803	0,834	0,055	0,462	0,092	0,142	0,806	0,472
DEV. EK 13s	1,000	0,330	0,303	0,804	0,169	0,295	0,347	0,578	0,255	0,222	0,245	0,744	0,353	0,454	0,504	0,613	0,810	0,023	0,410	0,445
CAJATI 130	0,999	0,330	0,303	0,804	0,169	0,294	0,347	0,578	0,254	0,222	0,245	0,743	0,353	0,453	0,504	0,613	0,809	0,000	0,409	0,444
CANANEIA130	0,976	0,327	0,300	0,796	0,168	0,285	0,340	0,567	0,250	0,219	0,241	0,721	0,349	0,435	0,494	0,597	0,782	0,023	0,400	0,435
TAUBATE 230	0,300	0,742	0,745	0,124	0,051	0,016	0,271	0,794	0,730	0,734	0,728	0,060	0,758	0,762	0,048	0,425	0,079	0,133	0,767	0,435
DEV. EK 13u	0,937	0,313	0,289	0,762	0,163	0,276	0,332	0,555	0,245	0,215	0,237	0,698	0,340	0,418	0,474	0,580	0,754	0,025	0,389	0,421
REGISTRO130	0,891	0,297	0,277	0,722	0,158	0,265	0,323	0,542	0,240	0,211	0,232	0,672	0,330	0,397	0,452	0,560	0,721	0,026	0,377	0,405
ETTPRI 8L	0,436	0,266	0,255	0,234	0,072	0,286	0,552	0,635	0,375	0,314	0,350	0,382	0,580	0,691	0,521	0,726	0,392	0,076	0,504	0,402
ITAPETI1 80	0,655	0,287	0,280	1,000	0,191	0,316	0,303	0,483	0,191	0,170	0,191	0,828	0,290	0,302	0,501	0,513	0,775	0,067	0,301	0,402
JUQUIA 130	0,904	0,302	0,281	0,677	0,151	0,239	0,321	0,545	0,249	0,219	0,240	0,617	0,336	0,402	0,422	0,565	0,683	0,033	0,390	0,399

BARRA	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPR
TAUBATE 132	0,340	0,000	0,000	0,000	0,000	0,020	0,306	0,873	0,868	0,805	0,817	0,069	0,784	0,827	0,055	0,475	0,096	0,141	0,832	0,385
TATUI2 130	0,660	0,192	0,187	0,635	0,139	0,325	0,333	0,509	0,198	0,178	0,200	0,834	0,299	0,315	0,494	0,528	0,785	0,030	0,310	0,376
CENTRO 8>	0,397	0,332	0,309	0,302	0,084	0,163	0,374	0,607	0,358	0,295	0,308	0,308	0,440	0,675	0,536	0,649	0,374	0,069	0,533	0,374
ALPARGAT133	0,661	0,192	0,188	0,638	0,140	0,322	0,326	0,503	0,196	0,176	0,198	0,825	0,296	0,312	0,491	0,523	0,777	0,028	0,308	0,374
DEV. EK 13c	0,640	0,199	0,192	0,652	0,141	0,311	0,330	0,509	0,198	0,179	0,200	0,813	0,300	0,315	0,488	0,522	0,773	0,000	0,313	0,372
FERROLIG130	0,632	0,201	0,193	0,654	0,141	0,305	0,328	0,507	0,197	0,178	0,199	0,802	0,299	0,314	0,485	0,518	0,765	0,000	0,313	0,370
PIRELLI 130	0,630	0,201	0,194	0,655	0,141	0,304	0,328	0,507	0,197	0,178	0,199	0,800	0,299	0,314	0,484	0,517	0,764	0,000	0,314	0,370
DEV. EK 13d	0,636	0,198	0,192	0,649	0,141	0,305	0,325	0,505	0,196	0,177	0,198	0,799	0,297	0,313	0,485	0,517	0,764	0,000	0,313	0,369
ITARARE2 60	0,570	0,254	0,241	0,786	0,175	0,346	0,308	0,464	0,182	0,184	0,202	0,942	0,291	0,287	0,398	0,379	0,613	0,135	0,246	0,369
TIETE 131	0,621	0,200	0,193	0,649	0,140	0,299	0,326	0,505	0,196	0,178	0,198	0,787	0,297	0,312	0,480	0,514	0,754	0,000	0,311	0,366
DEV. EK 13S	0,661	0,205	0,212	0,676	0,152	0,370	0,335	0,504	0,197	0,176	0,190	0,776	0,284	0,293	0,430	0,440	0,727	0,026	0,280	0,365
ITAPEVA 61	0,662	0,205	0,211	0,679	0,152	0,365	0,331	0,501	0,196	0,175	0,189	0,772	0,283	0,292	0,432	0,443	0,724	0,025	0,281	0,364
TATUI1 82	0,528	0,141	0,137	0,554	0,119	0,434	0,376	0,448	0,157	0,142	0,166	0,928	0,237	0,267	0,504	0,554	1,000	0,000	0,217	0,364
CERQUIL. 80	0,528	0,141	0,137	0,553	0,119	0,433	0,376	0,448	0,158	0,142	0,166	0,928	0,237	0,267	0,504	0,554	1,000	0,000	0,217	0,364
ITARARE2130	0,645	0,206	0,211	0,672	0,151	0,374	0,332	0,499	0,195	0,177	0,192	0,803	0,292	0,294	0,429	0,427	0,702	0,029	0,273	0,363
DEV. EK 13T	0,657	0,204	0,210	0,672	0,151	0,363	0,329	0,498	0,195	0,175	0,189	0,771	0,283	0,291	0,430	0,438	0,717	0,026	0,279	0,362
ITAPEVA 131	0,658	0,204	0,210	0,672	0,151	0,362	0,328	0,497	0,195	0,174	0,188	0,767	0,281	0,290	0,429	0,439	0,719	0,025	0,279	0,361
ITAPETI213G	0,661	0,194	0,191	0,650	0,143	0,309	0,298	0,475	0,189	0,168	0,189	0,783	0,283	0,297	0,481	0,502	0,743	0,000	0,299	0,361
DEV.CSPE130	0,661	0,194	0,191	0,649	0,143	0,308	0,298	0,474	0,189	0,168	0,189	0,781	0,283	0,297	0,480	0,501	0,742	0,000	0,298	0,360
AJINOMBR130	0,605	0,197	0,190	0,637	0,138	0,289	0,322	0,499	0,194	0,176	0,196	0,761	0,292	0,309	0,470	0,509	0,739	0,000	0,308	0,360
LARANJAL130	0,601	0,196	0,189	0,633	0,138	0,287	0,322	0,496	0,192	0,174	0,195	0,752	0,292	0,310	0,470	0,506	0,729	0,000	0,305	0,357
PERUIBE 130	0,839	0,280	0,265	0,514	0,125	0,166	0,288	0,505	0,250	0,222	0,241	0,442	0,329	0,388	0,320	0,517	0,515	0,048	0,381	0,349
SKOL 80	0,300	0,446	0,437	0,233	0,064	0,055	0,316	0,656	0,465	0,433	0,416	0,142	0,498	0,555	0,137	0,508	0,201	0,103	0,572	0,344
ETTPRI 238	0,344	0,258	0,249	0,228	0,072	0,207	0,429	0,561	0,337	0,285	0,311	0,302	0,484	0,585	0,412	0,618	0,330	0,067	0,456	0,344
CENTRO 20	0,264	0,258	0,244	0,230	0,071	0,176	0,392	0,578	0,343	0,283	0,305	0,304	0,448	0,573	0,406	0,666	0,367	0,070	0,501	0,341
B.JARDIM 80	0,289	0,362	0,358	0,242	0,081	0,067	0,322	0,666	0,415	0,373	0,375	0,184	0,498	0,553	0,183	0,508	0,223	0,113	0,464	0,330
KARIBE 80	0,275	0,440	0,437	0,209	0,056	0,047	0,292	0,624	0,456	0,425	0,416	0,127	0,492	0,536	0,113	0,479	0,177	0,104	0,547	0,329
CBONITO 13N	0,623	0,195	0,195	0,639	0,146	0,283	0,269	0,435	0,176	0,158	0,175	0,670	0,255	0,265	0,420	0,435	0,638	0,000	0,270	0,329
CONCHAS 82	0,498	0,140	0,137	0,540	0,118	0,350	0,319	0,410	0,147	0,134	0,154	0,790	0,219	0,248	0,460	0,488	0,863	0,000	0,213	0,328
M.DOALTO 80	0,635	0,000	0,000	0,000	0,000	0,340	0,325	0,507	0,199	0,176	0,199	0,909	0,296	0,301	0,506	0,551	0,838	0,088	0,313	0,325
ITANHAEM130	0,686	0,275	0,261	0,449	0,114	0,141	0,277	0,493	0,252	0,226	0,244	0,379	0,330	0,386	0,282	0,498	0,446	0,059	0,379	0,325
SIZABEL 80	0,279	0,436	0,430	0,212	0,058	0,049	0,291	0,601	0,427	0,399	0,399	0,130	0,498	0,549	0,118	0,471	0,175	0,102	0,508	0,323
SJC 8M	0,238	0,480	0,484	0,172	0,062	0,023	0,233	0,624	0,479	0,479	0,481	0,083	0,507	0,524	0,065	0,363	0,103	0,112	0,530	0,318
MAIRIPOR 80	0,290	0,419	0,412	0,243	0,068	0,056	0,288	0,581	0,392	0,365	0,364	0,144	0,460	0,517	0,141	0,484	0,196	0,097	0,517	0,318
ENGCALIX132	0,516	0,183	0,178	0,575	0,129	0,236	0,291	0,451	0,177	0,161	0,179	0,615	0,261	0,283	0,413	0,465	0,631	0,000	0,280	0,317

BARRA	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPR
MELHORAM130	0,335	0,404	0,406	0,310	0,091	0,076	0,264	0,514	0,315	0,290	0,300	0,179	0,440	0,508	0,202	0,529	0,241	0,086	0,527	0,317
CABREUVA131	0,336	0,402	0,409	0,320	0,094	0,081	0,257	0,503	0,312	0,281	0,291	0,184	0,442	0,508	0,219	0,529	0,246	0,084	0,518	0,317
ETTESO 230	0,304	0,256	0,248	0,226	0,072	0,172	0,373	0,523	0,316	0,271	0,291	0,263	0,436	0,529	0,351	0,558	0,296	0,063	0,431	0,315
DEV. EK 8K	0,261	0,417	0,417	0,189	0,052	0,043	0,273	0,597	0,442	0,414	0,408	0,118	0,480	0,520	0,102	0,453	0,161	0,103	0,523	0,314
FROCHA 132	0,330	0,400	0,401	0,305	0,089	0,074	0,263	0,512	0,314	0,290	0,299	0,176	0,436	0,503	0,198	0,523	0,237	0,086	0,521	0,314
ECHANH 230	0,304	0,252	0,242	0,222	0,070	0,172	0,373	0,524	0,316	0,271	0,291	0,263	0,437	0,521	0,350	0,550	0,294	0,062	0,428	0,313
CRUZACO 130	0,305	0,376	0,371	0,273	0,081	0,069	0,310	0,571	0,344	0,316	0,325	0,174	0,444	0,493	0,174	0,503	0,227	0,085	0,492	0,312
DEV.CPFL138	0,333	0,387	0,374	0,289	0,078	0,066	0,314	0,562	0,335	0,306	0,318	0,166	0,471	0,510	0,180	0,483	0,220	0,075	0,456	0,312
AMPARO 130	0,333	0,387	0,373	0,289	0,078	0,066	0,314	0,562	0,335	0,305	0,318	0,166	0,470	0,509	0,180	0,482	0,220	0,075	0,455	0,311
DEV. EK 8M	0,260	0,429	0,429	0,196	0,053	0,042	0,267	0,581	0,427	0,401	0,399	0,116	0,481	0,523	0,101	0,442	0,156	0,101	0,501	0,311
ATIBAI-Y130	0,304	0,375	0,370	0,272	0,081	0,069	0,305	0,563	0,340	0,313	0,322	0,173	0,441	0,492	0,173	0,502	0,226	0,086	0,493	0,311
TEREZEEB131	0,305	0,370	0,363	0,272	0,079	0,068	0,317	0,576	0,345	0,317	0,326	0,172	0,444	0,490	0,170	0,493	0,226	0,081	0,481	0,310
CBONITO 230	0,557	0,177	0,179	0,592	0,143	0,259	0,254	0,409	0,166	0,149	0,165	0,637	0,241	0,256	0,400	0,406	0,615	0,000	0,261	0,309
BRAGANCA130	0,300	0,367	0,363	0,269	0,079	0,067	0,310	0,566	0,342	0,315	0,323	0,169	0,439	0,487	0,169	0,488	0,222	0,084	0,477	0,307
EMBRAER 80	0,241	0,405	0,407	0,167	0,052	0,025	0,233	0,617	0,466	0,470	0,470	0,084	0,491	0,515	0,067	0,367	0,106	0,111	0,527	0,306
DEV. EK 13X	0,316	0,389	0,387	0,290	0,086	0,069	0,264	0,509	0,313	0,290	0,300	0,169	0,427	0,493	0,188	0,505	0,227	0,087	0,501	0,306
DEV. EK 13Z	0,317	0,389	0,389	0,292	0,087	0,070	0,261	0,505	0,310	0,288	0,297	0,170	0,425	0,490	0,186	0,506	0,228	0,086	0,506	0,305
DEV.CAV 13q	0,893	0,258	0,243	0,394	0,105	0,116	0,247	0,450	0,235	0,209	0,226	0,313	0,310	0,356	0,240	0,431	0,364	0,058	0,341	0,305
DEV.EBE 8G	0,249	0,419	0,421	0,183	0,050	0,038	0,253	0,567	0,427	0,401	0,398	0,107	0,470	0,506	0,092	0,426	0,146	0,101	0,497	0,303
JAGUARI 80	0,249	0,419	0,421	0,183	0,050	0,038	0,253	0,567	0,427	0,401	0,399	0,107	0,470	0,506	0,091	0,425	0,145	0,101	0,497	0,303

O anexo C apresenta o diagrama elétrico unifilar da Rede do Estado de São Paulo com barras de carga críticas onde, um aumento na demanda reativa, nas proximidades da região de máximo carregamento, reduziria a margem significativamente.

Para as barras críticas que apresentam altos valores para o fator de participação ativo e reativo, tanto as ações de controle de potência ativa como de potência reativa trariam melhorias para a margem de estabilidade de tensão.

Uma visão complementar permite o diagnóstico completo em relação às medidas capazes de provocar uma melhoria significativa na estabilidade de tensão do sistema.

4.4.3 Barras de geração em relação à potência ativa

Uma componente importante na análise da estabilidade de tensão refere-se aos geradores e sua capacidade de controle de tensão e de transferir energia pela rede com o mínimo de depreciação das

reservas de reativos estáticas e dinâmicas do sistema. A fim de incluir essa componente na análise utilizam-se os fatores de participação dos geradores para identificar aqueles que mais afetam negativamente a margem de estabilidade de tensão do sistema (aqueles com os menores fatores de participação).

