



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica
DSEE-FEE-UNICAMP



Melhoria do Desempenho do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo através de dispositivos FACTS

Autor: Wilfredo Guevara Huerto

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

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

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva – DSEE / FEEC / UNICAMP

Dra. Taciana de Vasconcelos Menezes - ELETROBRAS

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho – DSEE / FEEC / UNICAMP

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa – DSEE / FEEC / UNICAMP

Campinas, Maio de 2007.

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

G939m Guevara Huerto, Wilfredo
Melhoria do desempenho do sistema de transmissão do
Estado de São Paulo através de dispositivos FACTS /
Wilfredo Guevara Huerto. --Campinas, SP: [s.n.], 2007.

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. Sistema de energia elétrica - Estabilidade.
4. Sistemas flexíveis de transmissão. I. Silva, Luiz Carlos
Pereira. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade
de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Título em Inglês: Application of FACTS controllers for improving the
steady-state performance of São Paulo State transmission
system.

Palavras-chave em Inglês: FACTS, SVC, FSC, Voltage stability.

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Taciana de Vasconcellos Menezes, Walmir de Freitas
Filho e Vivaldo Fernando da Costa.

Data da defesa: 04/05/2007

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

*A mis padres Wilfredo y Alicia, y
hermanos Lisbett y Henry.*

Resumo

O principal objetivo dessa pesquisa é identificar e quantificar os benefícios da aplicação de dispositivos FACTS para a rede elétrica do Estado de São Paulo no que diz respeito à estabilidade de tensão, controle de tensão, redução de perdas e de intercâmbios de potência reativa com as áreas externas. A rede de São Paulo foi escolhida para esse estudo por representar o principal centro consumidor do país, por necessitar de grande importação de energia via intercâmbios por longa distância em todos os cenários de operação, e por ter sido considerada a área crítica nos eventos de perda da estabilidade de tensão de 1997. O trabalho aborda especificamente, a aplicação de dois equipamentos FACTS como possíveis dispositivos que possam contribuir para a melhoria do desempenho de regime permanente do sistema elétrico do Estado de São Paulo: o controlador em derivação SVC (Static Var Compensator) e o controlador série FSC (Fixed Serie Compensator). Estes dispositivos FACTS foram escolhidos devido ao fato de já representarem tecnologias consolidadas, oferecidas no mercado por diversos fabricantes, e por serem economicamente de maior viabilidade comparativamente a tecnologias mais recentes.

Abstract

The main objective of this research is to identify and to quantify the benefits of the application of FACTS devices for the electric system of São Paulo's State according to the voltage stability, voltage control, loss reduction and interchanges of reactive power with external areas. The São Paulo's system was chosen because it represents the main load center of the country, needs great energy importation by long distance interchanges in all operation sceneries, and was considered the critical area in the voltage instability events that happened in 1997. This work investigates specifically, the application of two FACTS devices as possible equipments that can contribute to the improvement of the steady state performance of São Paulo's State electrical system: the shunt controller SVC (Static Var Compensator) and serie controller FSC (Fixed Serie Compensator). These FACTS devices were chosen because they already represent consolidated technologies, offered in the market by many manufacturers, and have better economic viability comparatively to more recent technologies.

Agradecimentos

Quero expressar meu profundo e sincero agradecimento, primeiramente a Deus que me permitiu ter a capacidade para fazer este trabalho e em seguida minha eterna gratidão aos meus pais: Wilfredo e Alicia, e irmãos: Lisbett e Henry pelo amor, respeito, carinho, compreensão e apoio constante em todas as decisões importantes da minha vida.

Ao Prof. Luiz Carlos Pereira da Silva pela grande oportunidade que me deu para realizar este trabalho, pela disposição para trabalhar comigo, excelente orientação, confiança, amizade, respeito e preocupação em todo momento.

À empresa SIEMENS pelo apoio financeiro, fazendo um agradecimento em especial ao Eng. Mario Nelson Lemes pela oportunidade, confiança, orientação e apoio constante a mim atribuído; a quem expressei minha admiração e respeito pela excelente qualidade profissional e pessoal que tive a oportunidade de conhecer.

À UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, por sua excelente qualidade acadêmica.

As doutoras Carolina Mattos e Taciana de Vanconcelos que em diferentes etapas do projeto, demonstraram disposição e amizade contribuindo no desenvolvimento deste trabalho.

Um agradecimento em especial à Marisa Molchansky pela compreensão, respeito, apoio, carinho e muito amor presente, dividindo anseios e angústias no trilhar de nossas vidas.

À uma família muito querida: Eliana, Eliezer, Sheila, Adolfo, Peterson, Cibele, Elizangela; que me apoiaram e estiveram presentes me aconselhando e acolhendo de um jeito especial e inesquecível.

A todos os amigos e professores do DSCE e DSEE; em especial à: Walmir de Freitas, Vivaldo da Costa, Michelly Freitas, Alexandre Anzai, Igor Kopcak, Hugo Murici, Marcos Rider, Elvis Zevallos, Baldomero Luque, Juan Carlos Pequeña, Helmo Kelis, Duvier Bedoya, Manfred Bedriñana, Silvio Segura por serem sempre prestativos e pacientes em nossas conversas acadêmicas e particulares.

Aos amigos da república onde morei: Juan, Vanessa, Carla, Fabio, Alex, Ligia, Camila, Gustavo, André, Grace, Rafael, Pablo e Maya, pela paciência, apoio e amizade.

A todas as amigas que tive a oportunidade de fazer no Brasil durante o mestrado nas diferentes cidades que conheci; em especial à turma de amigos da Martinha em Campinas e os amigos da banda em São Paulo; obrigado pela sua amizade, confiança, compreensão e a oportunidade de conhecer e aprender muito sobre a rica cultura brasileira.

SUMÁRIO

	PÁG.
Resumo	iii
Agradecimentos	iv
Lista de Figuras	viii
Lista de Tabelas	xiii
Capítulo 1	
Introdução	01
Capítulo 2	
Panorama do Sistema Interligado Nacional com ênfase no Estado de São Paulo	06
2.1 As Dimensões relativas do SIN	06
2.2 Configuração do Sistema Elétrico Nacional	07
2.3 Integração do SIN	08
2.4 Sistema de Transmissão da Área de São Paulo	09
2.4.1 Sistema em 765 kV	09
2.4.2 Sistema em 600 kV	09
2.4.3 Sistema em 500 kV	10
2.4.4 Sistema em 440 kV	10
2.4.5 Sistema em 345 kV	11
2.4.6 Sistema em 230 kV	12
2.5 Operação da Área de São Paulo	13
2.5.1 Controle da Tensão	13
2.5.2 Controle da Segurança - Colapso de Tensão	15
2.5.3 Análise de Desempenho	16
2.5.3.1 Análise de Desempenho da Rede Completa (N-0)	16
2.5.3.2 Análise de Desempenho em Contingência	16
2.5.3.3 Análise de Desempenho em Contingência Simples (N-1)	16
2.5.3.4 Análise de Desempenho em Contingência Dupla (N-2)	16
2.6 Análise das perturbações ocorridas nos dias 24 e 25/04/97 no SIN	17
2.6.1 Condições Iniciais	17
2.6.2 Dia 24/04/97	17
2.6.3 Dia 25/04/97	19

Capítulo 3

Sobre Metodologias de Análise e Equipamentos FACTS	22
3.1 Método de Curvas PV	22
3.2. Método de Análise Modal para a avaliação da Estabilidade de Tensão	24
3.2.1 Metodologia Completa para a Análise Modal da Estabilidade de Tensão	25
3.3 Indicadores utilizados para avaliar o desempenho do sistema	26
3.4 Uma revisão sobre a Tecnologia FACTS	28
3.4.1 Compensação Paralela	29
3.4.2 Compensação em Serie	31
3.5 Impacto da Tecnologia FACTS na rede e expectativa de mercado	34
3.6 Aplicação de dispositivos FACTS no Brasil	35
3.6.1 Interconexão do Sub-Sistemas Norte-Sul via TCSC 's	35
3.6.2 Compensação Serie São João do Piauí (FSC)	36
3.6.3 Compensação Paralela Subestação São Luis II (SVC)	37

Capítulo 4

Estudo e Diagnóstico da Rede Elétrica do Estado de São Paulo	38
4.1 Análise de margem da rede elétrica do Estado de São Paulo	39
4.1.1 Análise da MET para intervalos de carga leve	39
4.1.2 Análise da MET para intervalos de carga média	40
4.1.3 Análise da MET para intervalos de carga pesada	41
4.1.4 Análise da MET para intervalos de um dia completo	42
4.2 Detecção das barras e áreas críticas do Sistema	44
4.2.1 Comportamento dos Autovalores	44
4.2.2 Barras críticas em relação à potência ativa	45
4.2.3 Barras críticas em relação à potência reativa	45
4.2.4 Identificação das áreas críticas	46
4.3 Análise de contingências críticas do Sistema	47
4.4 Análise das Perdas do Sistema e Balanço de Potência Reativa	50
4.4.1 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Leve	51
4.4.2 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Media	52
4.4.3 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Pesada	52

Capítulo 5

Aplicação de SVC's e FSC's para a melhoria do desempenho da rede Elétrica do Estado de São Paulo	55
5.1 Modelo do SVC considerado no STESP	56
5.2 Estudos de Aplicação de SVC's nas Barras Críticas	57
5.2.1 Casos N-0	57

5.2.2	Sumário dos estudos de aplicação de SVC's – casos (N-0)	74
5.2.3	Casos N-1	79
5.2.4	Sumário dos estudos de aplicação de SVC's – casos (N-1)	89
5.3	Modelo do FSC considerado no STESP	91
5.4	Estudos de Aplicação de FSC's nas Linhas Críticas	92
5.5	Sumário dos estudos de aplicação de FSC's	98

Capítulo 6

Conclusões	101
Referências Bibliográficas	103

Lista de Figuras

	PÁG.
Capítulo 1	
Figura 1.01 – Ilustração do conceito de estabilidade	01
Figura 1.02 – Compensador Estático de Reativos (SVC)	03
Figura 1.03 – Componentes e configuração principal de um capacitor série fixo (FSC) com dois segmentos	04
Capítulo 2	
Figura 2.01 - Sistema de Transmissão Brasileiro comparado com o da Europa	07
Figura 2.02 – Mapa do Sistema Nacional de Transmissão – Horizonte 2007	08
Figura 2.03 – Sistema 765/600 kV São Paulo	09
Figura 2.04 - Sistema 500 kV São Paulo	10
Figura 2.05 - Sistema 440 kV São Paulo	10
Figura 2.06 - Sistema 345 kV São Paulo (1)	11
Figura 2.07 - Sistema 345 kV São Paulo (2)	11
Figura 2.08 - Sistema 230 kV São Paulo (1)	12
Figura 2.09 - Sistema 230 kV São Paulo (2)	12
Figura 2.10 - Sistema 230 kV São Paulo (3)	13
Figura 2.11 - Demanda em MW do SIN para os dias 15, 24, 25 e 28 de Abril de 1997	17
Figura 2.12 - Perfil da tensão na SE de Interlagos 345 kV	19
Figura 2.13 - Perfil da tensão na SE de Ibiúna 345 kV	19
Figura 2.14 - Perfil da tensão VT (referência) na SE Ivaiporã 765 kV	20
Figura 2.15 – Comportamento dos CS em MVar na SE de Ibiúna 345 kV ..	20
Figura 2.16 - Demanda em MW na região Sul e Sudeste	20
Figura 2.17 - Freqüência no SIN	20
Capítulo 3	
Figura 3.01 – Esquema de representação básica da curva PV	23
Figura 3.02 - Testes no sistema IEEE-14 barras para a ilustração de métodos da continuação	24
Figura 3.03 - Esquema ilustrativo para uma metodologia de análise modal completa	26
Figura 3.04 - Perfil de Tensão da rede de transmissão de São Paulo 06/02/04, 01h:00 (Carga Leve)	27
Figura 3.05 - Perfil de Tensão da rede de transmissão de São Paulo 18/02/04, 20h:00 (Carga Pesada)	27
Figura 3.06 – Equação do ângulo de carga da linha e FACTS com influência Em cada parâmetro	28