De forma similar às cargas, os geradores devem ter dois conjuntos de fatores de participação. Um conjunto relaciona-se a sua injeção de potência ativa e o outro a sua capacidade de suporte de potência reativa.

Geradores que apresentam alto fator de participação ativo transmitem potência ativa pela rede com menor impacto e depreciação das reservas de reativos do sistema (figura 4.05). Estes geradores são os menos responsáveis pela instabilidade do modo crítico. Conseqüentemente, se parte da geração de potência ativa do sistema transferir-se para estes geradores, as margens de estabilidade de tensão do sistema aumentam significativamente. Um baixo fator de participação, por outro lado, indica o gerador cujo aumento na injeção de potência ativa causaria uma rápida depreciação nas reservas de reativos do sistema. No anexo D é mostrado o diagrama da Rede elétrica do Estado de São Paulo com a localização de alguns geradores que apresentam altos e baixos fatores de participação ativos ao longo do dia.

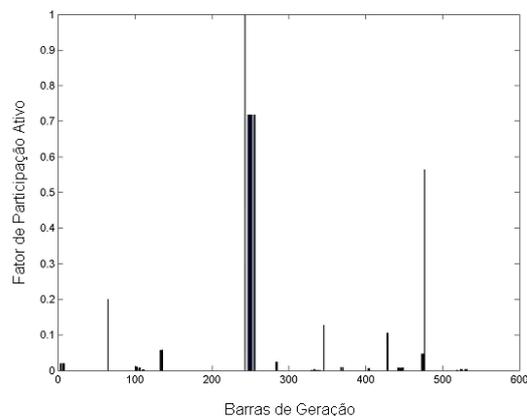


Figura 4.05 – FPA para as barras de geração da área São Paulo às 14 horas do dia 19/02/2004

Geradores com alto fator de participação ativo apresentam as seguintes características:

- localizam-se próximos aos centros de carga;
- injetam quantidades menores de potência ativa no sistema;
- apresentam maiores tensões terminais;
- localizam-se em áreas com maiores reservas de reativos ou com melhor perfil de tensão.

Exemplos de geradores que apresentam alto fator de participação ativo ao longo do dia.

SANTO ANGELO (+250 à -175) MVar 440KV

PIRATININGA (ETUPI)	850 MW	230KV
JURUMIRIM	100 MW	230KV

A tabela 4.03 apresenta geradores responsáveis pela transmissão de potência ativa pela rede com menor impacto e depreciação das reservas de reativos do sistema.

Tabela 4.03 – FPA para Geradores com alto fator de participação ao longo de um dia (quase completo).

GERADOR	00h	02h	03h	04h	05h	08h	09h	10h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	21h	22h	23h	FPA
S.ANGELO 10	1,000	1,000	0,000	0,920	0,643	1,000	0,851	0,751	0,770	0,773	0,614	0,000	0,000	0,838	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,722
JURUMIRI3.0	0,570	0,561	1,000	1,000	0,961	0,000	0,638	0,345	0,253	0,251	0,256	0,000	0,918	0,488	0,000	0,446	0,000	0,418	0,795	0,445
LNGARCEZ3.0	0,299	0,407	0,797	0,847	0,937	0,285	0,489	0,185	0,102	0,095	0,127	0,106	0,897	0,327	0,364	0,282	0,139	0,314	0,643	0,392
LNGARCEZ3.3	0,298	0,403	0,793	0,838	0,937	0,285	0,489	0,185	0,102	0,095	0,127	0,106	0,897	0,327	0,364	0,282	0,139	0,314	0,642	0,391
LNGARCEZ3.1	0,298	0,406	0,797	0,846	0,937	0,285	0,489	0,185	0,102	0,095	0,000	0,105	0,897	0,327	0,363	0,281	0,139	0,314	0,642	0,385
ETUPI 3.2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,983	0,987	1,000	0,783	1,000	0,823	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,379
ETUPI 3.3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,000	0,983	0,987	1,000	0,783	1,000	0,823	1,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,379
CHAVANTE3.1	0,000	0,499	0,949	0,928	0,828	0,000	0,540	0,251	0,169	0,164	0,178	0,000	0,000	0,381	0,000	0,342	0,000	0,331	0,682	0,312
CANOAS2 6.1	0,176	0,323	0,825	0,660	0,864	0,170	0,427	0,151	0,000	0,000	0,000	0,055	0,818	0,277	0,280	0,210	0,000	0,231	0,542	0,308
CANOAS2 6.2	0,176	0,324	0,826	0,663	0,864	0,170	0,427	0,000	0,000	0,000	0,000	0,055	0,818	0,277	0,279	0,210	0,000	0,231	0,542	0,301
CHAVANTE3.2	0,000	0,504	0,956	0,944	0,829	0,000	0,537	0,249	0,167	0,161	0,177	0,000	0,000	0,381	0,000	0,344	0,000	0,000	0,678	0,296

Por outro lado, geradores com baixo fator de participação ativo têm as seguintes características:

- localizam-se em pontos distantes com relação aos centros de carga;
- localizam-se em áreas com baixo suporte de reativos;
- injetam grandes quantidades de MW no sistema, embora pequenos geradores também possam aparecer como críticos.

Exemplos de geradores que apresentam baixo fator de participação ativo ao longo do dia.

ILHA SOLTEIRA	3450 MW	440KV
PORTO PRIMAVERA	1540 MW	440KV
ÁGUA VERMELHA	1400 MW	440KV
JUPIA	1330 MW	440KV
TRÊS IRMAOS	800 MW	440KV
CAPIVARA	640 MW	440KV
TAQUARUÇU	550 MW	440KV
TRÊS LAGOAS	240 MW	138KV

ROSANA	370 MW	138KV
NOVA AVANHANDAVA	350 MW	138KV
PROMISSÃO	260 MW	138KV
IBITINGA	130 MW	138KV

Estes geradores precisam de suporte de reativos do sistema para que possam injetar toda a sua potência ativa na rede. Um aumento na injeção de ativos desses geradores causaria a depreciação das reservas de reativos do sistema, resultando em diminuição nas margens de estabilidade.

Compensadores síncronos apresentam fatores de participação elevados devido às suas características. Quanto maior o fator de participação de um compensador síncrono indica que um aumento de demanda em sua vizinhança seria menos prejudicial do ponto de vista da estabilidade de tensão do que em uma área onde os compensadores síncronos têm fatores de participação menores. No entanto, este índice não representa uma medida direta da importância dos compensadores em termos de suporte de potência reativa fornecido ao sistema, visto que o índice baseia-se em variações de potência ativa ao invés de variações de potência reativa.

O desenvolvimento de um esquema de redespacho da geração para condições extremas de carregamento pode ser adotado como um substituto aos esquemas baseados em objetivos econômicos/energéticos, visando à melhoria das condições de estabilidade de tensão.

4.5 Identificação das áreas críticas em relação à estabilidade de tensão

A utilização das técnicas de análise modal possibilita definir regiões críticas em relação à estabilidade de tensão através do agrupamento de barras críticas próximas geoeletricamente.

A seguir, 05 (cinco) pequenas áreas críticas em relação à estabilidade de tensão serão estudadas

Região 01	Botucatu
Região 02	Taubaté
Região 03	Bragança
Região 04	Sul
Região 05	Capital

Como o comportamento da rede dentro de cada período de carga apresenta certa regularidade de geração e demanda. Para o estudo de determinação das áreas críticas, considera-se a média aritmética dos fatores de participação ativo e reativo, nos períodos de carga leve, média e pesada.

Algumas barras não consideradas críticas (fatores de participação médios menores que 0,3) para um dia (quase) completo, aparecem como barras críticas em determinados períodos de carga.

Região 01 – Botucatu

Tabela 4.04 - Região 01 (Botucatu) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios ao longo de um dia

BARRA	kV	FPR	FPR	FPR	FPR	FPA	FPA	FPA	FPA
		DIA COMPLETO	LEVE	MÉDIA	PESADA	DIA COMPLETO	LEVE	MÉDIA	PESADA
ITAPEVA	69kV	0,364	0,382	0,344	0,383	0,356	0,455	0,320	0,321
ITARARE	69kV	0,369	0,405	0,352	0,362	0,480	0,563	0,459	0,436
B.BONITA	69kV	0,296	0,278	0,274	0,355	0,000	0,000	0,000	0,000
APUAS	88kV	0,280	0,271	0,253	0,338	0,167	0,236	0,136	0,153
BOTUCATU	88kV	0,270	0,265	0,244	0,323	0,158	0,226	0,129	0,142
CERQUIL.	88kV	0,364	0,302	0,345	0,465	0,285	0,343	0,237	0,312
CONCHAS	88kV	0,328	0,302	0,304	0,412	0,222	0,291	0,182	0,225
ITAPETI	88kV	0,402	0,483	0,346	0,432	0,380	0,443	0,334	0,409
M.DOALTO	88kV	0,325	0,127	0,363	0,457	0,335	0,151	0,364	0,467
TATUI	88kV	0,364	0,296	0,386	0,494	0,384	0,344	0,412	0,549
AJINOMBR	138kV	0,360	0,354	0,338	0,406	0,247	0,316	0,213	0,242
ALPARGAT	138kV	0,374	0,364	0,350	0,426	0,313	0,385	0,272	0,313
B.BONITA	138kV	0,277	0,264	0,256	0,328	0,102	0,131	0,094	0,087
BARIRI	138kV	0,238	0,225	0,209	0,303	0,067	0,070	0,070	0,059
BOT.-CP	138kV	0,298	0,291	0,282	0,333	0,167	0,222	0,144	0,155
BOTUCATU	138kV	0,289	0,291	0,266	0,327	0,152	0,209	0,129	0,138
BURI	138kV	0,293	0,305	0,263	0,336	0,226	0,311	0,193	0,202
CBONITO	138kV	0,329	0,360	0,299	0,352	0,281	0,363	0,25	0,254
D.CORREG	138kV	0,289	0,269	0,275	0,334	0,112	0,141	0,103	0,099
ENGCALIX	138kV	0,317	0,316	0,295	0,358	0,181	0,243	0,154	0,169
FERROLIG	138kV	0,370	0,364	0,348	0,416	0,279	0,350	0,241	0,275
ITAPETI	138kV	0,361	0,368	0,333	0,405	0,335	0,409	0,295	0,332
ITAPEVA	138kV	0,361	0,379	0,341	0,380	0,356	0,454	0,320	0,320
ITARARE	138kV	0,363	0,377	0,349	0,376	0,386	0,484	0,353	0,347
JAU	138kV	0,278	0,264	0,249	0,346	0,093	0,099	0,091	0,090
LARANJAL	138kV	0,357	0,351	0,335	0,403	0,241	0,309	0,207	0,235
PIRELLI	138kV	0,370	0,364	0,347	0,416	0,276	0,348	0,239	0,273
TATUI	138kV	0,376	0,363	0,354	0,43	0,308	0,373	0,267	0,309
TIETE	138kV	0,366	0,361	0,344	0,412	0,266	0,336	0,23	0,261
CBONITO	230kV	0,309	0,330	0,282	0,335	0,218	0,293	0,189	0,194

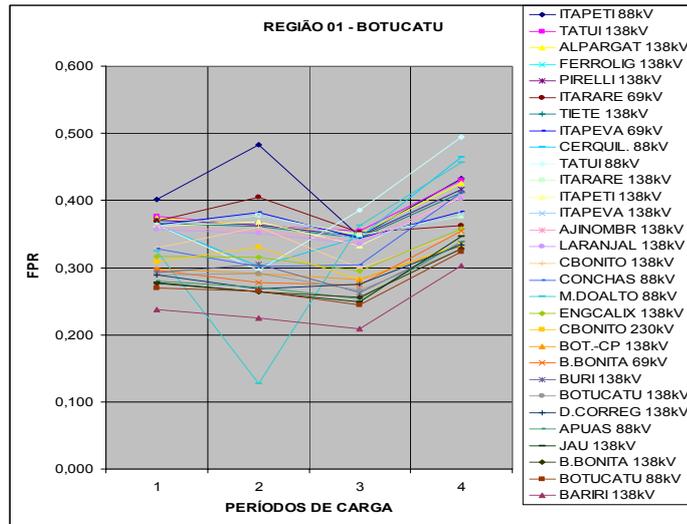


Figura 4.06 - Região 01 (Botucatu) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

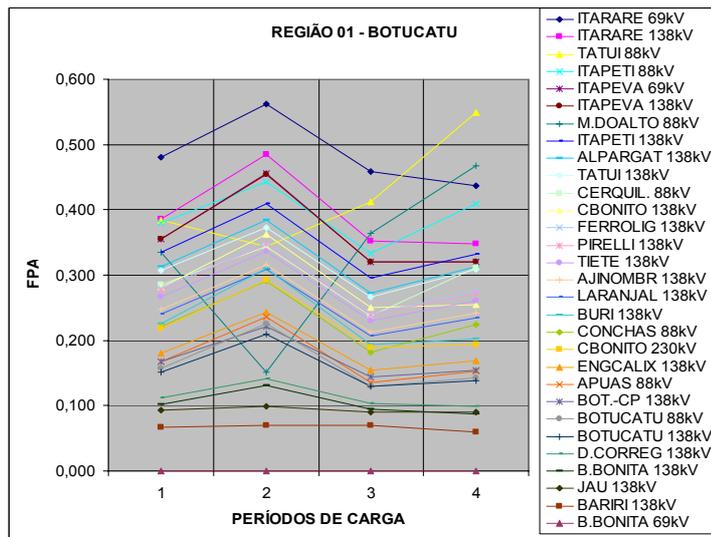


Figura 4.07 - Região 01 (Botucatu) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

Observa-se o comportamento diferenciado dos FPR e FPA para as barras (adjacentes) de M.Doaldo e Tatuí 88kV.

Verificado que a Subestação de M.DOALTO não consta no banco de dados utilizado para a realização dos estudos durante a maior parte do período de carga leve, causando uma grande redução na média para este período.

A maioria das barras da região 01 apresenta fator de participação ativo e reativo médio para o dia (quase) completo próximos dos limites mínimos (0,3).

Região 02 – Taubaté

Tabela 4.05 - Região 02 (Taubaté) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios ao longo de um dia

BARRA	kV	FPR	FPR	FPR	FPR	FPA	FPA	FPA	FPA
		DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA	DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA
APA	88kV	0,529	0,462	0,678	0,328	0,530	0,642	0,560	0,365
EMBRAER	88kV	0,306	0,254	0,333	0,246	0,288	0,330	0,295	0,234
JAGUARI	88kV	0,303	0,264	0,351	0,254	0,288	0,339	0,284	0,245
KARIBE	88kV	0,329	0,283	0,381	0,282	0,289	0,336	0,282	0,254
PARAIBUN	88kV	0,272	0,249	0,311	0,226	0,259	0,312	0,253	0,218
SCA	88kV	0,514	0,466	0,657	0,303	0,710	0,744	0,808	0,497
SIZABEL	88kV	0,323	0,283	0,386	0,288	0,287	0,338	0,275	0,258
SJC	88kV	0,318	0,287	0,382	0,233	0,298	0,355	0,299	0,239
SKOL	88kV	0,344	0,296	0,395	0,301	0,275	0,326	0,261	0,251
TAUBATE	138kV	0,385	0,367	0,597	0,319	0,301	0,368	0,302	0,233
APA	230kV	0,489	0,437	0,625	0,295	0,490	0,575	0,524	0,342
SCA	230kV	0,482	0,438	0,617	0,283	0,624	0,709	0,689	0,424
SJC	230kV	0,290	0,259	0,351	0,210	0,247	0,302	0,243	0,197
TAUBATE	230kV	0,435	0,392	0,540	0,289	0,325	0,391	0,334	0,242
TAUBATE	440kV	0,472	0,422	0,586	0,317	0,246	0,305	0,245	0,242
TAUBATE	500kV	0,543	0,490	0,693	0,329	0,253	0,321	0,254	0,185

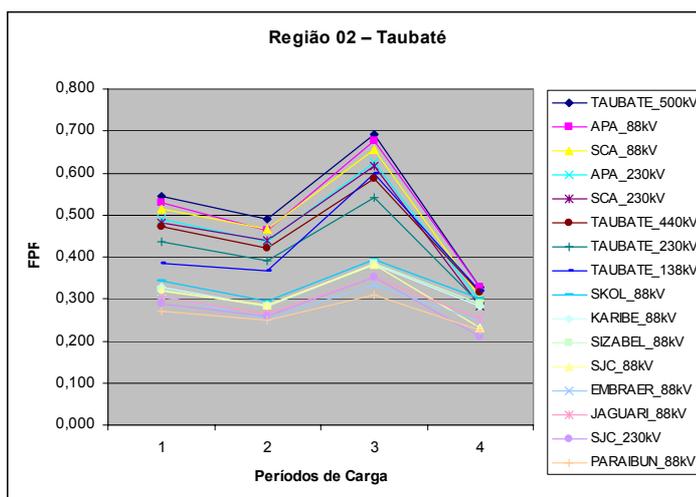


Figura 4.08 - Região 02 (Taubaté) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

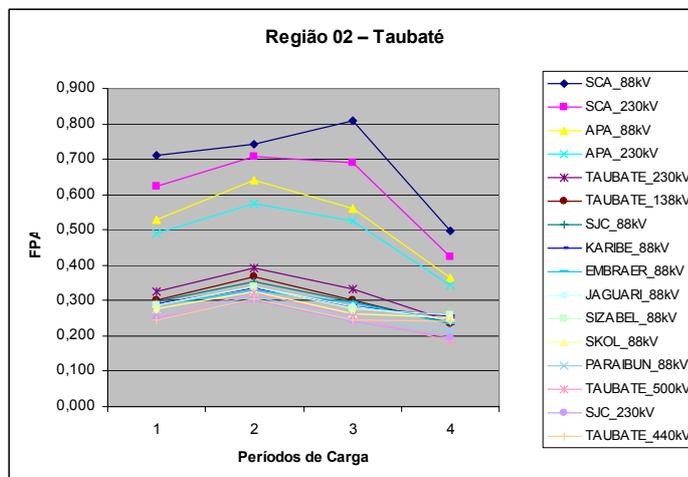


Figura 4.09 - Região 02 (Taubaté) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

A região 2 representa risco de instabilidade de tensão ao sistema devido aos altos valores de FPA e FPR.

Região 03 – Bragança

Tabela 4.06 - Região 03 (Bragança) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios ao longo de um dia

BARRA	kV	FPR	FPR	FPR	FPR	FPA	FPA	FPA	FPA
		DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA	DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA
B.JARDIM	88kV	0,330	0,266	0,374	0,316	0,212	0,238	0,201	0,206
ATIBAI-Y	138kV	0,311	0,280	0,335	0,296	0,232	0,267	0,213	0,231
B.JARDIM	138kV	0,279	0,242	0,309	0,263	0,185	0,216	0,172	0,177
BRAGANCA	138kV	0,307	0,276	0,334	0,290	0,223	0,257	0,205	0,219
CABREUVA	138kV	0,317	0,312	0,319	0,317	0,193	0,228	0,176	0,187
AMPARO	138kV	0,311	0,292	0,332	0,293	0,219	0,260	0,198	0,216
CRUZACO	138kV	0,312	0,281	0,338	0,296	0,229	0,264	0,211	0,227
TEREZEEB	138kV	0,310	0,280	0,338	0,292	0,222	0,259	0,203	0,219
FROCHA	138kV	0,314	0,305	0,321	0,309	0,232	0,270	0,210	0,233
MELHORAM	138kV	0,317	0,309	0,323	0,313	0,229	0,267	0,207	0,229
JARINU	138kV	0,294	0,259	0,324	0,279	0,210	0,243	0,194	0,204
SAPOSSE	138kV	0,288	0,259	0,315	0,270	0,188	0,221	0,172	0,183
CABREUVA	230kV	0,294	0,230	0,306	0,332	0,162	0,189	0,131	0,157

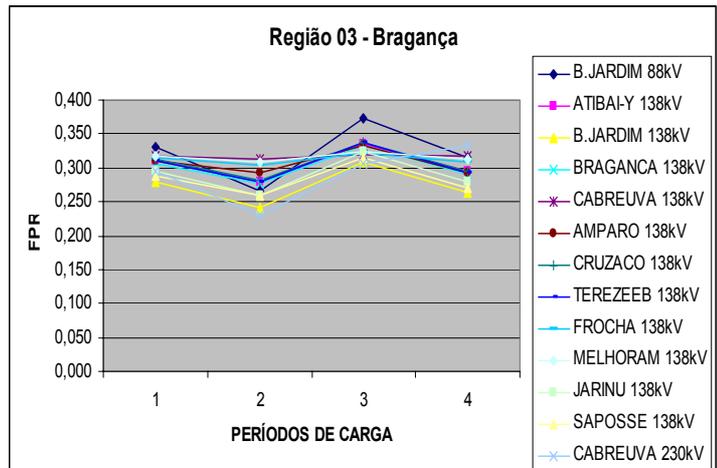


Figura 4.10 - Região 03 (Bragança) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4].

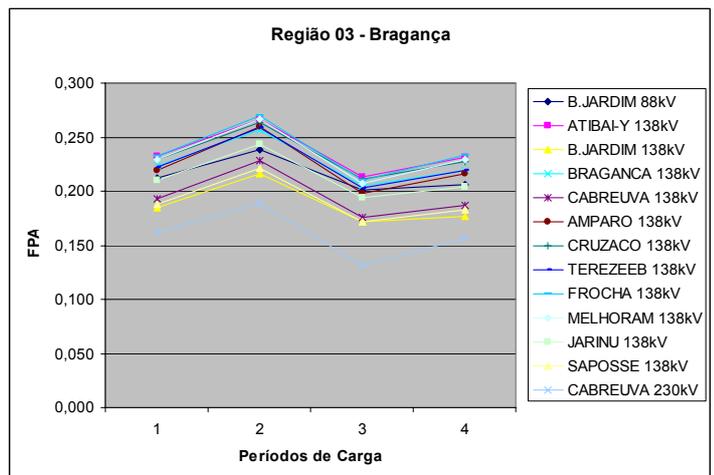


Figura 4.11 - Região 03 (Bragança) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

A Região 03 também apresenta baixos valores médios dos fatores de participação ativo e reativo para as barras, com baixo risco de instabilidade de tensão ao sistema.

Região 04 –Sul

Tabela 4.07 - Região 04 (Sul) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios ao longo de um dia

BARRA	kV	FPR	FPR	FPR	FPR	FPA	FPA	FPA	FPA
		DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA	DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA
BSA	88kV	0,157	0,145	0,174	0,142	0,236	0,311	0,213	0,219
CARAGUA.	88kV	0,243	0,228	0,271	0,208	0,252	0,309	0,239	0,218
ETUHBE	88kV	0,159	0,146	0,175	0,142	0,251	0,329	0,226	0,219
CAJATI	138kV	0,444	0,521	0,383	0,476	0,368	0,489	0,300	0,368
CANANEIA	138kV	0,435	0,513	0,375	0,466	0,356	0,476	0,294	0,346
JUQUIA	138kV	0,399	0,463	0,351	0,421	0,318	0,430	0,265	0,301
MONGAGUA	138kV	0,290	0,365	0,275	0,290	0,227	0,331	0,188	0,207
REGISTRO	138kV	0,405	0,469	0,355	0,431	0,328	0,439	0,275	0,312
PERUIBE	138kV	0,349	0,405	0,314	0,358	0,275	0,373	0,23	0,260
ITANHAEM	138kV	0,325	0,387	0,302	0,334	0,241	0,350	0,208	0,232

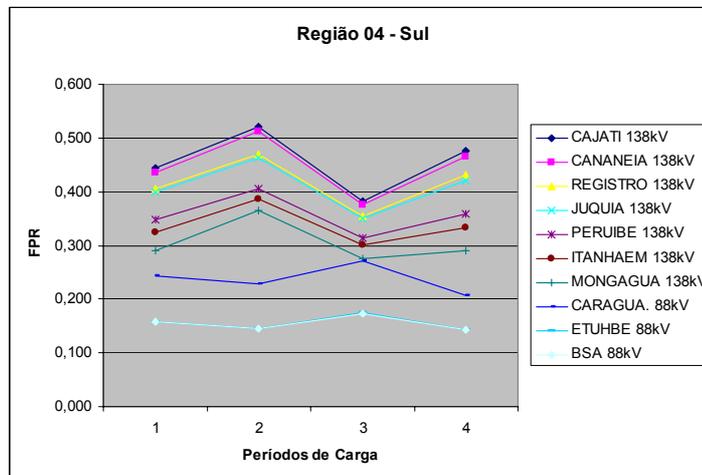


Figura 4.12 - Região 04 (Sul) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

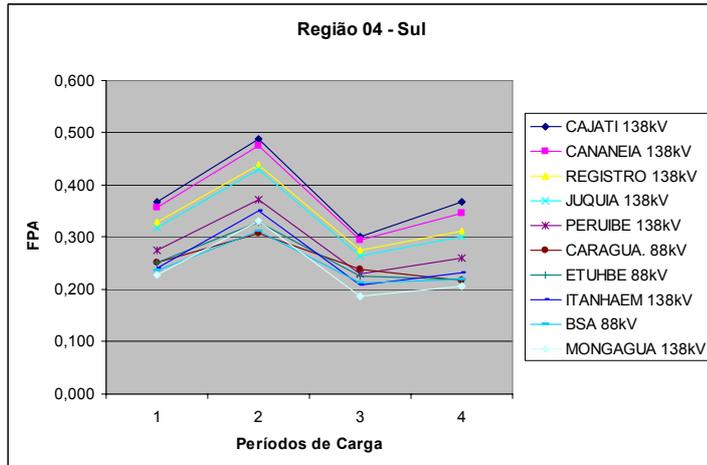


Figura 4.13 - Região 04 (Sul) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

Algumas barras do Vale do Ribeira são consideradas mais críticas dentro da Região 04 – Sul como CAJATI, CANANÉIA, REGISTRO e JUQUIÁ.

Região 05 – Capital

Tabela 4.08 - Região 05 (Litoral Sul) - Barras críticas de carga com FPR e FPA médios ao longo de um dia

BARRA	kV	FPR	FPR	FPR	FPR	FPA	FPA	FPA	FPA
		DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA	DIA COMPLETO	LEVE	MEDIA	PESADA
CENTRO	20kV	0,341	0,213	0,370	0,416	0,212	0,226	0,196	0,226
ETTESO	88kV	0,583	0,285	0,680	0,705	0,436	0,311	0,443	0,547
ETUPI	88kV	0,099	0,211	0,034	0,104	0,215	0,310	0,173	0,196
MAIRIPOR	88kV	0,318	0,286	0,352	0,287	0,257	0,302	0,240	0,240
CENTRO	88kV	0,374	0,285	0,376	0,461	0,240	0,239	0,226	0,266
ETTPRI	88kV	0,402	0,253	0,442	0,481	0,288	0,263	0,271	0,343
VIRETUPE	88kV	0,107	0,239	0,034	0,107	0,220	0,317	0,174	0,208
PARELHEI	138kV	0,235	0,317	0,212	0,199	0,190	0,294	0,150	0,161
CENTRO	230kV	0,292	0,204	0,310	0,349	0,193	0,208	0,181	0,198
CTR.ETR	230kV	0,296	0,185	0,341	0,354	0,183	0,202	0,172	0,196
ETTESO	230kV	0,315	0,221	0,342	0,359	0,185	0,203	0,172	0,190
ECHANH	230kV	0,313	0,218	0,342	0,355	0,186	0,205	0,172	0,194
ETTPRI	230kV	0,344	0,230	0,375	0,402	0,209	0,217	0,195	0,225

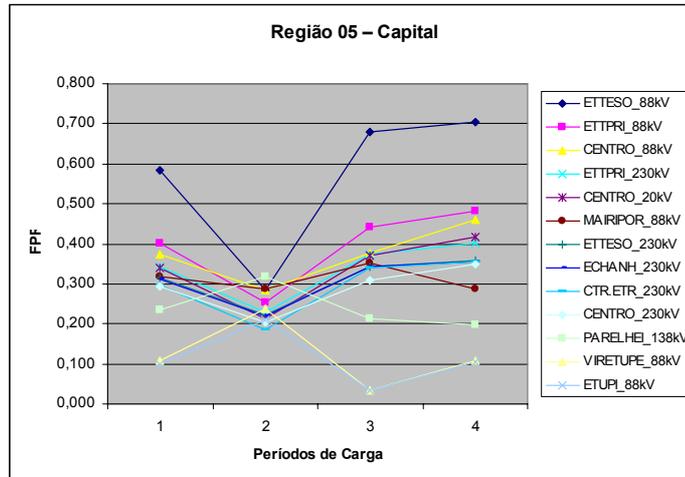


Figura 4.14 - Região 05 (Capital) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

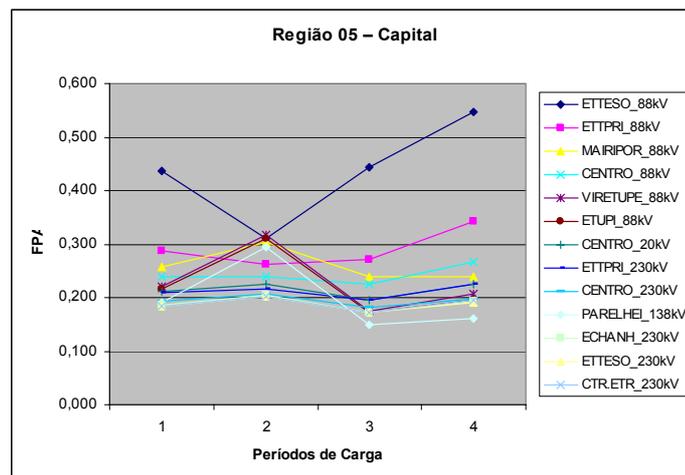


Figura 4.15 - Região 05 (Capital) - Barras críticas de carga com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

A barra de Edgard Souza 88KV apresenta altos fatores de participação ativo e reativo ao longo de quase todo o dia.

Percebe-se que o comportamento dos FPR e FPA, para as barras dentro de uma mesma região, são semelhantes.

Pelas figuras 4.16 e 4.17, pode-se comparar o comportamento dos FPR e FPA médios para as 05 regiões em diferentes períodos de carga e para um dia (quase completo).