Figura 3.07 - Dispositivos de compensação em paralelo mais comuns	29
Figura 3.08 - Principais componentes de um SVC	30
Figura 3.09 - Características VxI do SVC (Lado HV)	30
Figura 3.10 - Configurações típicas de SVC	31
Figura 3.11 - Visto Isométrica do SVC	31
Figura 3.12 - Principais componentes e configuração de FSC com dois Segmentos	32
Figura 3.13 - Esquema do TCSC	32
Figura 3.14 - Faixa de operação de um TCSC	33
Figura 3.15 - TCSC – Serra de Mesa, 550 kV, 107.46 MVar	33
Figura 3.16 - Análise comparativa do impacto de diferentes FACTS ...	34
Figura 3.17 - Mercado dos FACTS e HVDC	34
Figura 3.18 - Diagrama da Linha de Transmissão Imperatriz / Serra da Mesa	35
Figura 3.19 - Transmissão AC de longa distancia no Brasil (testes de estabilidade)	36
Figura 3.20 - Localização do FSC de São João do Piauí (Brasil)	36
Figura 3.21 - Característica V/I do SVC vista do lado AT do transformador	37
Figura 3.22 - Diagrama unifilar básicodo SVC	37

Capítulo 4

Figura 4.01 - Demanda e geração para intervalos de carga leve	40
Figura 4.02 - Comportamento da MET para intervalos de carga leve	40
Figura 4.03 - Demanda e geração para intervalos de carga média	41
Figura 4.04 - Comportamento da MET para intervalos de carga média ...	41
Figura 4.05 - Demanda e geração para intervalos de carga pesada	42
Figura 4.06 - Comportamento da MET para intervalos de carga pesada ..	42
Figura 4.07 - Demanda e geração para intervalos de um dia quase completo	43
Figura 4.08 - Comportamento da MET para intervalos de um dia quase completo	43
Figura 4.09 - Trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana	44
Figura 4.10 - Fatores de participação ativo da área interna do Estado de São Paulo	45
Figura 4.11 - Fatores de participação reativo da área interna do Estado de São Paulo	45
Figura 4.12 - Áreas críticas de estudo no sistema de transmissão do Estado de São Paulo	46
Figura 4.13 - Classificação das Contingências (12 horas do dia 19 de Fevereiro de 2004)	48
Figura 4.14 - Convenção de Signos para o Balanço de Potência Reativa	51
Figura 4.15 - Comportamento das Perdas Ativas para um dia quase completo considerando incrementos de carga na área interna do STESP	54
Figura 4.16 - Comportamento da Potência Reativa para um dia quase completo considerando incrementos de carga na área interna do STESP	54

Capítulo 5

Figura 5.01 - Representação do SVC no sistema	56
Figura 5.02 - Característica V-I do sistema e do SVC	57
Figura 5.03 - Comportamento do MET com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500	57
Figura 5.04 - Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500	58
Figura 5.05 - Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500	59
Figura 5.06 - Perfil de Tensão X=1% (TAUBATÉ)	60
Figura 5.07 - Perfil de Tensão X=2% (TAUBATÉ)	60
Figura 5.08 - Perfil de Tensão X=3% (TAUBATÉ)	61
Figura 5.09 - Perfil de Tensão X=4% (TAUBATÉ)	61
Figura 5.10 - Perfil de Tensão X=5% (TAUBATÉ)	62
Figura 5.11 - Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na Barra crítica TAUBATÉ 500	63
Figura 5.12 - Comportamento do MET com SVC na barra crítica CAJATI 130	64
Figura 5.13 - Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica CAJATI 130	64
Figura 5.14 - Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra crítica CAJATI 130	65
Figura 5.15 - Perfil de Tensão X=1% (CAJATI)	66
Figura 5.16 - Perfil de Tensão X=2% (CAJATI)	66
Figura 5.17 - Perfil de Tensão X=3% (CAJATI)	67
Figura 5.18 - Perfil de Tensão X=4% (CAJATI)	67
Figura 5.19 - Perfil de Tensão X=5% (CAJATI)	68
Figura 5.20 - Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na Barra crítica CAJATI 130	68
Figura 5.21 - Comportamento do MET com SVC na barra crítica ETTESO 80	69
Figura 5.22 - Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica ETTESO 80	70
Figura 5.23 - Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra crítica ETTESO 80	70
Figura 5.24 - Perfil de Tensão X=1% (ETTESO)	71
Figura 5.25 - Perfil de Tensão X=2% (ETTESO)	71
Figura 5.26 - Perfil de Tensão X=3% (ETTESO)	72
Figura 5.27 - Perfil de Tensão X=4% (ETTESO)	72
Figura 5.28 - Perfil de Tensão X=5% (ETTESO)	72
Figura 5.29 - Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na Barra crítica ETTESO 80	73
Figura 5.30 - Curva PV Barra ETTESO 80 (N-0)	74
Figura 5.31 - Curva PV Barra TAUBATÉ 500 (N-0)	74
Figura 5.32 - Curva PV Barra CAJATI 130 (N-0)	75
Figura 5.33 - Curva PV Barra TAUBATÉ 500, 02 SVC's	75
Figura 5.34 - Curva PV Barra TAUBATÉ 500, 03 SVC's	76
Figura 5.35 - Variações de potência reativa para os 03 SVC's instalados	76
Figura 5.36 - Comportamento da Margem de Estabilidade de Tensão (Caso N-0)	77
Figura 5.37 - Comportamento das Perdas Ativas no Sistema interno de São Paulo – (Caso N-0)	77

Figura 5.38 - Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa no Sistema - (Caso N-0)	78
Figura 5.39 - Perfil de Tensão no Sistema - (Caso N-0)	79
Figura 5.40 - Comportamento do MET com SVC na barra crítica ETTESO 80 (Caso N-1)	80
Figura 5.41 - Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica ETTESO 80 (Caso N-1)	80
Figura 5.42 - Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra critica ETTESO 80 (Caso N-1)	81
Figura 5.43 - Perfil de Tensão X=1% (ETTESO, N-1)	82
Figura 5.44 - Perfil de Tensão X=2% (ETTESO, N-1)	82
Figura 5.45 - Perfil de Tensão X=3% (ETTESO, N-1)	82
Figura 5.46 - Perfil de Tensão X=4% (ETTESO, N-1)	83
Figura 5.47 - Perfil de Tensão X=5% (ETTESO, N-1)	83
Figura 5.48 - Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na Barra crítica ETTESO 80 (Caso N-1)	84
Figura 5.49 - Comportamento do MET com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500 (Caso N-1)	85
Figura 5.50 - Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500 (Caso N-1)	85
Figura 5.51 - Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra critica TAUBATÉ 500 (Caso N-1)	86
Figura 5.52 - Perfil de Tensão X=1% (TAUBATÉ, N-1)	87
Figura 5.53 - Perfil de Tensão X=2% (TAUBATÉ, N-1)	87
Figura 5.54 - Perfil de Tensão X=3% (TAUBATÉ, N-1)	87
Figura 5.55 - Perfil de Tensão X=4% (TAUBATÉ, N-1)	88
Figura 5.56 - Perfil de Tensão X=5% (TAUBATÉ, N-1)	88
Figura 5.57 - Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na Barra crítica TAUBATÉ 500 (Caso N-1)	89
Figura 5.58 - Curva PV Barra ETTESO 80 (N-1)	90
Figura 5.59 - Curva PV Barra TAUBATÉ 500, (N-1)	90
Figura 5.60 - Representação do FSC no sistema	91
Figura 5.61 - Comportamento do MET com FSC nas linhas críticas da Zona NORTE	92
Figura 5.62 - Comportamento das Perdas Ativas com FSC nas linhas críticas da zona NORTE	93
Figura 5.63 - Comportamento do Balanço da Potência Reativa no Sistema com FSC nas linhas críticas da zona NORTE	93
Figura 5.64 - Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica. Linha crítica: T. PRETO 500 - TAUBATÉ 500 ...	94
Figura 5.65 - Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica. Linha crítica: C. PAULISTA 500 - TAUBATÉ 500 ...	94
Figura 5.66 - Comportamento de Potência Reativa do FSC instalado nas linhas críticas zona NORTE	95
Figura 5.67 - Comportamento do MET com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO	95
Figura 5.68 - Comportamento das Perdas Ativas com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO	96
Figura 5.69 - Comportamento do Balanço da Potência Reativa no Sistema com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO	96
Figura 5.70 - Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica. Linha crítica: ETTESO 230 - BOTUCATU 238 ...	97

Figura 5.71 – Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica. Linha crítica: ETTESO 230 – CABREUVA 232 (01) ..	97
Figura 5.72 – Comportamento de Potência Reativa do FSC instalado nas linhas críticas zona CENTRO	98
Figura 5.73 - Comportamento da Margem de Estabilidade de Tensão com FSC – (Caso N-0)	99
Figura 5.74 - Comportamento das Perdas Ativas no Sistema interno de São Paulo com FSC's – (Caso N-0)	99
Figura 5.75 - Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa no Sistema com FSC's – (Caso N-0)	100

Lista de Tabelas

	PÁG.
Tabela 1.01 – Projetos de compensação de potência reativa via dispositivos FACTS no Brasil	03
Tabela 2.01 - Barramentos de Referência – Área São Paulo	14
Tabela 2.02 - Recursos para Controle de tensão na Área São Paulo FURNAS, CTEEP, EMAE	14
Tabela 2.03 – Recursos para Controle de Tensão na Área São Paulo CTEEP	15
Tabela 2.04 - Corte manual de carga para evitar Colapso de Tensão	15
Tabela 4.01 - Dados para estudo de caso base do sistema de transmissão de São Paulo	38
Tabela 4.02 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga leve	39
Tabela 4.03 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga média	40
Tabela 4.04 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga pesada	41
Tabela 4.05 - Barras críticas com maior FPR dia completo de cada área	46
Tabela 4.06 - Listas das contingências que apresentam maior impacto na MET	49
Tabela 4.07 – Perdas ativas na área interna do STESP – Carga Leve	51
Tabela 4.08 - Excesso e/ou Déficit de Potência Reativa na área interna do STESP – Carga Leve	52
Tabela 4.09 – Perdas ativas na área interna do STESP – Carga Média	52
Tabela 4.10 - Excesso e/ou Déficit de Potência Reativa na área interna do STESP – Carga Média	52
Tabela 4.11 – Perdas ativas na área interna do STESP – Carga Pesada ...	53
Tabela 4.12 - Excesso e/ou Déficit de Potência Reativa na área interna do STESP – Carga Pesada	53
Tabela 5.01 – Barras críticas (N-0)	55
Tabela 5.02 – Barras críticas (N-1)	55
Tabela 5.03 - SVC's a instalar caso (N-0)	74
Tabela 5.04 - SVC's a instalar caso (N-1)	89
Tabela 5.05 - Linhas críticas para o estudo de compensação via FSC	91
Tabela 5.06 - FSC's a instalar caso (N-0)	98
Tabela 5.07 - Resultados com FSC's instalados – caso (N-0)	98

Capítulo 1

Introdução

A interligação de sistemas elétricos de potência traz várias vantagens em termos de aumento da confiabilidade e da flexibilização de intercâmbios entre diferentes regiões. No entanto o desempenho dos sistemas de potência em relação aos problemas de controle e de estabilidade pode diminuir com o tamanho e a complexidade da rede. Exemplos são os problemas de oscilações de potência entre máquinas locais ou entre áreas geográficas e da estabilidade da tensão de grandes redes interligadas. Tais problemas são aprofundados pela liberalização dos mercados elétricos de potência, onde os fluxos de potência contratuais nem sempre seguem os critérios de projeto e a configuração real das redes existentes. Problemas adicionais podem apresentar-se nas interligações por longa distância, especialmente quando as conexões entre as redes AC são fracas, sendo necessário, para um incremento de transferência de potência, a aplicação de uma solução mais avançada [1].

O aumento dos custos e das restrições ambientais vem dificultando a construção de novas linhas de transmissão. Por isso é cada vez mais importante a melhor utilização da capacidade de transferência de potência dos sistemas existentes. Essa capacidade é, em grande parte, restringida pelos limites de estabilidade ou limites térmicos inerentes aos equipamentos da rede de transmissão [2]. Devido aos grandes avanços na eletrônica de alta potência, particularmente ao surgimento dos controladores FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), os limites de estabilidade podem agora ser significativamente estendidos e aproximados dos limites térmicos dos componentes existentes. O grande potencial desses controladores é hoje amplamente reconhecido pela comunidade internacional de engenheiros de sistemas de potência [3]. Controlando grandezas elétricas tais como impedância, tensão, corrente e ângulo de fase, os FACTS elevam a capacidade de transmissão das redes, permitindo a utilização máxima da capacidade térmica das linhas e também contribuem de forma expressiva para a melhoria da estabilidade dos sistemas [1,4,5].

Existem na literatura várias definições para o problema de estabilidade (ou instabilidade) em sistemas de energia elétrica. Pode ser definida como sendo a habilidade do sistema de a partir de uma determinada condição de operação inicial, atingir um outro ponto de equilíbrio após a ocorrência de um distúrbio, com a maioria de suas variáveis dentro de limites estabelecidos, de forma que o sistema permaneça intacto. A Figura 1.01 ilustra essa definição.

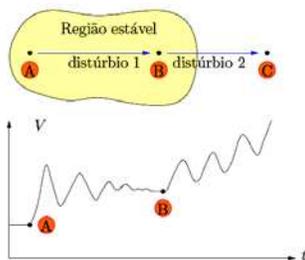


Figura 1.01 – Ilustração do conceito de estabilidade

Considerando que o sistema esteja operando em um ponto de equilíbrio A, o distúrbio 1 leva o sistema a operar no ponto B, que corresponde a um ponto de operação estável. O distúrbio 2 é suficientemente severo para levar o sistema à instabilidade.

Em relação à estabilidade de tensão, a definição de maior aceitação por parte de pesquisadores e engenheiros do setor elétrico é descrita por [6,7]:

"Estabilidade de tensão é a habilidade de um sistema de potência de manter níveis aceitáveis de tensão em regime permanente para todas as barras do sistema, tanto sob condições normais de operação quanto após a ocorrência de uma perturbação. Um sistema entra no estado de instabilidade de tensão quando uma perturbação seja por aumento de carga, seja por mudança nas condições do sistema, causa uma queda progressiva e incontrolável de tensão em uma ou mais barras da rede elétrica".

A partir da definição do problema de estabilidade de tensão pode-se inferir que os dispositivos de controle de tensão dos geradores, transformadores com variação automática de *tap*, bancos de capacitores e reatores, dispositivos FACTS, bem como as características de resposta das cargas às variações de tensão, exercem um papel importante nos mecanismos da instabilidade.

O problema de instabilidade de tensão tem se tornado cada vez mais evidente por diversas razões, o que pode ser constatado pela maior ocorrência de blecautes em muitos países nos últimos tempos. Estes incidentes são um claro indicativo de que os sistemas elétricos de potência estão operando cada vez mais próximos do limite de sua capacidade de transferência de energia. No Brasil, pode-se citar como exemplo a ocorrência de dois grandes blecautes na região Sul e Sudeste em 1997, associados problemas de instabilidade de tensão por excesso de carregamento nas redes de distribuição que se estenderam para o sistema de transmissão correspondente, levando a falha e abertura do elo CC [8].

No caso do Sistema Brasileiro, este problema torna-se mais crítico uma vez que o mesmo possui um parque gerador de energia de base predominantemente hidráulica. Assim, o esgotamento dos recursos hidrelétricos mais próximos dos principais centros de carga tem como consequência a necessidade de se recorrer a aproveitamentos cada vez mais distantes, exigindo a constituição de um sistema elétrico complexo caracterizado por longas linhas de transmissão, mais propício à ocorrência de problemas de instabilidade de tensão.

O principal objetivo dessa dissertação é identificar e quantificar os benefícios da aplicação de dispositivos FACTS para a rede elétrica do Estado de São Paulo no que diz respeito à estabilidade de tensão, controle de tensão, redução de perdas e de intercâmbios de potência reativa com as áreas externas. A rede de São Paulo foi escolhida para esse estudo por representar o principal centro consumidor do país, por necessitar de grande importação de energia via intercâmbios por longa distância em todos os cenários de operação, e por ter sido considerada a área crítica nos eventos de perda da estabilidade de tensão de 1997 [8]. O trabalho aborda especificamente, a aplicação de dois equipamentos FACTS como possíveis dispositivos que possam contribuir para a melhoria do desempenho de regime permanente do sistema elétrico do Estado de São Paulo: o controlador em derivação SVC (*Static Var Compensator*) e o controlador série FSC (*Fixed Serie Compensator*). Estes dispositivos FACTS foram escolhidos devido ao fato de já representarem tecnologias consolidadas, oferecidas no mercado por diversos fabricantes, e por serem economicamente de maior viabilidade comparativamente a tecnologias mais recentes. Por essas razões, esses dois dispositivos são os que têm maior aplicação no sistema interligado brasileiro, conforme se verifica na Tabela 1.01.

Tabela 1.01 – Projetos de compensação de potência reativa via dispositivos FACTS no Brasil (projetos desenvolvidos pela empresa SIEMENS no Brasil) [9]

Ano	Empresa	Tipo/Subestação	Tensão	Capacidade (MVar)
2006	ELETRONORTE	3 x FSC / Barra do Peixe	230 kV	120, 37, 35
2005	FURNAS	FSC / Rio Verde	230 kV	216
2005	ELETRONORTE	SVC / Sinop	230 kV	-20/55
2005	ELETRONORTE	SVC / São Luis	230 kV	-100/150
2003	CHESF	2 x FSC / São João do Piauí	500kV	485, 483
2003	ENTE	1 FSC / Marabá, 1 FSC / Açailândia	500kV	279, 314
2001	Furnas	FSC / Samambaia	500kV	252
2001	Enelpower	SVC / Bom Jesus da Lapa	500 kV	-250/250
2001	ANDE	SVC / Limpio	220kV	-150/250
2001	Furnas	FSC / Ibiúna	500 kV	765 MVar
2000	CHESF	SVC / Funil	230 kV	-100/200 Mvar
1997	ELETRONORTE	FSC / Presidente Dutra	550 kV	390 Mvar
1997	ELETRONORTE	FSC / Imperatriz	550 kV	390 Mvar
1997	FURNAS	TCSC / Serra da Mesa	550 kV	107, (241 por 30 min)
1982	CHESF	SVC / Rio Largo	230 kV	-0/200
1981	CHESF	SVC / Banabuiu	230 kV	-70/100
1981	CHESF	SVC / Milagres	230 kV	-70/100
1980	CHESF	SVC / Fortaleza	230 kV	-140/200

O controle de compensação do **SVC** em comparação aos dispositivos de acionamento mecânico de compensação de potência reativa, oferece vantagens associadas ao rápido controle dinâmico da potência reativa, mantendo o balanço instantâneo de potência reativa. Os componentes básicos de um SVC, bem como sua curva característica $V \times I$ são representados na Figura 1.02.

Algumas das soluções em geral obtidas com a aplicação do SVC são:

- Controle de Tensão;
- Controle de Potência Reativa;
- Limitação de sobre tensão com a injeção de carga;
- Melhoria na estabilidade do sistema AC;
- Incremento na capacidade de transmissão;
- Redução de carga com a redução de tensão.

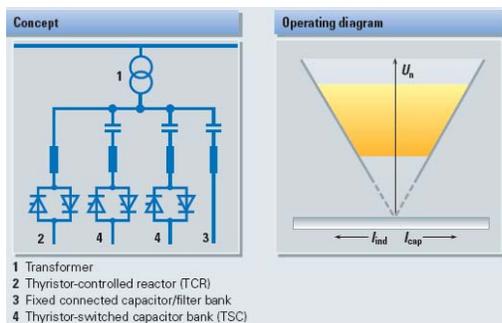


Figura 1.02 – Compensador Estático de Reativos (SVC). – Figura manual SIEMENS PTD

Por outro lado o **FSC** é o tipo mais simples e efetivo para a compensação série de linhas de transmissão. A Figura 1.03 mostra os componentes e a configuração principal de um FSC.

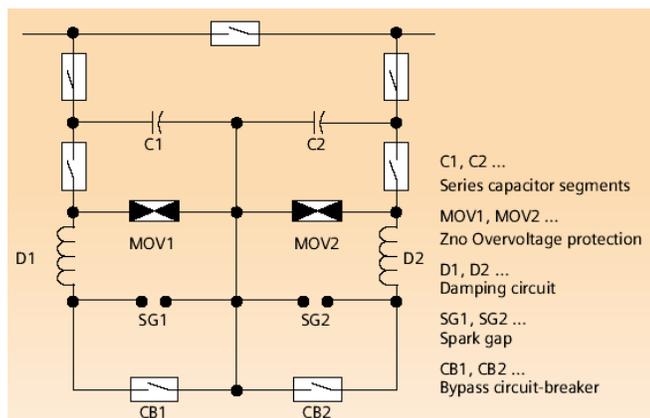


Figura 1.03 - Componentes e configuração principal de um capacitor série fixo (FSC) com dois segmentos. – Figura manual SIEMENS PTD

Por sua vez, algumas das soluções em geral obtidas com a aplicação do FSC são:

- Reduz quedas de tensão nas linhas;
- Limita quedas de tensão sobre cargas dependentes da tensão;
- Controla a distribuição dos fluxos de potência entre linhas da transmissão paralelas;
- Aumenta a capacidade de transferência de potência de linhas existentes;
- Reduz o ângulo da transmissão de linhas existentes;
- Aumenta a estabilidade do sistema.

Dessa forma, esta dissertação de mestrado é composta por duas partes principais:

1. Análise e Diagnóstico do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo com relação à violação de Restrições Elétricas.
2. Mitigação de Restrições Elétricas Via Dispositivos FACTS (FSC e SVC).

Na primeira etapa a metodologia empregada tem como base um modelo de fluxo de potência AC e técnicas de análise modal, permitindo a análise e diagnóstico de:

- Margem de estabilidade de tensão;
- Áreas críticas do sistema;
- Contingências críticas no sistema;
- Perdas no sistema de transmissão;
- Déficit de potência reativa (medido pela soma dos intercâmbios de reativos).

O estudo considera dados reais da operação do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo referentes a diversos cenários de carregamento e topologia do ano de 2004.