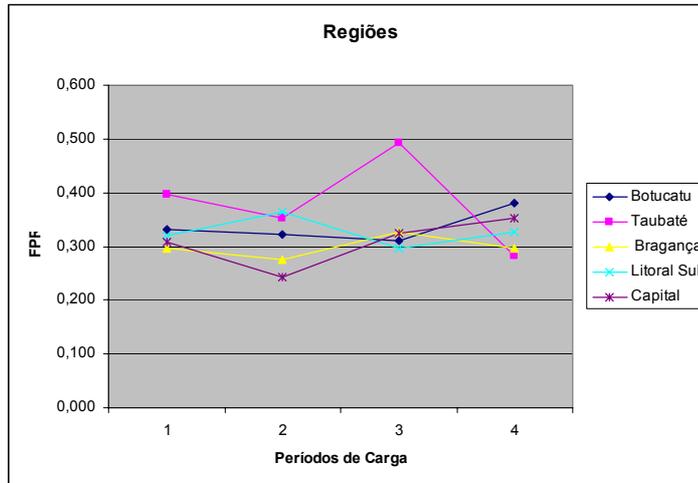


Figura 4.16 – Comportamento das 05 (cinco) regiões críticas com seus respectivos FPR médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

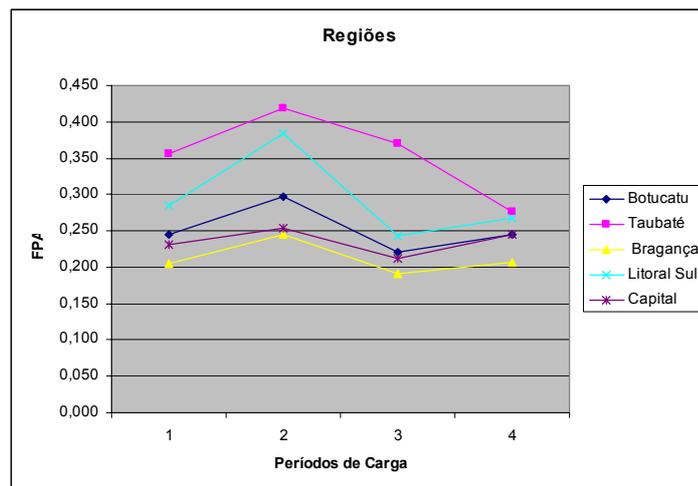


Figura 4.17 – Comportamento das 05 (cinco) regiões críticas com seus respectivos FPA médios ao longo de um dia (quase completo) [1] para os períodos de carga leve [2], média [3], pesada [4]

Observa-se que a região de Taubaté apresenta os maiores valores médios de FPR e FPA para quase todos os períodos de carga (maior demanda), além de apresentar as barras críticas com maior nível de tensão (500kV), responsáveis por maiores impactos na estabilidade de tensão do sistema.

Apesar de existir uma variação considerável na participação das barras críticas do sistema durante um dia completo de operação, essa variação aparenta mostrar alguma ordem, ou seja, grupos de barras aparecem em determinados períodos e são suplantadas posteriormente por outro(s) grupo(s) de barras,

podendo voltar a aparecer algum tempo depois como as barras críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão. Isso é relevante, pois identifica as áreas críticas em cada período, mostrando as barras mais adequadas para a aplicação de ações corretivas (chaveamento de capacitores e reatores, coordenação de TAP de transformadores, corte de carga, etc.) e medidas de reforço (novos bancos de capacitores, condensadores síncronos ou estáticos, geração distribuída, etc.) do ponto de vista da maximização do ganho na margem de estabilidade de tensão.

A figura 4.18 apresenta a divulgação do boletim número 198 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) confirmando a necessidade de reforços nas instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado para a região do Vale do Paraíba, conforme Programa de Ampliações e Reforços 2005/2007. As obras aprovadas compreendem a reconstrução das linhas de transmissão em 230kV Aparecida – Santa Cabeça, Taubaté – Aparecida, São José dos Campos – Taubaté, Mogi – São José dos Campos circuito 1, além da implantação do segundo circuito Taubaté – Aparecida e a recapacitação das linhas Mogi – São José dos Campos circuito 2, Mogi (Furnas) – Mogi (CTEEP) . Os novos equipamentos em previsão de entrada em operação comercial entre março de 2007 e agosto de 2008.

Cteep terá direito à receita anual por reforços em instalações de transmissão

A Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (Cteep) terá direito a uma Receita Anual Permitida de R\$ 10,8 milhões por investir na implantação de reforços em instalações de transmissão da Rede Básica do Sistema Interligado para atender a região do Vale do Paraíba do Sul, em São Paulo. Estes reforços foram previstos no Programa de Ampliações e Reforços 2005/2007 e no Programa Determinativo da Expansão da Transmissão 2004/2007.

As obras aprovadas compreendem a reconstrução das linhas de transmissão Aparecida – Santa Cabeça (41,5 km), Taubaté – Aparecida (41,5 km), São José dos Campos – Taubaté (34,7 km) e o 1º circuito da LT Mogi – São José dos Campos (49,4 km), todas em 230 kV. A Cteep também irá implantar módulos de entrada de linha, em 230 kV, associados à implantação do 2º circuito da LT Taubaté – Aparecida, além da recapacitação das linhas Mogi – São José dos Campos (2º circuito) e Mogi (Furnas) – Mogi (Cteep). Os novos equipamentos têm previsão de entrada em operação comercial entre março de 2007 e agosto de 2008.

A Aneel calculou em aproximadamente R\$ 94,1 milhões os investimentos a serem realizados pela Cteep na implantação dos reforços, valor compatível com o custo-padrão.

Os valores correspondentes à Receita Anual Permitida serão considerados durante os primeiros 15 anos da prestação do serviço, a partir do início de operação comercial dos reforços, sendo reduzidos à metade para os 15 anos subsequentes. A Receita Anual Permitida é estabelecida pela Agência para remunerar os investimentos realizados pelas transmissoras em instalações de transmissão de energia elétrica. Essa receita também cobre os custos de operação e manutenção que as empresas têm com esses empreendimentos.

Figura 4.18 – Boletim Informativo número 198 da ANEEL

Capítulo 5

Análise das Contingências Críticas em Relação ao Impacto na Margem de Estabilidade de Tensão e Abrangência sobre o Sistema

5.1 Introdução

Neste capítulo, explora-se o potencial das técnicas de análise modal para verificar a abrangência e tipos de impacto (local, de área ou sistêmico) que algumas contingências simples, capturadas através do método da curva PV, causam na rede elétrica.

Observa-se que há contingências de impacto localizado responsáveis pela redução significativa da margem de estabilidade de tensão e outras que, apesar de não produzirem alto impacto na margem, nem depreciarem de forma significativa as reservas de potência reativa do sistema, sensibilizam grande parte da rede interna.

Através da aplicação de reforços em torno de contingências de impacto local, verifica-se que colapsos de tensão de pequena abrangência podem ser evitados.

Por fim, faz-se uma breve avaliação do nível de segurança da rede elétrica do Estado de São Paulo quanto ao problema de estabilidade de tensão, considerando o critério (N-1).

5.2 Captura de contingências que causam impacto na margem de estabilidade de tensão

Valores negativos de margens indicam a necessidade de redução na transferência de potência elétrica a fim de se manter a estabilidade de tensão do sistema.

Para condições onde a margem para o caso base já é bastante baixa, um grande número de contingências poderia levar o sistema, ou parte dele à instabilidade.

Por outro lado, há contingências que reduzem significativamente a margem mesmo quando esta se encontra em patamares aceitáveis para o caso base.

Haja vista a necessidade de se obter um grupo de contingências críticas para estudo da abrangência na rede elétrica, criou-se um índice através da diferença entre a máxima capacidade de transferência de potência elétrica na condição N-0 (sem contingência) e N-1 (pós-contingência), onde são consideradas críticas as contingências que apresentam índices maiores que 5 pontos.

Através da utilização deste índice, foram capturadas 68 contingências críticas (figura 5.01).

Tabela 5.01 - 68 contingências que reduzem a M.E.T em até 5 pontos, comparada ao caso base.

	De	Área	Para	Área	Margem N-1	Horário	Margem N-0	Impacto
01	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -87,96%	1802_23h	15,6000%	103,56
02	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -31,95%	1902_01h	29,9200%	61,87
03	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -49,97%	1802_19h	10,1200%	60,09
04	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -35,13%	1902_00h	21,6400%	56,77
05	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -39,98%	1902_08h	12,0100%	51,99
06	RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-37,04%	1802_22h	11,9700%	49,01
07	RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-38,79%	1802_19h	10,1200%	48,91
08	RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-36,83%	1802_21h	10,9000%	47,73
09	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -33,76%	1802_22h	11,9700%	45,73
10	RANCHARI 82	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-28,02%	1802_23h	15,6000%	43,62
11	PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	-22,96%	1802_19h	10,1200%	33,08
12	PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	-20,84%	1802_22h	11,9700%	32,81
13	STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP	-22,27%	1802_19h	10,1200%	32,39
14	STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP	-20,39%	1802_22h	11,9700%	32,36
15	PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	-20,91%	1802_21h	10,9000%	31,81
16	STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP	-20,48%	1802_21h	10,9000%	31,38
17	RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP	-19,87%	1802_19h	10,1200%	29,99
18	RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP	-17,31%	1802_22h	11,9700%	29,28
19	RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP	-18,06%	1802_21h	10,9000%	28,96
20	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	-14,47%	1902_08h	12,0100%	26,48
21	PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-14,15%	1802_22h	11,9700%	26,12
22	PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	-9,91%	1802_23h	15,6000%	25,51
23	PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-14,53%	1802_21h	10,9000%	25,43
24	PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-14,88%	1802_19h	10,1200%	25,00
25	STA.LINA 83	ÁREA SP	PARAGPTA 82	ÁREA SP	-9,35%	1802_23h	15,6000%	24,95
26	TAQUARUC44E	ÁREA SP	PPRIM44044k	ÁREA SP	* -11,94%	1802_21h	10,9000%	22,84
27	RANCHARI 82	ÁREA SP	STA.LINA 83	ÁREA SP	-7,02%	1802_23h	15,6000%	22,62
28	MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	-14,00%	1902_13h	3,9100%	17,91
29	PPRUDENT 8>	ÁREA SP	DEV.CAI1 8s	ÁREA SP	-2,16%	1802_23h	15,6000%	17,76
30	MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	-9,23%	1902_12h	6,3500%	15,58
31	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	-0,16%	1902_08h	12,0100%	12,17
32	MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	-5,70%	1902_10h	6,2700%	11,97
33	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	-5,54%	1902_10h	6,2700%	11,81
34	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	-3,84%	1902_15h	7,4500%	11,29

	De	Área	Para	Área	Margem N-1	Horário	Margem N-0	Impacto
35	BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP	0,99%	1902_08h	12,0100%	11,02
36	MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	4,89%	1802_23h	15,6000%	10,71
37	REGISTRO130	ÁREA SP	DEV. EK 13s	ÁREA SP	0,65%	1802_17h	11,0900%	10,44
38	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	-0,20%	1902_09h	10,2000%	10,40
39	MARILIA 130	ÁREA SP	T.BRANCA130	ÁREA SP	-0,02%	1902_09h	10,2000%	10,22
40	BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP	-1,98%	1902_15h	7,4500%	9,43
41	CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-4,33%	1902_16h	4,7200%	9,05
42	CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-5,02%	1902_13h	3,9100%	8,93
43	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	3,32%	1802_22h	11,9700%	8,65
44	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-4,35%	1902_13h	3,9100%	8,26
45	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-2,88%	1902_16h	4,7200%	7,60
46	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	-2,69%	1902_16h	4,7200%	7,41
47	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	2,83%	1802_19h	10,1200%	7,29
48	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-0,88%	1902_12h	6,3500%	7,23
49	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-4,67%	1902_14h	2,4500%	7,12
50	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	3,83%	1802_21h	10,9000%	7,06
51	BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP	3,27%	1902_09h	10,2000%	6,93
52	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	5,40%	1902_08h	12,0100%	6,61
53	CPAULIST500	FURNAS	ANG.REIS500	FURNAS	3,53%	1802_19h	10,1200%	6,59
54	CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	-4,09%	1902_14h	2,4500%	6,54
55	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	4,66%	1802_17h	11,0900%	6,43
56	BOTUCATU130	ÁREA SP	BOT.-CP 130	ÁREA SP	4,88%	1802_21h	10,9000%	6,02
57	CPAULIST500	FURNAS	ANG.REIS500	FURNAS	5,98%	1802_22h	11,9700%	5,99
58	CAJATI 130	ÁREA SP	DEV. EK 13s	ÁREA SP	5,15%	1802_17h	11,0900%	5,94
59	CPAULIST500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	0,60%	1902_12h	6,3500%	5,75
60	CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS 80	ÁREA SP	4,53%	1902_09h	10,2000%	5,67
61	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	2,19%	1902_15h	7,4500%	5,26
62	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	1,01%	1902_10h	6,2700%	5,26
63	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	5,02%	1902_09h	10,2000%	5,18
64	BSA 341	ÁREA SP	BSA 80	ÁREA SP	2,32%	1902_15h	7,4500%	5,13
65	ETTESO 230	ÁREA SP	ETTESO 80	ÁREA SP	5,99%	1802_17h	11,0900%	5,10
66	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	5,17%	1902_09h	10,2000%	5,03
67	APA 237	ÁREA SP	TAUBATE 230	ÁREA SP	-1,09%	1902_13h	3,9100%	5,00
68	T. PRETO500	FURNAS	TAUBATE 500	ÁREA SP	5,12%	1802_19h	10,1200%	5,00

* Contingência dupla (N-2) entre as estações de Taquaruçu e Porto Primavera.

Conforme mencionado no capítulo 03 (item 3.9.1), as contingências entre Taquaruçu e Porto Primavera são classificadas como duplas (N-2) durante um determinado período do dia, devido à ausência do segundo circuito, não sendo consideradas no estudo de abrangência das contingências críticas.

5.3 Estudo da abrangência das contingências em relação ao impacto na margem de estabilidade de tensão

Apesar de fornecerem informações importantes com relação às margens de estabilidade, os métodos baseados em curvas PV não propiciam com facilidade a identificação de barras ou áreas críticas do ponto de vista da estabilidade de tensão, as quais representam os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade. Utilizando a metodologia de análise modal foi possível verificar a abrangência das contingências capturadas através do método da curva PV, possibilitando mensurar o impacto como local, de área ou sistêmico.

A utilização em conjunto dos métodos estáticos, baseados em cálculos de curvas PV com a análise modal da matriz Jacobiana reduzida tem se mostrado como uma opção simples para identificação de tipos, localização e capacidade de medidas de reforço adequadas contra a instabilidade de tensão em sistemas de energia [Pinto, Martins, Vieira, Bianco, Gomes, Santos, 1994].

5.3.1 Aplicação da análise modal no estudo das 68 contingências de maior impacto na margem, calculadas pelo método de curvas PV

A princípio, serão analisadas as 68 contingências que reduzem a Margem de Estabilidade de Tensão em relação ao caso base em no mínimo 5 pontos, a fim de definir o tipo de impacto como local, de área ou sistêmico.

O espectro modal permite a visualização gráfica dos fatores de participação normalizados, indicando as barras que mais participam do modo crítico, ou seja, os pontos preferenciais da rede para aplicação das ações de controle ou de reforço.

No estudo a seguir, realizado durante um dia (quase) completo, pôde-se observar que 17 ramos são responsáveis pelas 68 contingências mais críticas com impacto na margem superior a 5 pontos.

APARECIDA _ TAUBATÉ 230KV

ABRANGÊNCIA LOCAL

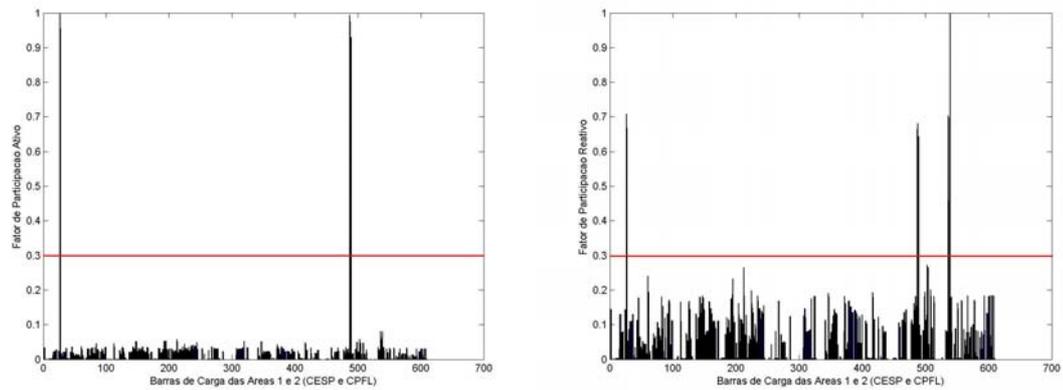


Figura 5.01 – APARECIDA_TAUBATÉ: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 13h do dia 19/02.

Contingência (Local) às 13h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5 pontos, de 3,91% para -1,09%.

Barras Críticas:

FPA: APARECIDA (88, 230kV), STA CABEÇA (88, 230kV).

FPR: APARECIDA (88, 230kV), STA CABEÇA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV).

CACHOEIRA PAULISTA _ ANGRA DOS REIS 500kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

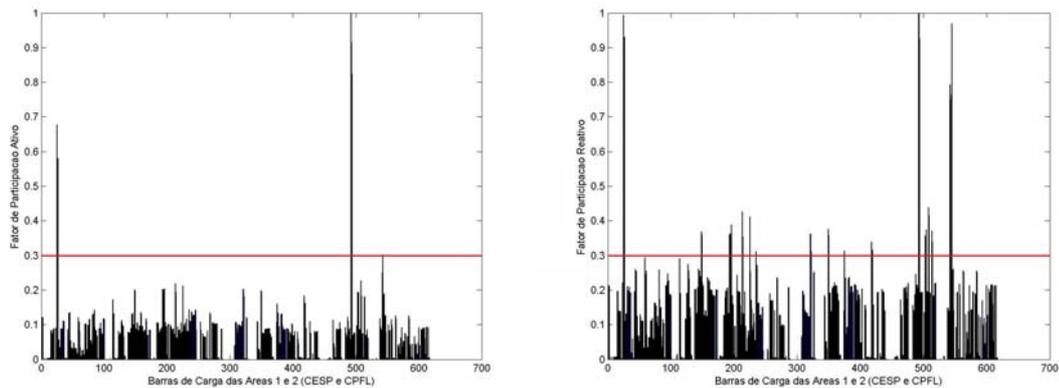


Figura 5.02 – CACHOEIRA PAULISTA_ANGRA DOS REIS: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 22h do dia 18/02.

Contingência (Área) às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 6,59 pontos, de 10,12% para 3,53%.

Contingência (Área) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 5,99 pontos, de 11,97% para 5,98%.

Barras Críticas:

FPA: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (230kV).

FPR: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV), SJC (88, 230kV), EMBRAER (88kV), EDGARD DE SOUZA (88kV).

CACHOEIRA PAULISTA_ TAUBATÉ 500KV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

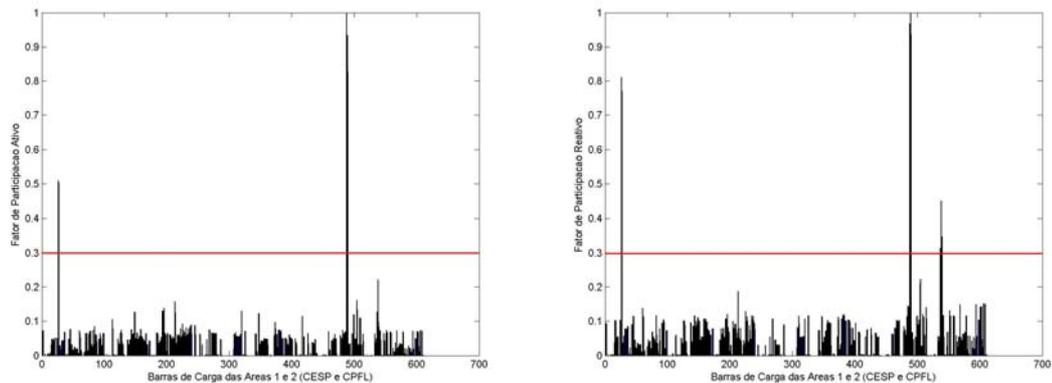


Figura 5.03 – CACHOEIRA PAULISTA_ TAUBATÉ: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

Contingência (Área) às 12h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,75 pontos, de 6,35% para 0,60%.
Contingência (Área) às 13h do dia 19/02, reduzindo a margem em 8,93 pontos, de 3,91% para -5,02%.
Contingência (Área) às 14h do dia 19/02, reduzindo a margem em 6,54 pontos, de 2,45% para -4,09%.
Contingência (Área) às 16h do dia 19/02, reduzindo a margem em 9,05 pontos, de 4,72% para -4,33%.

Barras Críticas:

FPA: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV).

FPR: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV).

TIJUCO PRETO _ TAUBATÉ 500KV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

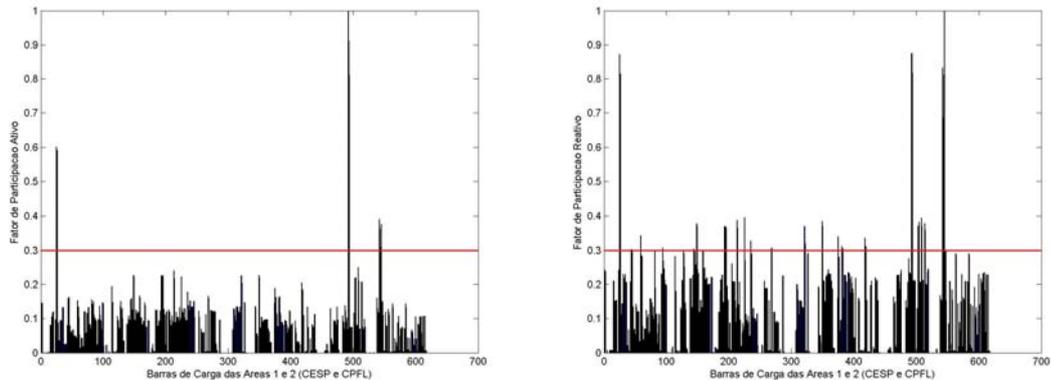


Figura 5.04 – TIJUCO PRETO_TAUBATÉ: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.

Contingência (Área*) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,03 pontos, de 10,20% para 5,17%.

Contingência (Área*) às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 5,00 pontos, de 10,12% para 5,12%.

Barras Críticas:

FPA: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV).

FPR: TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV), APARECIDA (88, 230kV), STA CABEÇA (88, 230kV), EDAG. DE SOUZA (88kV), SJC (88, 230kV), BOM JARDIM (88, 138kV), MAIRIPORÃ (88kV), BRAGANÇA (138kV), AMPARO (138kV), ATIBAIA (138kV), FROCHA (138kV), CABREÚVA (138kV), CENTRO (20kV).

* Contingências as 09 e 19 horas do dia 19/02 sensibilizam as regiões vizinhas de Bragança e Centro.

Contingência (Área) às 10h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,26 pontos, de 6,27% para 1,01%.

Contingência (Área) às 12h do dia 19/02, reduzindo a margem em 7,23 pontos, de 6,35% para -0,88%.

Contingência (Área) às 13h do dia 19/02, reduzindo a margem em 8,26 pontos, de 3,91% para -4,35%.

Contingência (Área) às 14h do dia 19/02, reduzindo a margem em 7,12 pontos, de 2,45% para -4,67%.

Contingência (Área) às 16h do dia 19/02, reduzindo a margem em 7,60 pontos, de 4,72% para -2,88%.

Contingência (Área) às 17h do dia 18/02, reduzindo a margem em 6,43 pontos, de 11,09% para 4,66%.

Barras Críticas:

FPA: STA CABEÇA (88, 230kV), APARECIDA (88, 230kV), TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV).

FPR: TAUBATÉ (138, 230, 440, 500kV), APA. (88, 230kV), STA CABEÇA (88, 230kV), SJC (88, 230kV).

EDAGARD DE SOUZA 230/88KV

ABRANGÊNCIA LOCAL

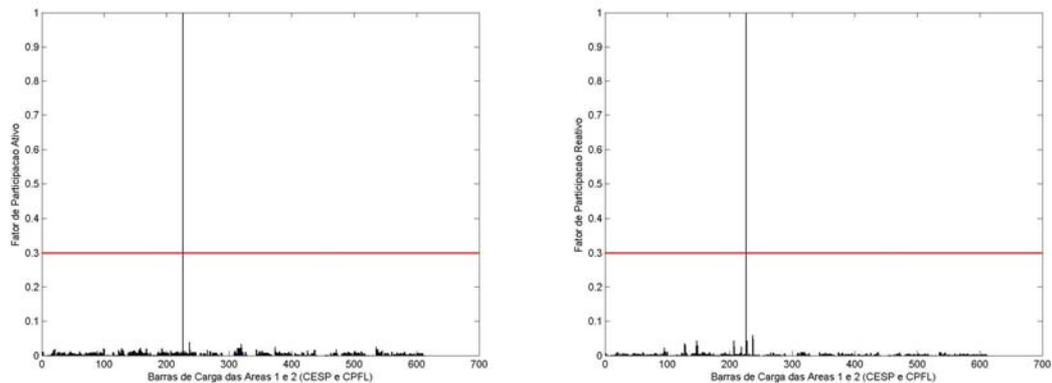


Figura 5.05 – EDGARD DE SOUZA 230-88KV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

Contingência(Local) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 12,17 pontos, de 12,01% para -0,16%.

Contingência(Local) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 6,61 pontos, de 12,01% para 5,40%.

Contingência(Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 10,40 pontos, de 10,20% para -0,20%.

Contingência(Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,18 pontos, de 10,20% para 5,02%.

Contingência(Local) às 15h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,13 pontos, de 7,45% para +2,32%.

Contingência(Local) às 17h do dia 18/02, reduzindo a margem em 5,10 pontos, de 11,09% para +5,99%.

Contingência(Local) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 8,65 pontos, de 11,97% para +3,32%.

Barras Críticas:

FPA: EDGARD DE SOUZA (88kV).

FPR: EDGARD DE SOUZA (88kV).

BOTUCATU_BOTUCATU 138kV

ABRANGÊNCIA LOCAL

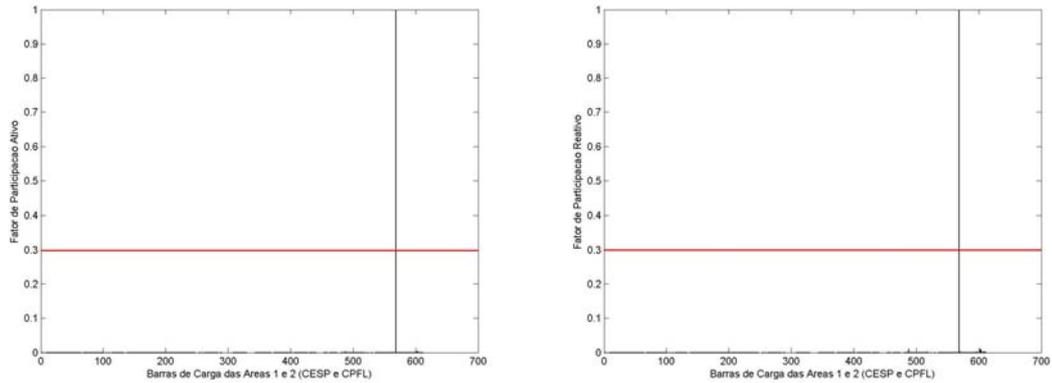


Figura 5.06 – BOTUCATU_BOTUCATU (CPFL) 138kV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 08h do dia 19/02.

Contingência (Local) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 11,02 pontos, de 12,01% para 0,99%.

Contingência (Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 6,93 pontos, de 10,20% para 3,27%.

Contingência (Local) às 15h do dia 19/02, reduzindo a margem em 9,43 pontos, de 7,45% para -1,98%.

Contingência (Local) às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 6,02 pontos, de 10,90% para 4,88%.

Barras Críticas:

FPA: BOTUCATU_CPFL (138kV).

FPR: BOTUCATU_CPFL (138kV).

CHAVANTE _ B. CAMPOS 88kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

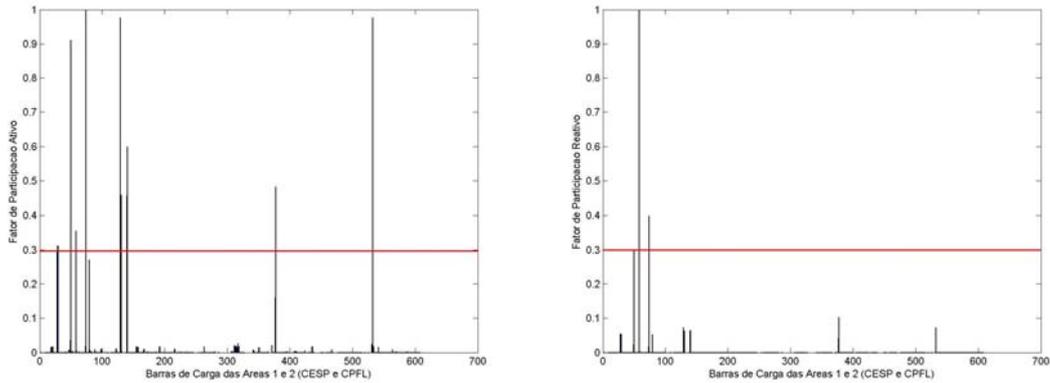


Figura 5.07 – CHAVANTE _ B. CAMPOS: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.

Contingência(Área) às 08h do dia 19/02, reduzindo a margem em 26,48 pontos, de 12,01% para -14,47%.

Contingência(Área) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,67 pontos, de 10,20% para 4,53%.

Contingência(Área) às 10h do dia 19/02, reduzindo a margem em 11,81 pontos, de 6,27% para -5,54%.