Na segunda etapa são aplicados os dispositivos FACTS (SVC e FSC) para as barras/áreas críticas identificadas na primeira etapa da pesquisa. Para cada caso são realizados estudos paramétricos, de forma a identificar a capacidade mais adequada para o equipamento a ser instalado, bem como a estratégia de controle mais eficiente. O desempenho do equipamento é avaliado em termos da melhoria da margem de estabilidade de tensão, da diminuição das perdas de transmissão, da melhoria do perfil de tensão do sistema e também da diminuição da dependência de intercâmbios de potência reativa com as áreas externas.

A presente dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma:

O Capítulo 1 contém uma introdução sobre os problemas de estabilidade e controle de tensão em sistemas elétricos de potência bem como os benefícios da aplicação de dispositivos FACTS para a mitigação desses problemas.

O Capítulo 2 estabelece um panorama geral sobre o sistema de transmissão do Estado de São Paulo, bem como discute sua importância em relação ao sistema interligado nacional. Os eventos associados à instabilidade de tensão ocorridos em abril de 1997, no sistema interligado sul, sudeste e centro oeste, são também discutidos nesse capítulo.

No Capítulo 3 as principais ferramentas e métodos utilizados nessa dissertação são discutidos detalhadamente, bem como são introduzidos conceitos importantes sobre os principais dispositivos FACTS aplicados em redes de transmissão de alta tensão.

O Capítulo 4 apresenta resultados do estudo dos casos obtidos para a rede do Estado de São Paulo para o ano de 2004. As principais restrições em relação à margem de estabilidade de tensão são identificadas, bem como as áreas mais críticas do Estado em relação a esse problema e também as contingências mais severas do ponto de vista de impacto na margem de estabilidade e da abrangência sobre as áreas elétricas da rede de transmissão do Estado.

O Capítulo 5 contém os testes realizados com a aplicação dos SVC's nas barras críticas considerando casos N-0 e N-1 (com ocorrência de contingências severas) assim como os testes realizados com a aplicação dos FSC's nas linhas críticas considerando o caso de operação N-0. Os resultados ilustram, de forma quantitativa, os benefícios da aplicação dos SVC's e dos FSC's nos pontos e capacidades corretas, tendo como base os índices de desempenho já apresentados.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões desta pesquisa de mestrado bem como algumas sugestões para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Panorama do Sistema Interligado Nacional com ênfase no Estado de São Paulo

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional (SIN) é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

A operação interligada, entre outras vantagens, permite postergar a construção de novas usinas (hidroelétricas ou não) e minimizam os impactos ambientais futuros. Atualmente, estima-se que a otimização energética do SIN pode garantir um excedente de 30% de energia, que não seria aproveitado caso as usinas operassem de modo isolado. Esse é um ganho que resulta de o SIN incorporar o princípio de solidariedade, na forma de cooperação e compartilhamento de ônus e bônus entre os estados. Esse princípio consta do art. 3º da Constituição Federal.

No passado, o SIN tinha capacidade de armazenamento plurianual, ou seja, a água armazenada nos reservatórios era suficiente para atender a demanda por energia para o ano vigente e os seguintes, mesmo em períodos de baixa precipitação de chuvas. Desde a década de 1990, o SIN perdeu essa capacidade, em razão do crescimento do mercado sem a contrapartida de implantação de novas usinas hidroelétricas com reservatórios [10].

A seguir se mostra uma visão geral do SIN para logo entrar em maior detalhe no Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo que é de maior interesse para o projeto em estudo.

2.1 As Dimensões relativas do SIN

O SIN tem uma extensão comparada com a da Europa. A Figura 2.01 indica também os dados de produção de energia em 2002 com outros países de Europa para fins de comparação.

Como já mencionado, o Sistema Elétrico Nacional é fortemente dependente de energia hidráulica, e os melhores potenciais hidrelétricos do país não estão localizados próximos dos grandes centros consumidores. Outros fatores importantes são: a grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do país, o que tende a gerar excedentes de produção hidrelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. Dessa forma, as transmissões de grandes quantidades de energia elétrica e as interligações do sistema são fundamentais para o suprimento de eletricidade no país.

O sistema nacional de transmissão de energia elétrica tem por finalidade a distribuição espacial da energia gerada, conectando as usinas geradoras às subestações de distribuição. Visando à otimização temporal e econômica da geração, isto é, a alocação eficiente e racional da energia gerada, o Sistema Elétrico Nacional opera de forma interligada. Assim, o déficit na

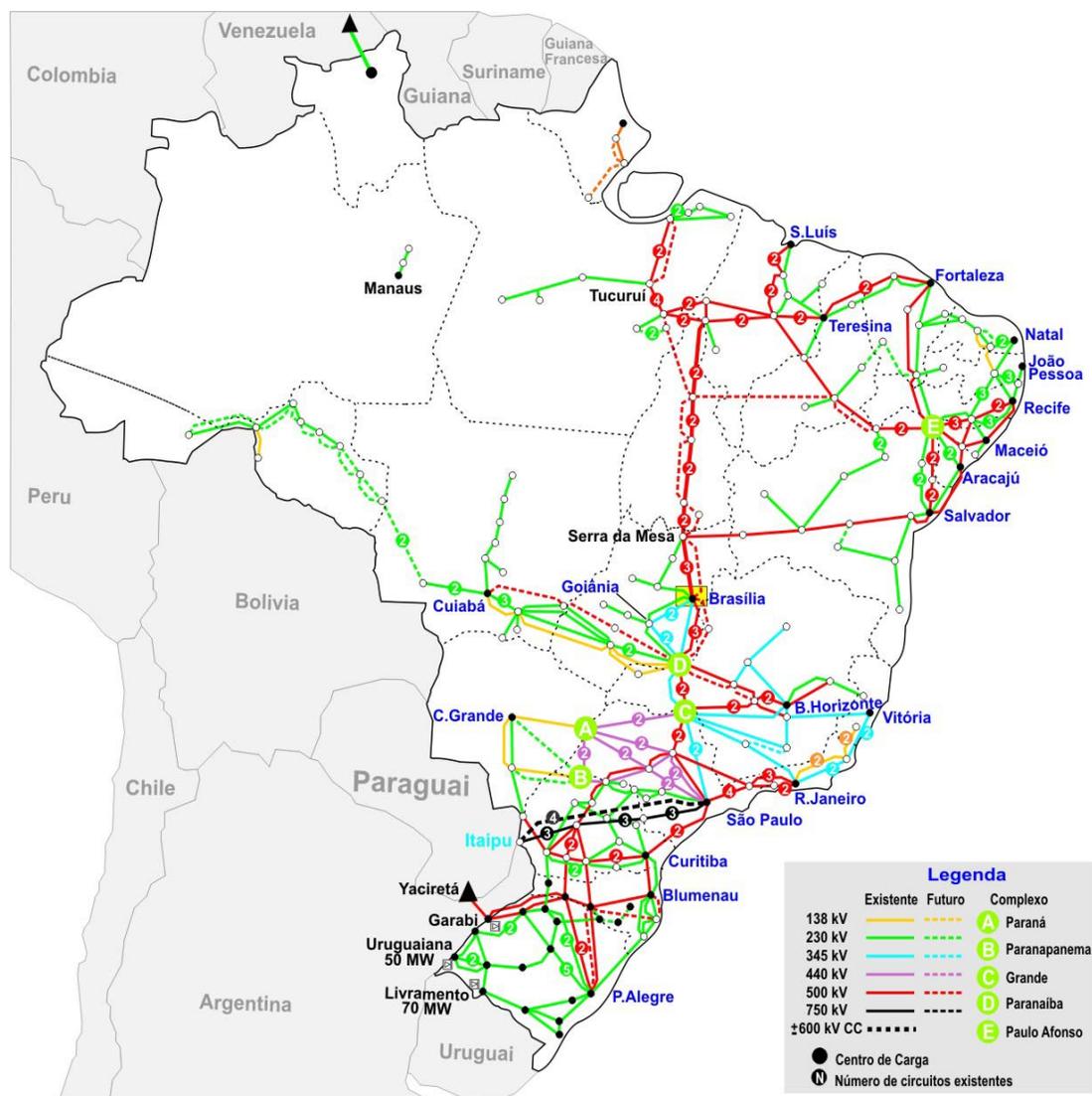


Figura 2.02: Mapa do Sistema Nacional de Transmissão – Horizonte 2007

2.3 Integração do SIN

O SIN apresenta 04 subsistemas atualmente, tendendo futuramente para dois. É um sistema de dimensão continental com predominância hidrelétrica com 12 grandes bacias e com capacidade de armazenamento total de 254.200 MWh, que apresenta as seguintes características para cada sistema:

- Sistema Interligado Norte:
 - o Exportador 09 meses do ano, com tendência a aumentar volume de energia exportado.
 - o Capacidade de Armazenamento: 11.901 MWh (4,7%)
- Sistema Interligado Nordeste:
 - o Crescente mercado de demanda: cada vez maior importador.
 - o Capacidade de Armazenamento: 50.203 MWh (19,7%)

- Sistema interligado Sudeste / Centro Oeste (SE/CO):
 - o Grande mercado de demanda no país.
 - o Importador de outras regiões e países vizinhos, na maior parte do ano.
 - o Grande capacidade de armazenamento.
 - o Capacidade de Armazenamento: 176.563 MWmês (69,5%).
- Sistema Interligado Sul:
 - o Sistema hidrotérmico com grande variabilidade de armazenamento: intercâmbios com SE/CO variando de sentido; com expansão atual da geração e dos intercâmbios internacionais, crescentemente exportadores.
 - o Capacidade de Armazenamento: 15.533 MWmês (6,1%).

2.4 Sistema de Transmissão da Área de São Paulo

A discussão feita anteriormente sobre o SIN é útil para que se possa situar a importância do sistema elétrico do Estado de São Paulo dentro do sistema nacional. O Sistema de Transmissão da Rede Básica que atende a Área São Paulo é constituído, principalmente por três circuitos em 765kV, um elo em corrente contínua de 600kV, circuitos em 500kV, uma malha em 440kV, circuitos em 345kV e circuitos em 230kV.

2.4.1 Sistema em 765 kV

O Tronco em 765kV proveniente da UHE Itaipu 60HZ, atende a região da Grande São Paulo pela Transformação 765/345kV de Tijuco Preto e se liga ao sistema em 500kV, que atende a Área Rio de Janeiro pela Transformação 765/500kV desta mesma Subestação. Este Sistema ainda se conecta ao Sistema Sul pela Transformação 765/500kV de Ivaiporã (Figura 2.03).

2.4.2 Sistema em 600 kV

O Sistema em Corrente Contínua de 600kV, de uso restrito da Usina de Itaipu 50HZ tem seu terminal receptor na SE de Ibiúna, por onde a potência dessa usina se interliga a malha em 345kV. Este Sistema ainda se conecta ao Sistema Sul pela Transformação 345/500kV através da SE Bateias (Figura 2.03).

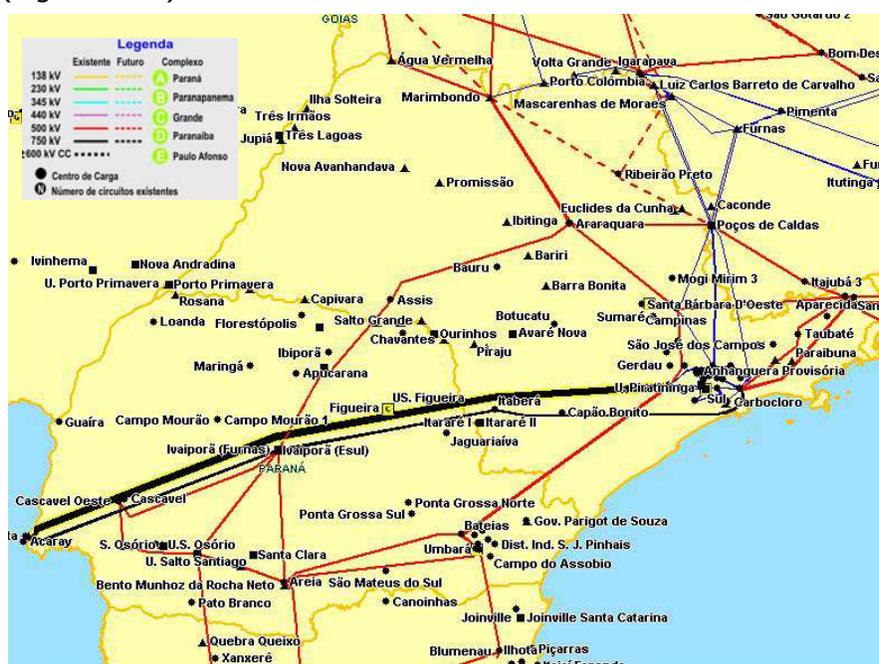


Figura 2.03 – Sistema 765/600 kV São Paulo

2.4.3 Sistema em 500 kV

O Sistema em 500kV que provém das usinas das Bacias dos rios Paranaíba e Grande, atravessa o estado de São Paulo até a subestação de Cachoeira Paulista, suprindo a área Rio. Interligações em 500kV provenientes de Itaipu 50Hz e 60Hz com o sistema Sul fortalecem o intercâmbio entre as áreas (Figura 2.04).

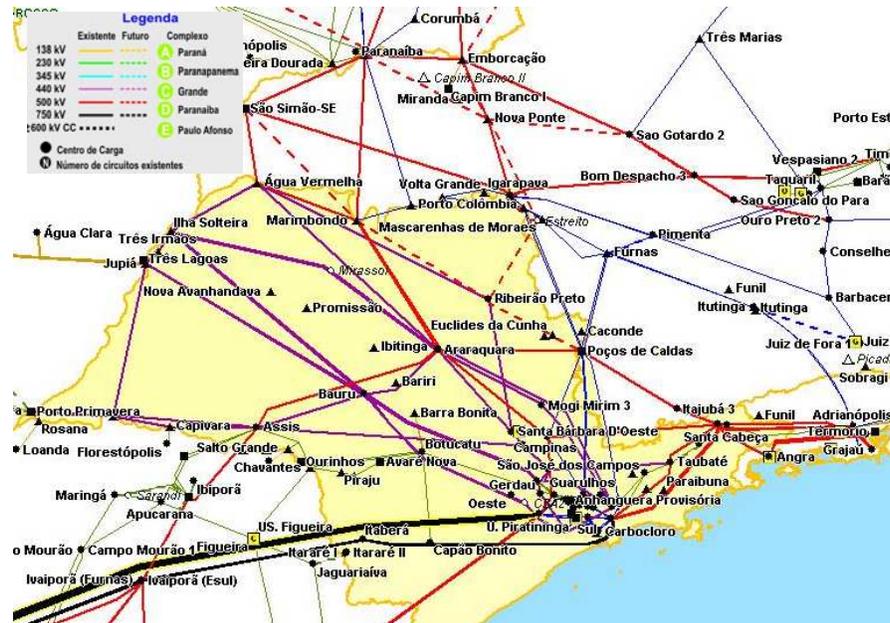


Figura 2.04 – Sistema 500 kV São Paulo

2.4.4 Sistema em 440 kV

A Malha de 440kV, que atravessa toda a área, tem origem nas Usinas dos rios Paraná, Paranapanema, Tiete e Grande, atendendo aos centros de carga no interior do estado, chegando as SE terminais de Embu Guaçu, Santo Ângelo, Cabreúva e Bom Jardim, próximas à capital do estado (Figura 2.05).

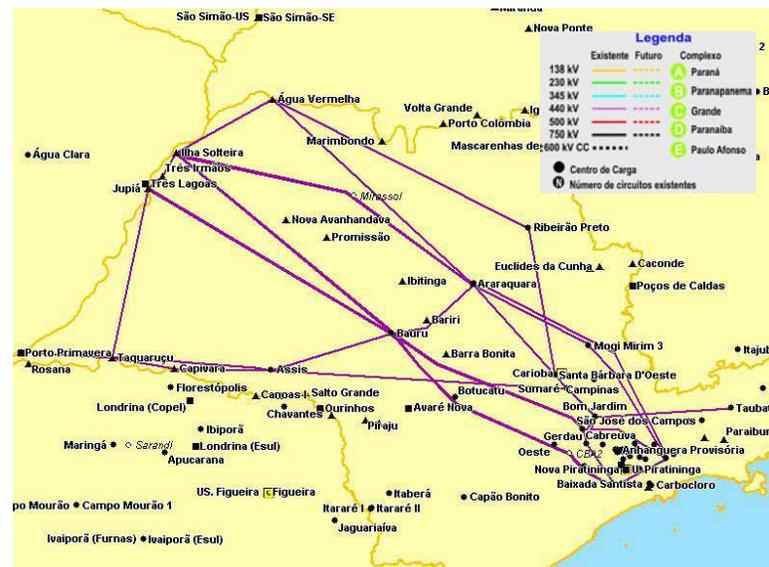


Figura 2.05 – Sistema 440 kV São Paulo

2.4.6 Sistema em 230 kV

Um Sistema em 230kV que tem origem nas SE de Assis e Chavantes interliga usinas do rio Paranapanema à região Sul do país e aos centros de carga no interior, chegando à SE de Edgar Souza, interligando-se a SE Cabreúva (440/230kV) e Anhanguera Provisória (345/230kV), que atende as cargas do centro e da zona oeste da capital do Estado. (Figura 2.8)



Figura 2.8 – Sistema 230 kV São Paulo (1)

O Vale Paraíba do Sul é atendido principalmente por um sistema em 230kV que tem origem nas SE de Itapeti e Mogi 345/230kV, conectando-se ao 440kV Taubaté, passando por Aparecida e Santa Cabeça e seguindo em direção à área Rio de Janeiro até a SE de Nilo Peçanha. (Figura 2.9)

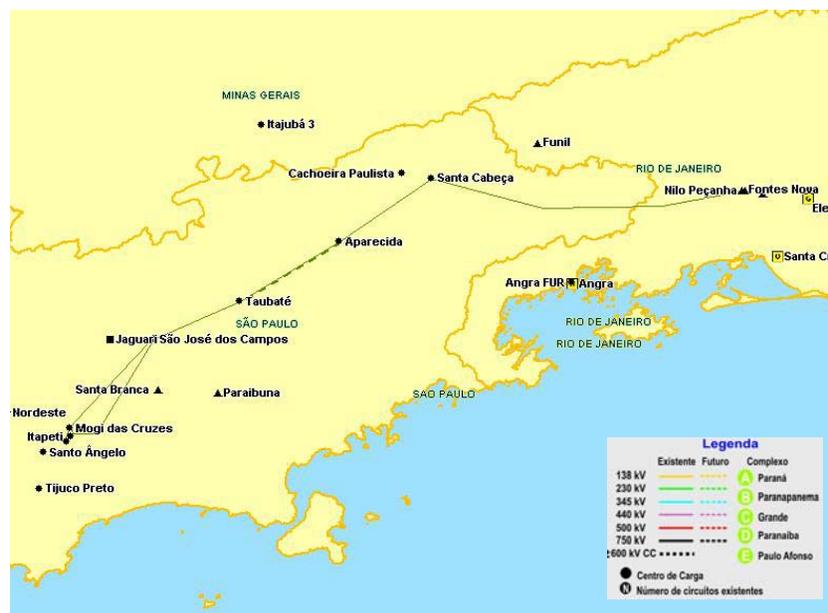


Figura 2.9 – Sistema 230 kV São Paulo (2)

Um Sistema de 230kV interligando as SE de Interlagos e Baixada Santista, contando também com as UHE Henry Borden e UTEs Piratininga e Nova Piratininga, atendendo cargas da capital e da Baixada Santista. (Figura 2.10)

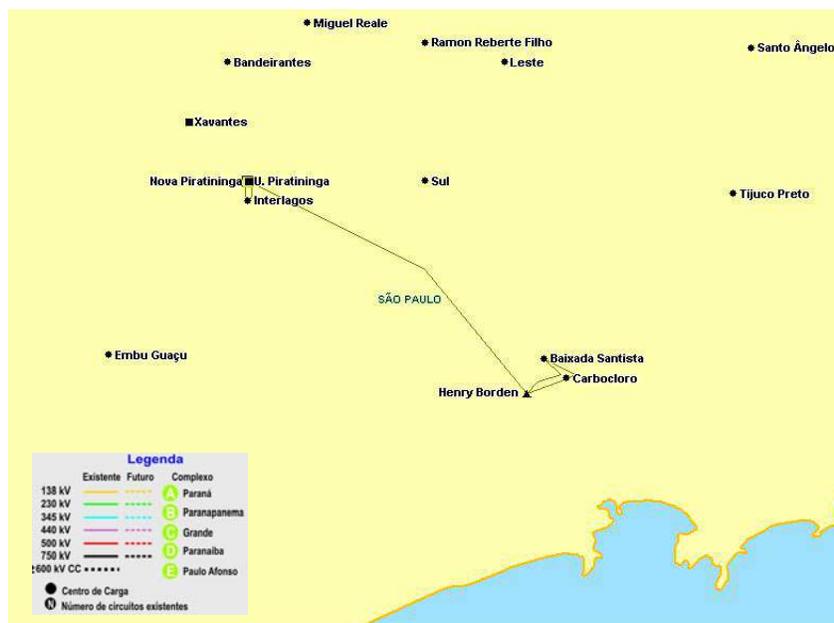


Figura 2.10 – Sistema 230 kV São Paulo (3)

O Mercado de energia elétrica do Estado de São Paulo é atendido em grande parte por UHEs dos rios Paraná, Paranapanema e Tietê, com potência instalada da ordem de 10.700MW, UHE do rio Paraíba do Sul com 170MW, UHE do rio Pardo com 220MW, Complexo Henry Borden com 900MW, UTEs com cerca de 700MW, UHE de Itaipu com 12.600MW e UHEs do rio Grande e Paranaíba.

2.5 Operação da Área de São Paulo

A seguir vai se apresentar um resumo da operação da área de São Paulo tendo em consideração o indicado em [11,12, 13].

2.5.1 Controle da Tensão

O Controle da tensão é baseado nos seguintes conceitos:

- Barramento de Controle é o barramento que possui recursos de controle de tensão.
- Barramento Controlado é o barramento que não possui recursos de controle de tensão.
- Barramento de Referência é o barramento que pertence a um conjunto mínimo de barramentos cujas tensões servem de referência para o perfil de tensão no sistema de transmissão (esses barramentos podem ser barramentos de controle e/ou controlados).

A Tabela 2.01 apresenta as faixas de tensões nos barramentos de referência da Área São Paulo para os diversos períodos de carga.

Tabela 2.01 - Barramentos de Referência – Área São Paulo

BARRAMENTOS	PESADA (KV)	MÉDIA (KV)	LEVE (KV)
	FAIXA	FAIXA	FAIXA
Santo Ângelo 345 kV	335 a 362	335 a 362	335 a 348
Embu-Guaçu 345 kV	335 a 362	335 a 362	335 a 348
Tijuco Preto 345 kV	354 a 362	354 a 362	335 a 362
Ibiúna 345 kV	354 a 362	354 a 362	335 a 362
Piratininga 230 kV	228 a 238	228 a 238	226 a 236
Henry Borden 230 kV	231 a 237	231 a 237	229 a 235
Araraquara 440 KV	449 a 460	449 a 460	440 a 460
Bauru 440 kV	449 a 460	449 a 460	440 a 460
Edgard de Souza 230 kV	230 a 236	230 a 236	228 a 234

Os barramentos da rede de operação que não possuem faixa de tensão definida devem operar com tensões dentro dos limites de equipamentos definidos pelo Agente.