Contingência(Área) às 15h do dia 19/02, reduzindo a margem em 11,29 pontos, de 7,45% para -3,84%.

Contingência(Área) às 16h do dia 19/02, reduzindo a margem em 7,41 pontos, de 4,72% para -2,69%.

Contingência(Área) às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 7,29 pontos, de 10,12% para 2,83%.

Contingência(Área) às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 7,06 pontos, de 10,90% para 3,83%.

Barras Críticas:

FPA: B.CAMPOS (88kV), AVARÉ (88kV), B.GRANDE (88kV), TATUÍ (88kV), CERQUILHO (88kV), M.AZEVEDO (88kV), CONCHAS (88kV), APUAS (88kV).

FPR: B.CAMPOS (88kV), B.GRANDE (88kV), AVARÉ (88kV).

MARÍLIA _ T. BRANCA 88kV

ABRANGÊNCIA LOCAL

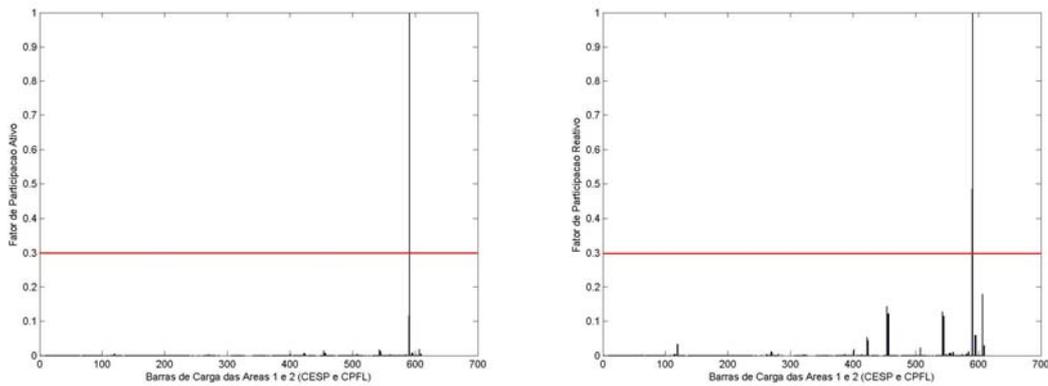


Figura 5.08 – MARÍLIA _ T. BRANCA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 09h do dia 19/02.

Contingência (Local) às 09h do dia 19/02, reduzindo a margem em 10,22 pontos, de 10,20% para -0,02%.

Contingência (Local) às 10h do dia 19/02, reduzindo a margem em 11,97 pontos, de 6,27% para -5,70%.

Contingência (Local) às 12h do dia 19/02, reduzindo a margem em 15,58 pontos, de 6,35% para -9,23%.

Contingência (Local) às 13h do dia 19/02, reduzindo a margem em 17,91 pontos, de 3,91% para -14,00%.

Contingência (Local) às 23h do dia 18/02, reduzindo a margem em 10,71 pontos, de 15,60% para 4,89%.

Barras Críticas:

FPA: MARÍLIA (138kV).

FPR: MARÍLIA (138kV), LINS (138kV).

PARAG.PTA _ DEV. EEVP 88kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

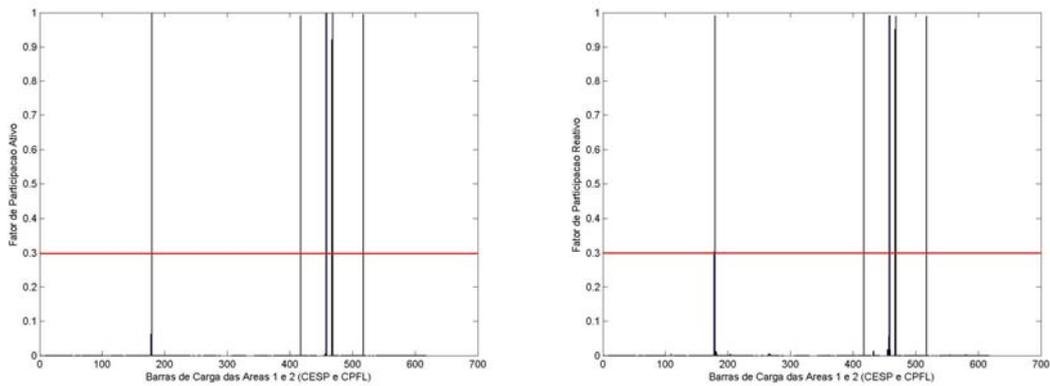


Figura 5.09 – PARAGUAÇU PTA _ DEV. EEVP: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.

Contingência(Área) às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 33,08 pontos, de 10,12% para -22,96%.

Contingência(Área) às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 31,81 pontos, de 10,90% para -20,91%.

Contingência(Área) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 32,81 pontos, de 11,97% para -20,84%.

Contingência(Área) às 23h do dia 18/02, reduzindo a margem em 25,51 pontos, de 15,60% para -9,91%.

Barras Críticas:

FPA: PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), CAIUA (88kV), RANCHARIA (88kV), STA LINA (88kV), PARAGUAÇU PTA (88kV).

FPR: PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), CAIUA (88kV), RANCHARIA (88kV), STA LINA (88kV), PARAGUAÇU PTA (88kV).

P. PRUDENTE _ CAIUA 88kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

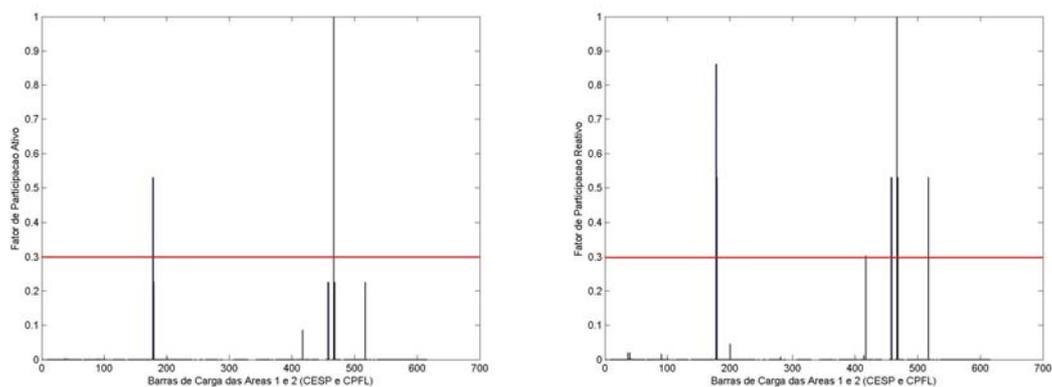


Figura 5.10 – PRESIDENTE PRUDENTE _ CAIUA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.

Contingência às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 25,00 pontos, de 10,12% para -14,88%.

Contingência às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 25,43 pontos, de 10,90% para -14,53%.

Contingência às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 26,12 pontos, de 11,97% para -14,15%.

Contingência às 23h do dia 18/02, reduzindo a margem em 17,76 pontos, de 15,60% para -2,16%.

Barras Críticas:

FPA: RANCHARIA (88kV), CAIUA (88kV).

FPR: RANCHARIA (88kV), CAIUA (88kV), PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), STA LINA (88kV), PARAGUAÇU PTA (88kV).

RANCHARIA _ CAIUA 88kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

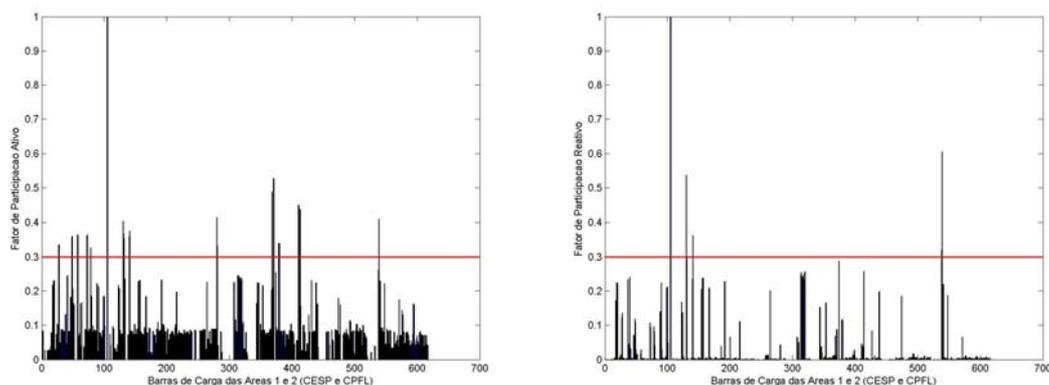


Figura 5.11 – RANCHARIA _ CAIUA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.

Contingência(Área*) às 19h do dia 18, reduzindo a margem em 48,91 pontos, de 10,12% para -38,79%.
Maior abrangência para esta contingência (19 horas do dia 18/02).

Barras Críticas:

FPA: CANOAS (88kV), OURINHOS (88kV), IBIRAREM (88kV), TATUÍ (88kV), CERQUILHO (88kV), CONCHAS (88kV), B. CAMPOS (88kV), B. GRANDE (88kV), AVARÉ (88kV), CHAVANTE (88kV), M.AZEVEDO (88kV), APUAS (88kV), BOTUCATU (88kV), M. DOALTO (88kV).

FPR: CANOAS (88kV), TATUÍ (88kV), CERQUILHO (88kV), CONCHAS (88kV).

Contingência(Área) às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 47,73 pontos, de 10,90% para -36,83%.

Contingência(Área) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 49,01 pontos, de 11,97% para -37,04%.

Contingência(Área) às 23h do dia 18/02, reduzindo a margem em 43,62 pontos, de 15,60% para -28,02%.

Barras Críticas:

FPA: RANCHARIA (88kV).

FPR: RANCHARIA (88kV), PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), CAIUA (88kV), STA LINA (88kV), PARAGUAÇU PTA (88kV).

RANCHARIA _ STA LINA 88kV

ABRANGÊNCIA LOCAL

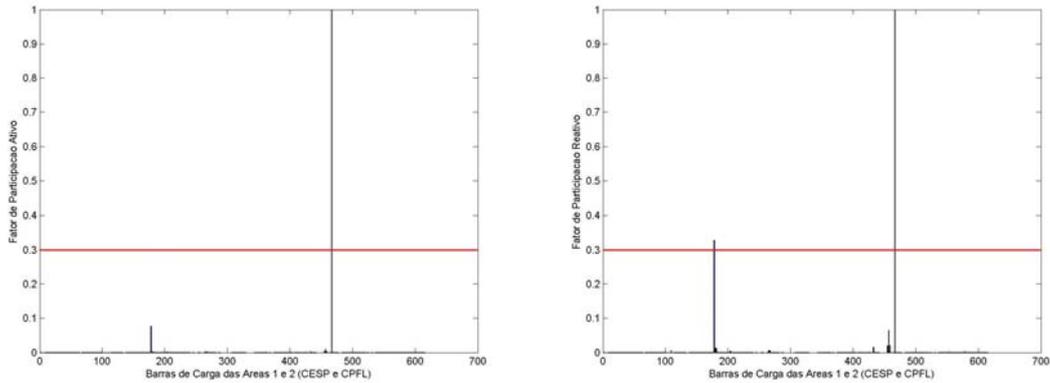


Figura 5.12 – RANCHARIA _ STA LINA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.

Contingência(Local) às 19h do dia 18, reduzindo a margem em 29,99 pontos, de 10,12% para -19,87%.

Contingência(Local) às 21h do dia 18, reduzindo a margem em 28,96 pontos, de 10,90% para -18,06%.

Contingência(Local) às 22h do dia 18, reduzindo a margem em 29,28 pontos, de 11,97% para -17,31%.

Contingência(Local) às 23h do dia 18, reduzindo a margem em 22,62 pontos, de 15,60% para -7,02%.

Barras Críticas:

FPA: RANCHARIA (88kV).

FPR: RANCHARIA (88kV), CAIUA (88kV).

STA LINA _ PARAGUAÇU PTA 88kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

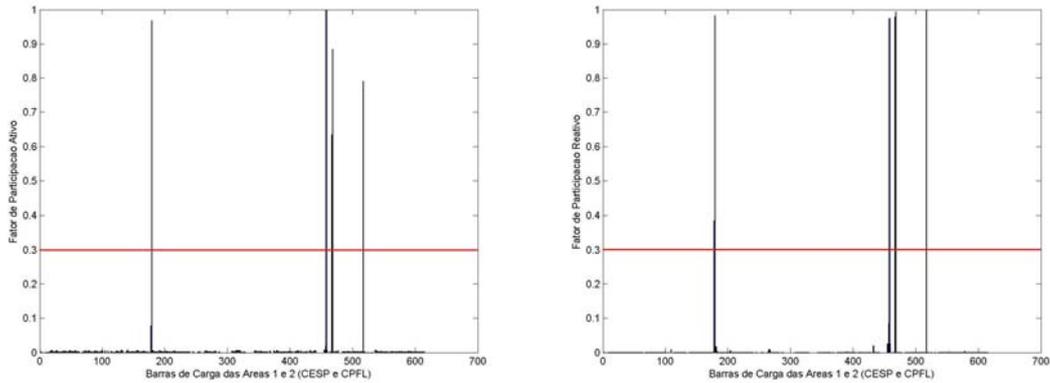


Figura 5.13 – STA LINA _ PARAGUAÇU PTA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 19h do dia 18/02.

Contingência(Área) às 19h do dia 18/02, reduzindo a margem em 32,39 pontos, de 10,12% para -22,27%.

Contingência(Área) às 21h do dia 18/02, reduzindo a margem em 31,38 pontos, de 10,90% para -20,48%.

Contingência(Área) às 22h do dia 18/02, reduzindo a margem em 32,36 pontos, de 11,97% para -20,39%.

Contingência(Área) às 23h do dia 18/02, reduzindo a margem em 24,95 pontos, de 15,60% para -9,35%.

Barras Críticas:

FPA: PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), CAIUA (88kV), RANCHARIA (88kV), STA LINA (88kV).

FPR: PRESIDENTE PRUDENTE (88kV), CAIUA (88kV), RANCHARIA (88kV), STA LINA (88kV).

REGISTRO_DEV.EK. 138kV

ABRANGÊNCIA LOCAL

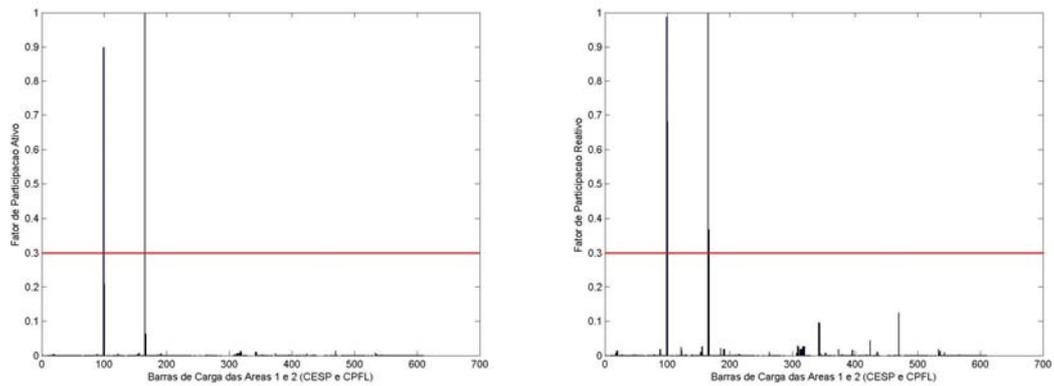


Figura 5.14 – REGISTRO _ DEV.EK: Espectro N-1 dos FPA e FPR às 17h do dia 18/02.