O Controle da tensão visa garantir os níveis de tensão nos barramentos de controle, controlado e de referência mantendo a segurança dos equipamentos e do sistema. Tal controle é feito através de ações de coordenação do Centro Nacional de Operação do Sistema Elétrico CNOS. Esgotados os recursos da área São Paulo que permitem o controle nos barramentos de controle e controlado, deve ser solicitado ao CNOS a utilização de recursos disponíveis em outra Área para manter as tensões nestes barramentos dentro das faixas pré-estabelecidas.

As Tabelas 2.02 e 2.03 apresentam recursos para o controle de tensão da Área São Paulo.

Tabela 2.02 - Recursos para Controle de tensão na Área São Paulo – FURNAS, CTEEP, EMAE

EMPRESA	EQUIPAMENTO	LOCAL	
FURNAS	1 síncrono - 200 a + 300 MVar 4 síncronos - 200 a + 300 MVar	Tijuco Preto Ibiúna	
	REATOR	2 x 25 MVar (manobrável) 2 x 50 MVar (manobrável) 2 x 25 MVar (manobrável) 2 x 50 MVar (manobrável)	Campinas Poços de Caldas Poços de Caldas Campinas
	LTC	TR - 765/345 kV TR - 500/345 kV TR - 500/345 kV	Tijuco Preto Poços de Caldas Campinas
	CAPACITOR	9 x 200 MVar - 345 kV 2 x 294 MVar - 345 kV	Tijuco Preto Ibiúna
	TENSÃO DE GERAÇÃO		Fumas Luiz Carlos Barreto Mascarenhas Moraes Porto Colômbia
	CTEEP	1 síncrono - 175 a + 250 MVar 1 síncrono - 175 a + 250 MVar	Embu-Guaçu Santo Ângelo
REATORES MANOBRÁVEIS		3 x 100 MVar - 345 kV 1 x 132 MVar - 345 kV 1 x 132 MVar - 345 kV	Bandeirantes Norte Miguel Reale
LTC		2 x TRs 440/345 KV 2 x TRs 440/345 kV	Santo Ângelo Embu-Guaçu
TENSÃO DE GERAÇÃO		Henry Borden	

Tabela 2.03 - Recursos para Controle de tensão na Área São Paulo – CTEEP

EMPRESA	EQUIPAMENTOS		LOCAL
CTEEP	TRANSFORMADOR	2xTR 500/440 kV TR 500/440 kV TR 440/230 kV	Água Vermelha Taubaté Taubaté
		3x TR 440/230 kV 2x TR 440/345 kV 2x TR 440/345	Cabreúva Santo Ângelo Embu-Guaçu
	TENSÃO DE GERAÇÃO DAS USINAS		Jupia Ilha Solteira Água Vermelha Porto Primavera Capivara Três Irmãos Taquaruçu Chavantes Jurumirim Piraí
	SÍNCRONO - 170 a + 250 MVar SÍNCRONO - 170 a + 250 MVar		Embu-Guaçu Santo Ângelo

2.5.2 Controle da Segurança - Colapso de Tensão

Para possibilitar a operação do Elo de CC na SE de Ibiúna, são utilizados Bancos Shunts (Filtros) da ordem de 3.000 MVar que filtram as componentes harmônicas geradas pelos conversores. Os quatro condensadores síncronos desta SE mantêm a tensão constante (Barra PV) mesmo com a variação de potência no Elo CC (-800MVar a 1200MVar). Pelo alto suporte de potência reativa (4200MVar), a SE de Ibiúna foi tomada como referência para o monitoramento da proximidade ao colapso de tensão.

Através de Instruções de Operação definidas pelo ONS, o monitoramento dos Síncronos de Ibiúna para evitar Colapso de Tensão é realizado conforme seqüência abaixo:

1. Caso o carregamento dos Síncronos de Ibiúna atinja 700MVar e o aumento esperado de carga para a área São Paulo seja superior a 500MW, declarar estado de alerta;
2. Caso o carregamento dos Síncronos de Ibiúna atinja 1100MVar, determinar corte manual de carga, conforme tabela 2.04, até que o carregamento dos Síncronos seja menor que 700MVar;
3. Para cada 100MVar de folga nos Síncronos, pode-se restabelecer 100MW de carga cortada;

Tabela 2.04 - 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)	
				CPEE	1,08	
				CSPE	1,19	
				CJE	0,88	
				CLFM	0,76	
				CAIUÁ	3,73	
				SANTA CRUZ	2,69	
				VALE PARANAPANEMA	1,54	
				BRAGANTINA	1,78	
				NACIONAL	1,56	

2.5.3 Análise de Desempenho

As atividades consistem da simulação de casos de fluxo de potência considerando a rede completa (N-0) e perdas de equipamentos (N-1 e N-2) para a avaliação do desempenho do sistema da área São Paulo no que diz respeito ao controle de tensão.

2.5.3.1 Análise de Desempenho da Rede Completa (N-0)

Em períodos de Carga Pesada e Média verificam-se níveis reduzidos de Tensão nas SE de 440kV de Ribeirão Preto, Santa Bárbara D'Oeste, Sumaré e Cabreúva, mesmo após a utilização dos recursos de controle existentes. No sentido de disponibilizar o máximo de reativos para elevar o perfil de tensão, recomenda-se sincronizar o maior número possível de unidades geradoras na malha de 440kV, atuar nos tapes dos OLTCs, utilização de reatores e capacitores e sobre-Excitação dos Síncronos. Verifica-se pela Figura 2.04 que há projetos de expansão da rede interligando o setor em 440kV mencionado acima ao setor de 500kV (linhas tracejadas em vermelho), para sustentação dos níveis de tensão em períodos de carga pesada.

Em períodos de Carga Mínima, verifica-se elevada absorção de reativos pelas usinas do 440kV e esgotamento dos recursos de controle de tensão existentes na área, uma vez que os reatores da malha já se encontram inseridos, necessitando abrir a LT 440kV Ilha Solteira – Araraquara para manutenção dos níveis de tensão dentro dos valores pré definidos para o período. Caso tal medida não atinja o objetivo, é coordenado o desligamento de linhas de transmissão do setor de 500kV.

2.5.3.2 Análise de Desempenho em Contingência

No atual critério de análise de desempenho, o SIN deve suportar a perda simples e a perda dupla de circuitos que correm na mesma torre. A Contingência tem reflexo no controle de tensão, pois implica na elevação do carregamento das demais linhas, provocando quedas de tensão com altas solicitações dos Compensadores Síncronos da área.

2.5.3.3 Análise de Desempenho em Contingencia Simples (N-1)

Contingência da LT 230kV Taubaté – Aparecida

Esta contingência transfere as cargas da SE Aparecida e Santa Cabeça para atendimento pelo sistema 138kV da área Rio, o que ocasiona redução nos níveis de tensão nestas SE, podendo ocorrer perda de carga por sub-tensão na SE Aparecida, principalmente quando da ausência da UTN Angra 2. Verifica-se pela Figura 2.09 que há projeto para construção de um segundo circuito entre as subestações de Aparecida e Taubaté 230kV (linhas tracejadas em verde).

2.5.3.4 Análise de Desempenho em Contingencia Dupla (N-2)

Contingência Dupla da LT 345kV Xavantes – Interlagos C1 e C2

O Sistema apresenta tendências ao colapso de tensão nas SE de 345kV de Xavantes, Milton Fornasaro e Bandeirantes e nas SE 230kV de Cabreúva e Centro em carga pesada e média (Figura 2.07). O ECE da SE Xavantes ao identificar a referida perda dupla associada a sub-tensão na SE, desliga a LT 345kV Xavantes - Milton Fornasaro C1 e C2, isolando a SE Bandeirantes, com corte de carga de 1100MW, de modo a evitar colapso de tensão com perda total da região do centro de São Paulo (3.500MW).

2.6 Análise das perturbações ocorridas nos dias 24 e 25 de abril de 1997 no sistema interligado brasileiro [14]

O Sistema Interligado (Sul, Sudeste e Centro-Oeste) vinha apresentando crescimento acentuado de carga, 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.

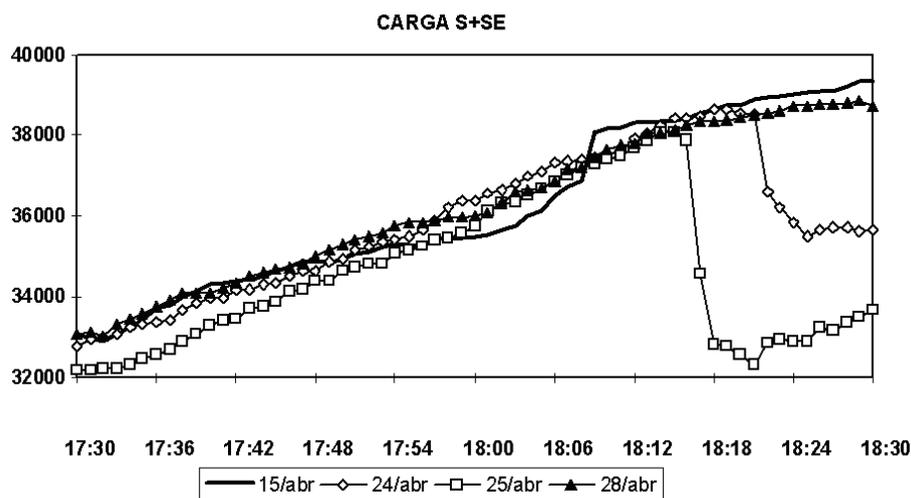


Figura 2.11 – Demanda em MW do SIN para os dias 15, 24, 25 e 28 de abril de 1997

2.6.1 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 18h00, todos os reatores manobráveis eram desligados, os capacitores que ainda encontravam-se desligados eram ligados e as tensões das usinas maximizadas;

Elevadas às gerações das usinas Henry Borden (ELETROPAULO) e Santa Cruz (FURNAS - térmica) por volta das 17h45 às 18h00 visando atender a carga ativa;

A UHE 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 18h15, 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 18h00, 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.

2.6.2 DIA 24/04/97

Às 18h00 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, conforme programado, 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 18h10, 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 Compensadores Síncronos da subestação de Ibiúna (FURNAS), que conseguiram sustentar a tensão do barramento de 345 kV dentro da faixa operativa até às 18h15, 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 18h15, 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 18h20 o barramento de 345 kV da subestação de Ibiúna atingiu 331 kV, ocorrendo atuação do bloqueio de sub-tensão 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 frequência 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 da UHE Capivara (146 MW - CESP) e UG-2 da UHE Funil (70 MW - FURNAS).

O panorama do Sistema Interligado das 18h21 às 18h59 era de subfrequência e sub-tensão, 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 solicitou diversos cortes de carga às empresas, com base nas Instruções de Operação, com o objetivo de recuperar a frequência, 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 à LIGHT e CERJ devido à sub-tensão e para evitar perda dos síncronos de Grajaú, devido à sobre-temperatura.

Às 18h24 houve desligamento da SE Bandeirantes-ELETROPAULO, causada pela sub-tensão, interrompendo cerca de 1.200 MW de carga prioritária do centro de São Paulo.

Às 18h46 ocorreu um novo déficit de geração, de 715 MW, com os desligamentos automáticos das UG-1 da UTN Angra 01 (620 MW - FURNAS) por sub-frequência e UG-01 da UHE Volta Grande (95 MW - CEMIG).

Às 18h59 ocorreu o desligamento automático do Bipolo 01 remanescente do ELO-CC com 2386 MW. A frequência atingiu 58,10 Hz, levando a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), 1o e 2o 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 frequência. Desse modo, houve solicitação, por parte do CNOS, para que as empresas realizassem cortes adicionais, o que foi feito, recuperando a frequência 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.

2.6.3 DIA 25/04/97

A condição do Sistema Interligado às 18h00 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 18h17 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 sub-tensão 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 sub-frequência 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 18h26, 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 19h23, as cargas foram sendo religadas gradativamente de acordo com a disponibilidade de geração do Sistema Interligado S/SE/CO.

A seguir, observa-se o comportamento de alguns equipamentos do SIN durante a ocorrência no dia 24 de abril de 1997.

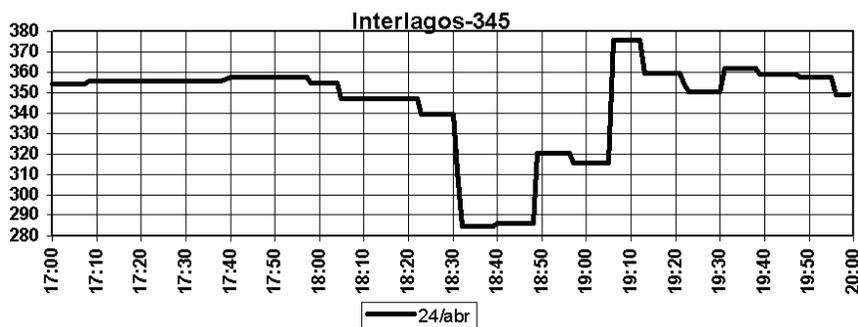


Figura 2.12 - Perfil da tensão na SE de Interlagos 345kV

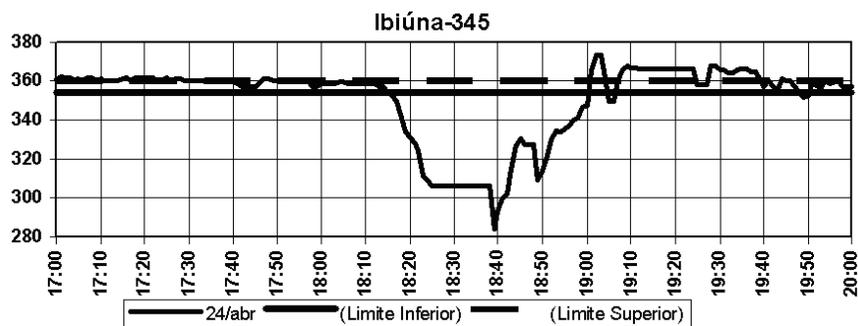


Figura 2.13 - Perfil da tensão na SE de Ibiúna 345kV

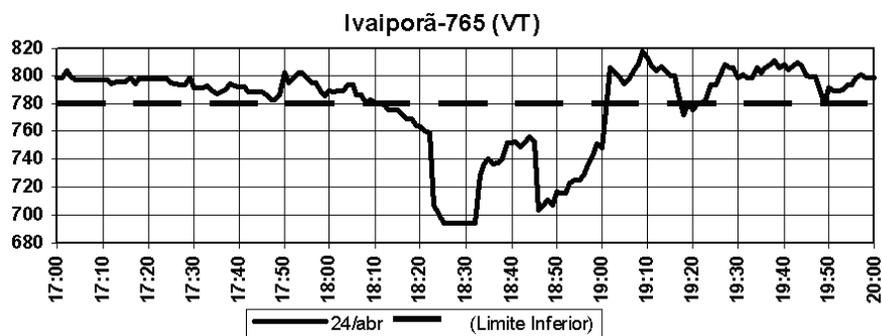


Figura 2.14 – Perfil da tensão VT (referência) na SE Ivaiporã 765kV

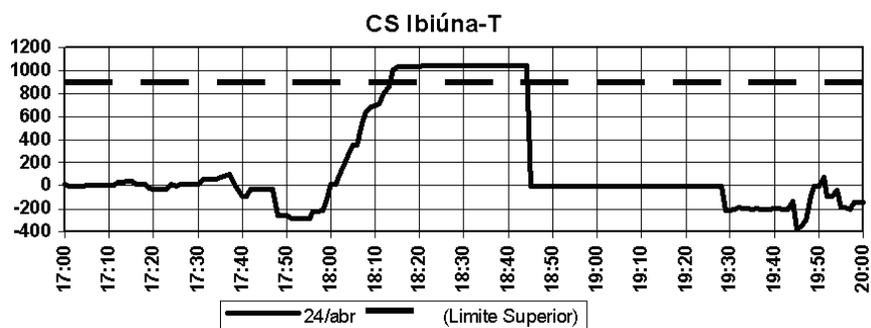


Figura 2.15 – Comportamento dos CS em MVar na SE de Ibiúna 345kV

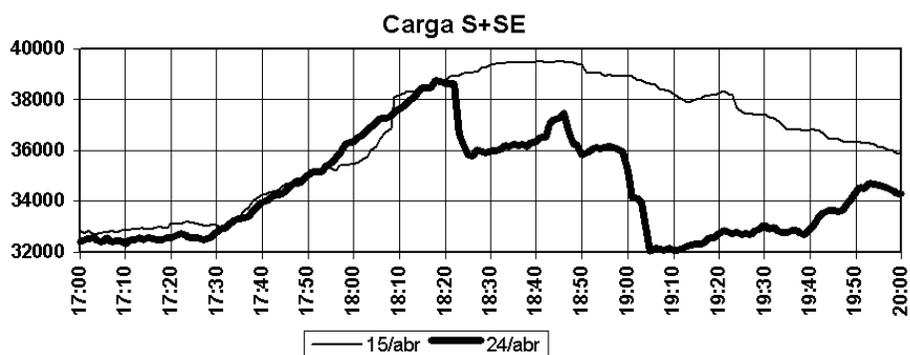


Figura 2.16 – Demanda em MW na região Sul e Sudeste

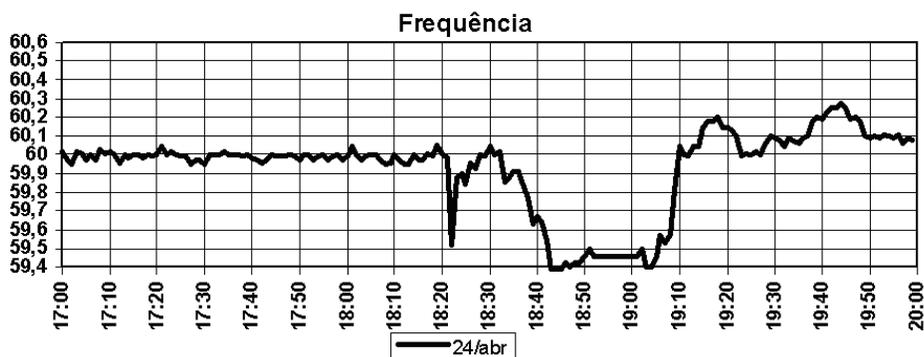


Figura 2.17 – Frequência no SIN

Ações do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) e corte de carga manual (ECAM) impediram a ocorrência de um colapso de tensão total nos dias 24 e 25 de abril de 1997 às 18h21 e 18h17, 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 então estavam restritas à área de 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 [14].

Capítulo 3

Sobre Metodologias de Análise e Equipamentos FACTS

A instabilidade de tensão representa, atualmente, um dos obstáculos à utilização da capacidade plena das instalações existentes em um sistema de energia elétrica [15]. Por este motivo, o desenvolvimento de métodos de análise da estabilidade de tensão capazes de oferecer um retrato completo das condições de estabilidade de um sistema tem sido tema intenso de pesquisa na última década. Métodos que possam indicar, com precisão adequada, à distância de um determinado ponto de equilíbrio ao limite de estabilidade, e principalmente, métodos que possam ser aplicados a uma enorme quantidade de cenários, capazes de considerar todas as características do sistema importantes para a análise do problema de estabilidade de tensão.

Os métodos de avaliação da estabilidade de tensão que vêm sendo mais amplamente aceitos e utilizados por grande parte da indústria de energia e de pesquisadores na área, são também os de mais simples definição e significado físico. Cálculo de margens, tanto de potência ativa quanto reativa, vem sendo aceito como critério mínimo de operação por parte de membros de um sistema interligado. Estas margens, obtidas através de cálculos de curvas PV e QV [18,19-21,7] para os mais diferentes cenários, devem obedecer a critérios mínimos tanto para casos de operação normal, quanto para casos sujeitos a contingências simples ou múltiplas [16,17]. 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. Em alguns sistemas, corte de carga só é normalmente permitido em caso de contingências múltiplas simultâneas de três ou mais elementos [16]. Para verificar a precisão destes métodos, várias outras ferramentas, como simulação não-linear no domínio do tempo, análise modal, ou fluxo de carga ótimo, podem ser utilizadas.

A avaliação da estabilidade de tensão de um sistema deve incluir, portanto, a identificação das áreas críticas, condições críticas de carregamento e contingências mais severas no que diz respeito ao risco de colapso de tensão. Esta análise permite visualizar quais são as barras mais adequadas para a aplicação de ações corretivas (chaveamento de capacitores/reatores, coordenação de taps de transformadores, corte de carga, etc.) e também em termos da aplicação de medidas de reforço (novos bancos de capacitores, condensadores síncronos ou estáticos, dispositivos FACTS, etc.) do ponto de vista da melhoria da margem de estabilidade de tensão.

3.1 Método de curvas PV

Este método é adequado para a identificação do ponto de colapso de tensão, que é assumido como sendo a condição de máxima transferência de potência do sistema.

A Figura 3.01 apresenta o esquema da formação de uma curva PV. Notar que para demandas de potência entre zero e a potência crítica, as soluções de alta e de baixa tensão se aproximam, resultando na curva PV. A figura indica o ponto limite de estabilidade de tensão e os pontos estáveis (V_{alta} ou pontos de nó) e instáveis (V_{baixa} ou pontos de sela) da curva.

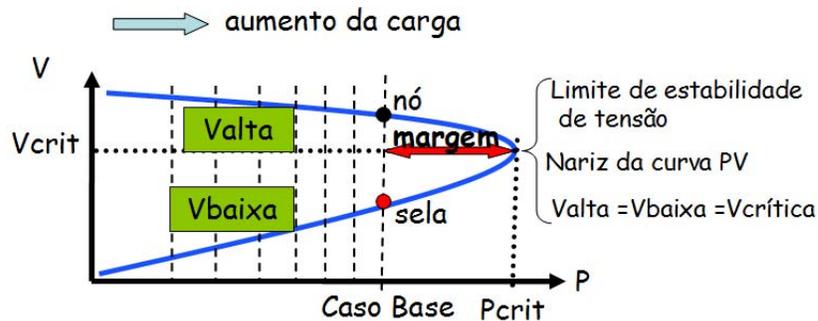


Figura 3.01 – Esquema de representação básica da curva PV

Sobre a curva PV podem-se ter as seguintes considerações:

1. Para sucessivos incrementos de potência observa-se que as soluções de alta e baixa tensão se aproximam, até terem um único valor para o caso de carregamento crítico (P_{crit}).
2. A potência crítica é definida como a máxima capacidade de transferência de potência do sistema, e o valor correspondente de tensão define a tensão crítica (V_{crit}) do ponto de vista de estabilidade.
3. Para as condições apresentadas na Figura 3.01, pode-se concluir que para um carregamento maior do que a potência crítica o sistema será instável do ponto de vista de tensão, já que não existe um ponto de equilíbrio para tal situação. Portanto a potência crítica define o ponto de colapso de tensão.
4. A distância do Caso Base ao ponto de colapso, em MW, define a margem de estabilidade de tensão.