Contingência (Local) às 17h do dia 18/02, reduzindo a margem em 10,44 pontos, de 11,09% para 0,65%.

Barras Críticas:

FPA: DEV.EK (138kV), CAJATI (138kV).

FPR: DEV.EK (138kV), CAJATI (138kV), CANANEIA (138kV).

BAIXADA SANTISTA 345/88kV

ABRANGÊNCIA LOCAL

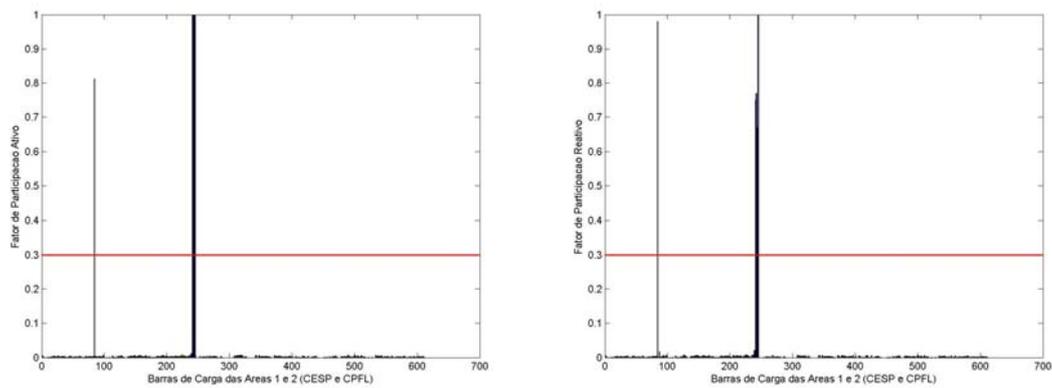


Figura 5.15 – BAIXADA SANTISTA 345-88kV: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 15h do dia 19/02.

Contingência (Local) às 15h do dia 19/02, reduzindo a margem em 5,13 pontos, de 7,45% para 2,32%.

Barras Críticas:

FPA: HENRY BORDEN (88kV), BAIXADA SANTISTA (88kV).

FPR: HENRY BORDEN (88kV), BAIXADA SANTISTA (88kV).

CAJATI_DEV.EK. 138kV

ABRANGÊNCIA DE ÁREA

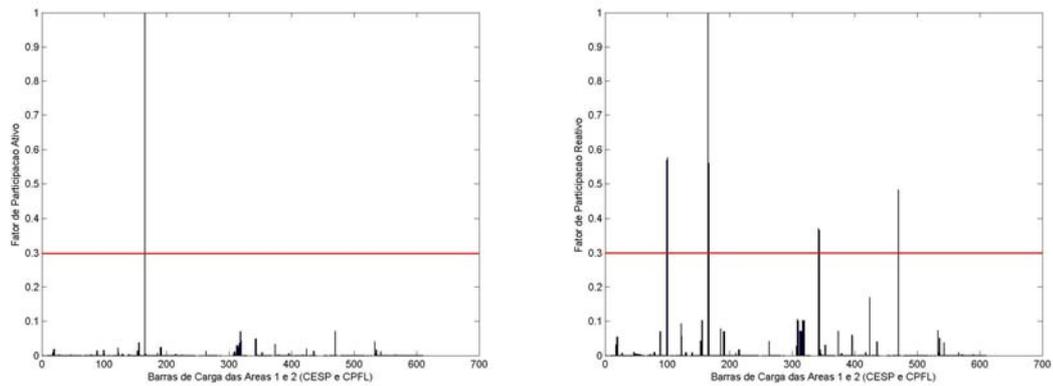


Figura 5.16 – CAJATI_DEV.EK: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 17h do dia 18/02.

Contingência (Área) às 17h do dia 18/02, reduzindo a margem em 5,94 pontos, de 11,09% para 5,15%.

Barras Críticas:

FPA: DEV.EK (138kV).

FPR: DEV.EK (138kV), CANANÉIA (138kV), CAJATI (138kV), REGISTRO (138kV), JUQUIÁ (138kV).

TAQUARUÇU_PORTO PRIMAVERA 440KV

Contingências duplas (N-2) não são consideradas no estudo de abrangência das contingências críticas.

5.3.2 Aplicação da análise modal no estudo de contingência de alta abrangência e baixo impacto na margem

A correlação entre tipo de impacto e diminuição na margem poderá ser constatada, já que a ocorrência de uma contingência com menor impacto na margem de estabilidade de tensão, mas com uma área de abrangência maior é perfeitamente possível em um sistema de potência.

ARARAQUARA_S.BARBARA 440KV

ABRANGÊNCIA SISTÊMICA

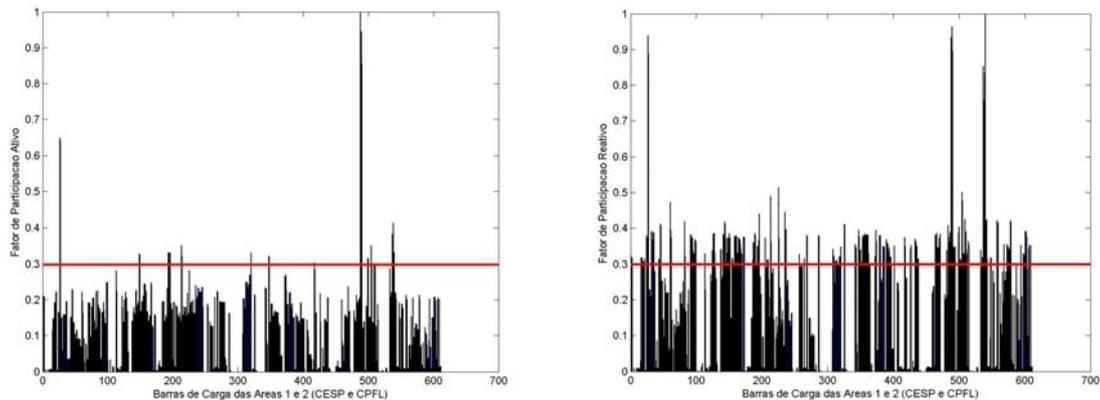


Figura 5.17 – ARARAQUARA_SANTA BARBARA: Espectro (N-1) dos FPA e FPR às 14h do dia 19/02.

Contingência(Sistêmica) às 14h do dia 19, reduzindo a margem em 1,85 pontos, de 2,45% para 0,60%.

O espectro de participação reativo é bastante abrangente, enquanto o de participação ativa é localizado (figura 5.17).

As barras mais sensibilizadas, tanto pela participação ativa como pela reativa, são TAUBATÉ, STA CABEÇA e APARECIDA, reforçando a idéia de que esta região merece cuidados especiais quanto ao fenômeno da estabilidade de tensão.

5.4 Aplicação de reforços localizados em torno de contingências críticas

A contingência entre APARECIDA e TAUBATÉ 230kV é utilizada para análise da aplicação de reforços na rede em condições N-1.

A contingência simulada às 13h do dia 19/02 apresenta abrangência local, conforme mostrado na figura 5.01, reduzindo a margem de estabilidade de tensão em 5 pontos, de 3,91% para -1,09%.

As barras preferenciais para aplicação das ações de controle ou de reforço são aquelas que apresentam os maiores FPA e FPR, responsáveis por maiores participações no modo crítico.

Tabela 5.02 – Fator de Participação Ativo e Reativo para Barras de Carga Críticas durante simulação da contingência entre APARECIDA e TAUBATÉ 230kV, às 13h do dia 19/02.

Barras críticas de carga _ P. Ativa

Nome	Barra	FPA
APA 82	26	1.000
SCA 8F	487	0.994
SCA 80	488	0.974
APA 237	27	0.956
SCA 239	489	0.930

Barras críticas de carga _ P. Reativa

Nome	Barra	FPR
TAUBATE 500	539	1.000
APA 82	26	0.709
TAUBATE 132	536	0.703
TAUBATE 440	538	0.697
SCA 80	488	0.681
APA 237	27	0.667
SCA 8F	487	0.665
SCA 239	489	0.643
TAUBATE 230	537	0.458

Utilizando as informações contidas na tabela 5.02, adotam-se cortes de carga em barras com FPA altos e inserções de reativos em barras com FPR altos, como procedimentos para recuperação da margem de estabilidade de tensão.

5.4.1 Corte de carga

O corte de carga é realizado de forma escalonada e com fator de potência constante para as barras críticas de 88kV de alto FPA (APA 82, SCA 8F e SCA 80).

A barra de APARECIDA 88kV demanda 65.00MW e 17.86MVar, enquanto as barras de SANTA CABEÇA 88kV demandam 63.67MW e 12.02MVar, totalizando 128.67MW e 29.88MVar.

Tabela 5.03 – Corte de Carga X M.E.T - Barras de APARECIDA e SANTA CABEÇA 88Kv, às 13 horas do dia 19/02.

Corte de Carga	Corte de Carga MW	Corte de Carga MVar	Margem
0%	0,00	0,00	-1,09%
10%	12,87	2,99	-0,83%
20%	25,74	5,98	-0,21%
30%	38,61	8,97	0,39%
40%	51,48	11,96	0,95%
50%	64,35	14,95	1,53%
60%	77,22	17,94	2,07%
70%	90,09	20,93	2,60%
80%	102,96	23,92	3,11%
90%	115,83	26,91	3,60%
100%	128,70	29,90	4,07%

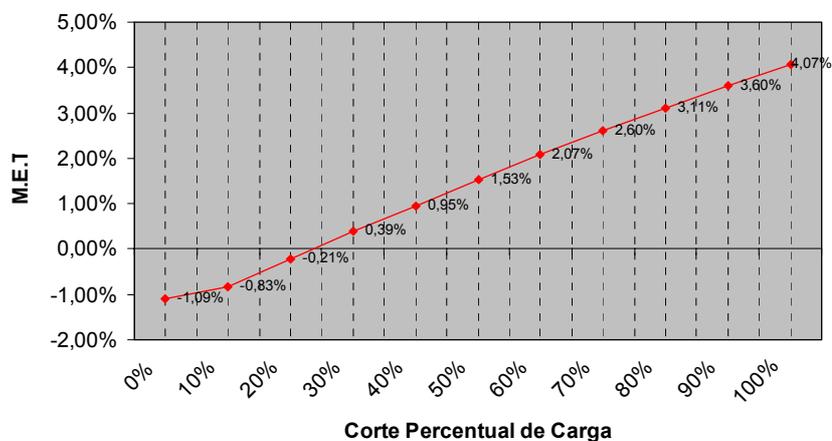


Figura 5.18 – Corte de Carga X M.E.T - Barras de APARECIDA e SANTA CABEÇA 88kV às 13 horas do dia 19/02.

5.4.2 Inserção de reativos

De acordo com a tabela 5.02, a barra de TAUBATÉ 500kV com FPR unitário, representa a melhor opção para aplicação de reforço (inserção de potência reativa) a fim de melhorar a margem de estabilidade de tensão da rede.

Verifica-se a melhoria da margem através da inserção de blocos de 50MVar, representando o chaveamento de bancos de capacitores shunt.

A tabela 5.04 e a figura 5.19 demonstram o comportamento da margem com a aplicação de reforços na rede.

Tabela 5.04 – Inserção de Reativos X M.E.T para a Barra Crítica de TAUBATÉ 500kV às 13 horas do dia 19/02.

Inserção de Reativos MVar	Margem
0,00	-1,09%
50,00	-0,67%
100,00	0,11%
150,00	0,86%
200,00	1,58%
250,00	2,29%
300,00	2,98%
350,00	3,64%
400,00	4,29%

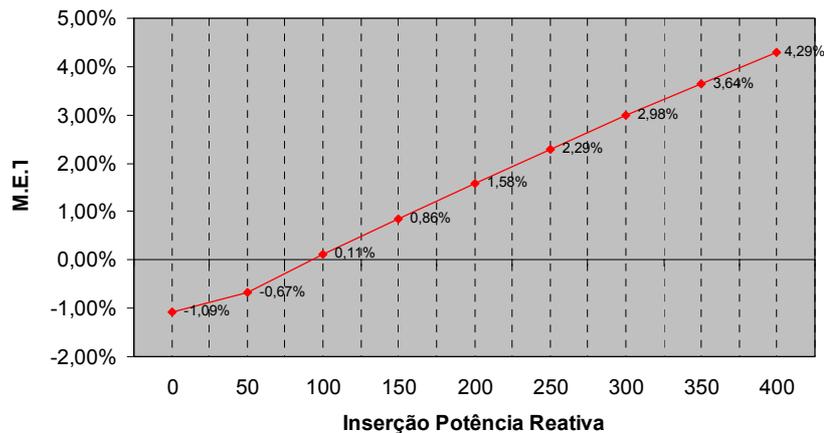


Figura 5.19 – Inserção de Reativos X M.E.T para a barra crítica de TAUBATÉ 500kV às 13 horas do dia 19/02.

5.5 Análise de desempenho da rede elétrica do Estado de São Paulo

A maior parte das contingências com impacto relevante na margem de estabilidade de tensão apresenta apenas abrangência localizada em torno das primeiras vizinhanças das barras associadas à contingência, enquanto que as contingências com abrangência sistêmica não produzem impacto significativo na margem, por fazerem parte de uma malha redundante que oferece caminhos alternativos ao fluxo de potência sem depreciar de forma significativa às reservas de potência reativa do sistema; ou seja, o sistema elétrico do Estado de São Paulo pode se tornar seguro em termos do problema de estabilidade de tensão, considerando um critério (N-1), com a simples aplicação de reforços localizados em torno de algumas contingências críticas do sistema, de forma a evitar colapsos de tensão locais (de pequena abrangência) em torno destas áreas. Quanto ao risco de colapso de tensão sistêmico, o que é de maior interesse, pode-se concluir que o sistema está bem resguardado, podendo perder elementos simples das principais malhas de alta tensão sem impacto significativo na margem de estabilidade de tensão.

Os resultados dessa pesquisa permitem concluir que a margem de estabilidade para casos (N-1) é pouco significativa do ponto de vista prático se não vier acompanhada de uma análise da área de impacto da contingência sobre o sistema. Uma contingência pode provocar forte impacto na margem, mas ao mesmo tempo ter abrangência extremamente reduzida a algumas barras da rede, não configurando, portanto, uma contingência severa.

Capítulo 06

Considerações Finais

O presente estudo teve o objetivo de investigar o grau de segurança da rede elétrica do Estado de São Paulo em relação ao risco da ocorrência de colapso de tensão para o caso base (N-0, sem contingência) e pós-contingência simples (N-1).

Análises da M.E.T (Margem de Estabilidade de Tensão) para o caso base (N-0) do sistema elétrico do Estado de São Paulo possibilitaram verificar que, para determinados períodos do dia, a M.E.T atingiu valores bastante baixos. Pôde-se concluir que, diversos fatores contribuíram para a redução do valor da margem, como: alta demanda ativa e reativa, menor suprimento pela área interna, conseqüentemente, maior necessidade de intercâmbio de potência ativa e/ ou reativa, topologia da rede, representação das áreas externas, modelagem da carga, etc.

Através da análise da margem de estabilidade de tensão pós-contingência (N-1), foram identificadas as principais contingências com impacto na margem, denominadas por contingências críticas do sistema em relação à instabilidade de tensão.

No estudo realizado durante um dia (quase) completo, pôde-se observar que um pequeno percentual das contingências prováveis é responsável por uma redução significativa na margem ou pela necessidade de algum tipo de intervenção na rede para manutenção da estabilidade de tensão do sistema (margens negativas).

A utilização das técnicas de análise modal permitiu identificar as barras e áreas críticas em relação à estabilidade de tensão para o caso base (N-0) do sistema elétrico do Estado de São Paulo, mostrando os locais mais deficientes do sistema, e conseqüentemente, as melhores opções para a aplicação de medidas de reforço contra o problema de instabilidade de tensão.

Técnicas de análise modal também permitiram classificar a abrangência das contingências críticas, capturadas através do método da curva PV, como de impacto local, de área ou sistêmico.

Foi observado que a maior parte das contingências com impacto relevante na margem apresenta apenas abrangência localizada, tornando a rede segura em relação ao problema de instabilidade de tensão com a simples aplicação de reforços localizados, de forma a evitar colapsos de tensão de pequena abrangência em torno destas áreas.

Quanto ao risco de colapso de tensão sistêmico, o que é de maior interesse, pôde-se concluir que o sistema está bem resguardado, podendo perder elementos simples das principais malhas de alta tensão

sem impacto significativo na margem, já que fazem parte de uma malha redundante que oferece caminhos alternativos ao fluxo de potência sem depreciar de forma significativa às reservas de potência reativa do sistema.

Conclui-se que o estudo da margem de estabilidade para casos (N-1) acompanhado da análise da área de impacto da contingência sobre o sistema é necessário para o total entendimento do fenômeno da instabilidade de tensão em uma rede elétrica, tendo em vista que, uma contingência pode provocar forte impacto na margem, mas ao mesmo tempo ter abrangência extremamente reduzida a algumas barras da rede, não configurando, portanto, uma contingência severa.

Visando dar continuidade ao trabalho apresentado, esforços no sentido de adquirir um maior número de casos base da rede interna, bem como, representações mais confiáveis das áreas externas, poderiam gerar um estudo amplo, com resultados mais próximos à realidade.

Um estudo similar ao desenvolvido nessa tese, mas aplicado ao sistema interligado nacional, seria de muito interesse, pois permitiria a identificação das áreas críticas do sistema brasileiro, bem como do grau de segurança da rede em relação à instabilidade de tensão.

Referências Bibliográficas

Ajjarapu, V.; Christy, C., "The Continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis", IEEE Trans. On Power Systems, 1992, vol. 7, pp.416-423.

Ajjarapu, V.; Lee, B., "Bibliography on voltage stability," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13, no. 1, pp. 115-125, 1998.

Albuquerque, M. A., "Seleção de Contingências com Relação à Estabilidade de Tensão para Análise de Segurança em Tempo Real", Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas-SP, Janeiro, 2005.

Cañizares, C., "Voltage stability assessment", Procedures and Guides. IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication, 2001

Castro, C.A; Braz, L.M, Uma nova abordagem para a solução do problema do fluxo de carga pelo Método de Newton com Otimização de Passo. Revista da Sociedade Brasileira de Automática 8, No 3, 1997.

Da Silva, Luiz Carlos Pereira, " Uma expansão dos Métodos de Curva PV e de Análise Modal estática para o Estudo da Estabilidade de Tensão em Sistemas de Energia Elétrica". Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas-SP, Março, 2001.

Força Tarefa de Estabilidade de Tensão - GTCP, "Critérios e procedimentos de Estabilidade de Tensão para Planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro", VII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, maio 21-26, 2000, Curitiba, PR, Brasil.

Força Tarefa "Colapso de Tensão", 1999, Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força - Tarefa "Colapso de Tensão" do GTAD/SCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros, XV SNPTEE, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

Gao, B., "Voltage Stability Analysis of Large Power Systems", 1992, Tese de doutorado, University of Toronto, Canada.

GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, "Análise das perturbações dos dias 24 e 25/04/97 no sistema interligado S/SE/CO", Relatório SCO/SCEL-01/97, 1997.

Kundur, P., Power System Control and Stability. Editora Mc Graw-Hill, 1994.

Mansour, Y., Xu, W., Alvarado, F., and Rinzin, C., 'SVC placement and transmission line reinforcement using critical modes', IEEE Trans. on Power Systems, 1994, vol. 9, no. 2, pp. 757-763.

Menezes, T.V., "Melhoria da Margem de Estabilidade de Tensão no Pré-Despacho da Operação de Sistemas de Energia Elétrica Via Otimização de Reativos" Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Campinas-SP, Setembro, 2002.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Quadrimestre Setembro –Dezembro de 2006, 2006.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede, Submódulo 10.21, Manual de Procedimentos da Operação, IO.EE.SE.3SP, 2006.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede, Submódulo 10.21, Manual de Procedimentos da Operação, IO.ON.SE.3SP, 2006.

Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede, Submódulo 23.3, Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, 2002.

Pinto H.J.C.P., Martins N., Vieira X. F., Bianco A., Gomes P. and dos Santos M.G., "Modal Analysis for Voltage Stability: Application at Base Case and Point of Collapse", Bulk PowerSystem Voltage Phenomena III, 1994, Davos, Switzerland.

Stott, B; Alsac, O; Monticelli, A. J., "Security Analysis and Optimization". Proceedings of the IEEE, 75(12): 1623-1644, 1987

Taylor, C., Power System Voltage Stability. Mc Graw-Hill, 1994.

WECC Reactive Power Reserve Work Group, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, disponível em <http://www.wecc.biz/main.html>, 1998.

Xu, W; Feng, Z, "Assessment of Reactive Power Constraints and Deficiencies of the Alberta Interconnected Electric Transmission System", 1998

Vargas, L. and Serrano, B.R., "Active-Reactive Power Economic Dispatch of Very Short Term in Competitive Electric Markets", PPT 2001, 2001 IEEE Porto Power Tech Conference.

Anexo A

Descrição da Área São Paulo

O sistema de transmissão da Rede Básica que atende à Área São Paulo é constituído principalmente, por três circuitos em 765 kV, circuitos em 500 kV, uma malha em 440 kV, circuitos em 345 kV e pelo sistema em corrente contínua de 600 kV de uso exclusivo da UHE Itaipu 50 Hz. Algumas regiões são atendidas em tensão de 230 kV.

O tronco em 765 kV proveniente da UHE Itaipu 60 Hz atende à região da Grande São Paulo pela transformação 765/345 kV de Tijuco Preto e se liga ao sistema em 500 kV que atende à Área Rio de Janeiro pela transformação 765/500 kV desta mesma subestação. Esse sistema ainda se conecta ao Sistema Sul pela transformação 765/500 kV de Ivaiporã.

O sistema em 500 kV que provém das usinas da bacia do Paranaíba e da UHE Marimbondo no rio Grande, atravessa o Estado de São Paulo até a subestação de Cachoeira Paulista, interligando-se às linhas em 500 kV provenientes da subestação de Tijuco Preto. Tal sistema conecta-se à malha de 440 kV pelas transformações de Água Vermelha e Taubaté e ao sistema em 345 kV pelas transformações de Poços de Caldas, Campinas e Ibiúna, a partir de onde se interliga ao sistema de 525 kV que provém das usinas da bacia do Iguaçu e do rio Uruguai no Sul do país através da LT 500 kV Ibiúna - Bateias. O sistema de 525 kV do Norte do Paraná, ainda conecta-se ao interior do Estado de São Paulo, a partir da LT 525 kV Londrina – Assis, a qual interliga-se ao sistema de 500 kV do Paranaíba na subestação de Araraquara pela LT 500 kV Assis – Araraquara. Este sistema em 525 kV conecta-se à malha de 440 kV pela transformação de Assis.

A malha de 440 kV, que atravessa toda a área, tem origem nas usinas dos rios Paraná e Paranapanema, na UHE Três Irmãos no rio Tietê e na UHE Água Vermelha no rio Grande e atende aos centros de carga no interior do Estado, chegando até as subestações terminais de 440 kV de Embu Guaçu, Cabreúva e Santo Ângelo, próximas à capital do Estado de São Paulo.

O sistema em 345 kV provém das usinas do rio Grande, atendendo às cargas do interior do estado nas regiões de Franca e Campinas e conectando-se ao sistema em 345 kV na região da Grande São Paulo nas subestações de Guarulhos e Mogi. O sistema em corrente contínua de 600 kV, de uso restrito da usina de Itaipu 50 Hz tem seu terminal receptor na subestação de Ibiúna, por onde a potência dessa usina se interliga à malha em 345 kV.

Os pontos de suprimento à distribuição na região Metropolitana de São Paulo são interligados pela malha de 345 kV receptora do sistema em 440 kV (subestações de Santo Ângelo e Embu Guaçu), do sistema em 345 kV, nas subestações de Guarulhos e Mogi, do sistema em 765 kV, na subestação de Tijuco Preto, do sistema em corrente contínua de Itaipu 50 Hz, na subestação de Ibiúna e, ainda, da interligação Sul – Sudeste entre Bateias e Ibiúna.

Um sistema em 230 kV que tem origem nas subestações de Assis e Chavantes interliga usinas do rio Paranapanema a região Sul do país e aos centros de carga no interior, chegando até a subestação de Edgard de Souza, aonde interliga-se com o sistema de 230 kV suprido pelas transformações 440/230 kV da SE Cabreúva e 345/230 kV da SE Anhanguera Provisória, que atende as cargas do centro e da zona oeste da capital do Estado de São Paulo.

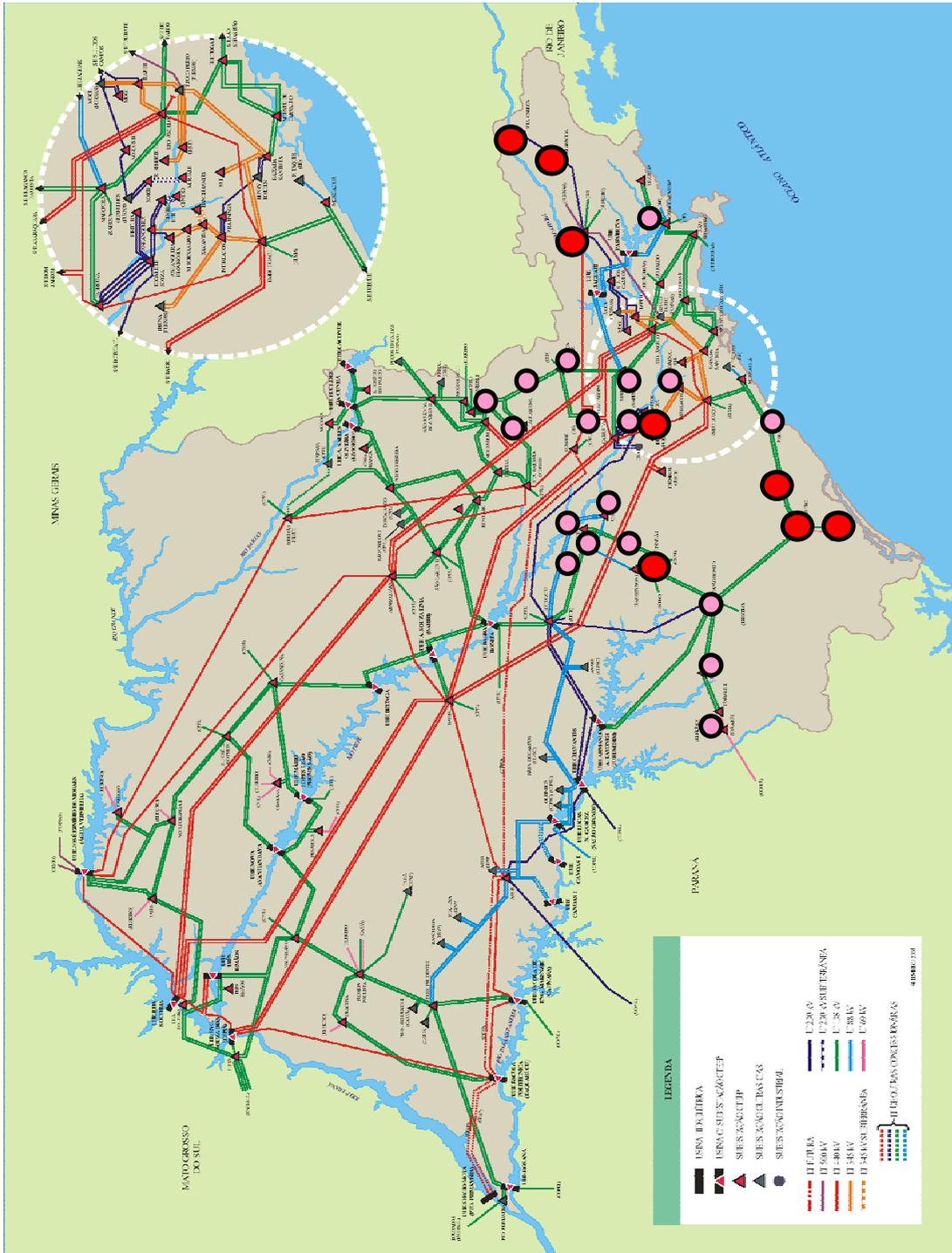
O Vale do Paraíba do Sul é atendido principalmente por um sistema em 230 kV que tem origem nas subestações de Mogi e Itapeti 345/230 kV, conectando-se ao sistema em 440 kV na subestação de Taubaté, passando por Aparecida e Santa Cabeça e seguindo em direção à área Rio de Janeiro até a subestação de Nilo Peçanha.

Um sistema em 230 kV interligando as subestações 345/230 kV de Interlagos e Baixada Santista, contando também com as usinas UHE Henry Borden e UTEs Piratininga e Nova Piratininga, atende cargas da capital e da Baixada Santista.

O mercado de energia elétrica do Estado de São Paulo é atendido em grande parte pelas usinas dos rios Paraná, Paranapanema e Tietê com potência instalada da ordem de 10.700 MW, por usinas do rio Paraíba do Sul com 170 MW instalados, pelas usinas do rio Pardo com 220 MW instalados, pelo complexo de Henry Borden com cerca de 900 MW instalados, pelas usinas térmicas da área com cerca de 700 MW instalados, pela usina de Itaipu com 12.600 MW instalados, bem como por outras usinas dos rios Grande e Paranaíba. [ONS, Planejamento da Operação do SIN, 2006]

Anexo C

Figura C.1 – Barras críticas de carga em relação à potência reativa.



- FPR médio (dia quase completo) maior do que 0,4 para as barras de carga críticas – Vide item 4.4.2.
- FPR médio (dia quase completo) menor do que 0,4 para as barras de carga críticas – Vide item 4.4.2.