Os pontos das curvas PV são normalmente obtidos a partir da solução de fluxos de carga, utilizando-se o método de Newton. À medida que o sistema é estressado, no entanto, suas não-linearidades afloram. Isto é refletido na matriz Jacobiana do fluxo de carga, a qual se aproxima da singularidade à medida que os pontos da curva PV são calculados. O método de Newton, normalmente, sofre de dificuldades de convergência em pontos na região de máximo carregamento do sistema, devido à proximidade da singularidade da matriz Jacobiana utilizada por este método. Para resolver este problema na região de singularidade da matriz Jacobiana, e também para a obtenção de qualquer ponto sobre a curva PV, vários métodos de fluxo de potência baseados em técnicas de continuação vêm sendo propostos na literatura [22,23]. Estes métodos consistem, normalmente, em etapas de parametrização, previsão, controle de passo e correção. Através de modificações mínimas na matriz Jacobiana do sistema, elimina-se sua singularidade, e, portanto, regulariza-se a convergência do método de Newton modificado.

Mostra-se na Figura 3.02, por exemplo, utilizando-se o sistema IEEE-14 barras, a eficiência dos métodos de continuação para ilustrar o impacto dos limites de potência reativa dos geradores e dos limites de variação de taps dos OLTC's na obtenção das curvas PV, e, portanto, das margens de estabilidade.

Pode-se notar, a partir da figura, que a representação dos limites de reativos dos geradores causa uma grande diminuição na máxima capacidade de transferência de potência do sistema, enquanto a representação de taps variáveis leva à obtenção de margens levemente maiores. Este resultado preliminar indica que muitos fatores podem influenciar a obtenção das curvas PV e das margens de estabilidade do sistema.

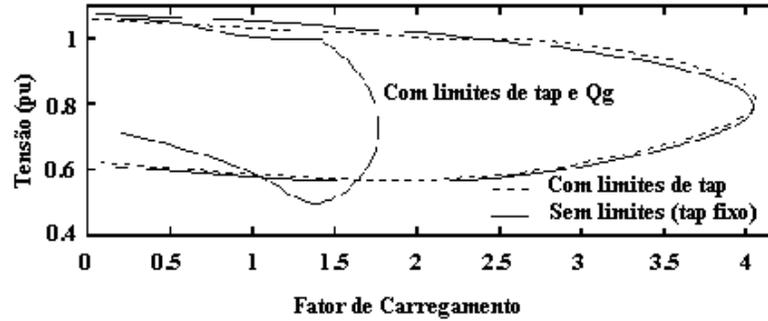


Figura 3.02 – Testes no sistema IEEE-14 barras para a ilustração de métodos da continuação

Apesar de fornecerem informação muito importante com relação às margens de estabilidade, os métodos baseados em curvas PV e QV não propiciam a identificação de áreas críticas de estabilidade de tensão, assim como não fornecem informação sobre que tipo de medida preventiva ou de reforço resultaria em melhorias das margens de estabilidade. Para resolver este problema, propõe-se em [7] um método de análise modal estática (por ser aplicada à matriz Jacobiana reduzida do fluxo de potência), o qual identifica as áreas críticas do sistema através da observação dos autovalores e autovetores críticos da matriz Jacobiana do fluxo de carga.

3.2 Método de Análise Modal para a Avaliação da Estabilidade de Tensão

O método de análise modal proposto em [7] consiste na aplicação de 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 do ponto de operação, o qual pode ser expresso por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

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.

Para a definição da matriz Jacobiana reduzida (J_R) faz-se a hipótese em [7] de que, para cada ponto de operação, as variações de potência ativa são nulas ($\Delta P = 0$), e a estabilidade é avaliada considerando-se somente a relação incremental entre V e Q, ou seja:

$$\Delta Q = J_R \Delta V \quad (3.2)$$

Onde $J_R = [J_{QV} - J_{Q\theta} J_{P\theta}^{-1} J_{PV}]$ é a matriz Jacobiana reduzida do sistema.

A análise modal estática, como proposta em [7,24] envolve a determinação dos autovalores e autovetores críticos da matriz de sensibilidade Q-V reduzida (matriz Jacobiana J_R da equação 3.2). Os 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.

3.2.1 Metodologia Completa para a Análise Modal da Estabilidade de Tensão

O método de análise modal convencional utiliza a matriz Jacobiana reduzida reativa [7,25]. Assume-se essencialmente que não há variações de potência ativa para todas as barras do sistema. Consequentemente, este método avalia somente o efeito de variações de potência reativa na estabilidade de tensão do sistema. O efeito de variações de potência ativa pode, no entanto, representar um papel importante na análise da estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica. Uma metodologia de análise modal completa deve incluir estas características.

a) O uso das duas matrizes Jacobianas reduzidas

A informação modal extraída da matriz Jacobiana completa pode ser capturada através de duas matrizes reduzidas na região do ponto de singularidade. As matrizes reduzidas, determinadas assumindo-se $\Delta P=0$ e $\Delta Q=0$ respectivamente, representam os efeitos desacoplados de variações de potência reativa e potência ativa na estabilidade de tensão de sistemas de energia. Como a análise modal é uma técnica linear, este desacoplamento justifica-se. No entanto, o impacto de variações de P e Q deve ser avaliado para que as condições de estabilidade de tensão do sistema de potência sejam caracterizadas por completo.

A técnica de análise modal convencional representa a solução do subproblema reativo. Neste subproblema avaliam-se os efeitos de variações de potência reativa (em barras de carga) na estabilidade de tensão do sistema. O subproblema reativo é dado por:

$$\Delta V = J_{RQV}^{-1} \Delta Q \quad (3.3)$$

A interpretação física da equação (3.3) é como segue: "se a matriz J_{RQV} é singular, uma variação incremental de potência reativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras". Consequentemente, o autovetor crítico de J_{RQV} revela as barras do sistema onde o aumento do consumo de reativos da carga seria mais prejudicial para a estabilidade do sistema. Estas barras representam os melhores locais para corte de carga reativa (compensação shunt). Em outras palavras, as áreas críticas identificadas a partir do autovetor de J_{RQV} relacionam-se às condições do sistema do ponto de vista de variações de potência reativa [7,25].

No entanto, a matriz J_{RQV} sozinha não é suficiente para caracterizar completamente as condições de estabilidade de tensão do sistema, visto que a influência das variações de potência ativa não é considerada. Do ponto de vista de variações de potência ativa, o problema pode ser considerado como segue, usando-se a hipótese de $\Delta Q=0$:

$$\Delta \theta = J_{RP\theta}^{-1} \Delta P \quad (3.4)$$

A interpretação física da equação (3.4) é como segue: "se a matriz $J_{RP\theta}$ é singular, uma variação incremental de potência ativa em uma única barra do sistema pode causar um colapso de tensão em uma barra, ou em um grupo de barras".

O autovetor crítico da matriz $J_{RP\theta}$ revela, portanto, as barras do sistema onde acréscimos no consumo de potência ativa da carga são mais prejudiciais para a estabilidade de tensão do sistema. Estas são as áreas críticas da estabilidade de tensão a partir de uma perspectiva de potência ativa. Elas representam locais para ações de planejamento ou de

operação relacionadas com potência ativa, tais como corte de carga, expansão da geração, ou redespacho da geração, com o propósito de melhorar as margens de estabilidade de tensão do sistema [26]. Uma vantagem da aplicação de análise modal para o sub-problema ativo é que se torna possível à obtenção de fatores de participação também para os geradores, enquanto que o sub-problema reativo só fornece fatores de participação para as barras de carga.

b) Expansão da Metodologia Convencional de Análise Modal para a Inclusão dos Efeitos de Variação de Potência Ativa

Em sistemas reais, a instabilidade de tensão ocorre devido a uma combinação do perfil de demanda de potência ativa e reativa de cargas e geradores. Ambos, o subproblema reativo e o subproblema ativo devem ser considerados em conjunto. Os dois subproblemas podem ser combinados como mostra a figura 3.03, para definir uma técnica de análise modal completa. O esquema faz uso da natureza desacoplada da matriz Jacobiana completa no ponto de singularidade. Usando-se os fatores de participação ativo e reativo de forma complementar, as características de estabilidade de tensão de um sistema de potência podem ser completamente exploradas e entendidas. Cabe salientar que a matriz Jacobiana completa, apesar de maior, é a mais esparsa das três matrizes. Como a matriz completa fornece a mesma informação modal que as duas matrizes reduzidas, esta poderia ser utilizada para manter as vantagens de sua esparsidade.

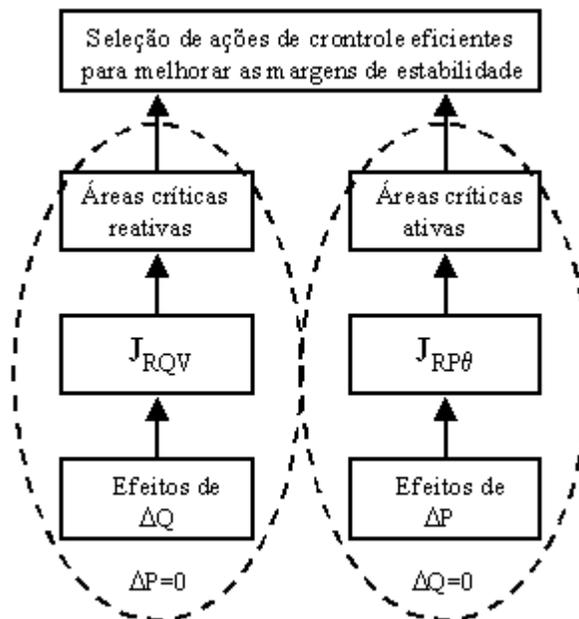


Figura 3.03 – Esquema ilustrativo para uma metodologia de análise modal completa

3.3 Indicadores utilizados para avaliar o desempenho de regime permanente do sistema com e sem a inclusão dos dispositivos FACTS

Para avaliar o desempenho de regime permanente do sistema elétrico do Estado de São Paulo antes e após da aplicação dos dispositivos FACTS serão utilizados três indicadores principais:

- Margem de Estabilidade de Tensão;
- Perfil de Tensão;
- Perdas no Sistema.

A margem de estabilidade de tensão, obtida via curvas PV, serve como uma medida da distância entre o ponto de operação atual e o limite de estabilidade do sistema, podendo ser monitorada em porcentagem em relação ao carregamento base ou em MW. No capítulo 4 será apresentado um estudo amplo da margem de estabilidade de tensão do sistema de São Paulo, considerando diferentes patamares de cargas e topologias.

O acompanhamento do perfil de tensão do sistema permite a identificação de violações dos limites de tensão indicados para cada barra, além de possibilitar a avaliação da melhoria trazida nos níveis de tensão após a instalação de cada dispositivo FACTS. As Figuras 3.04 e 3.05 apresentam os perfis de tensão para dois horários, sendo o primeiro de carga leve e o segundo de carga pesada. Uma das principais tarefas dos operadores do sistema é a manutenção dos níveis de tensão dentro da faixa adequada através do chaveamento de dispositivos de controle de tensão.

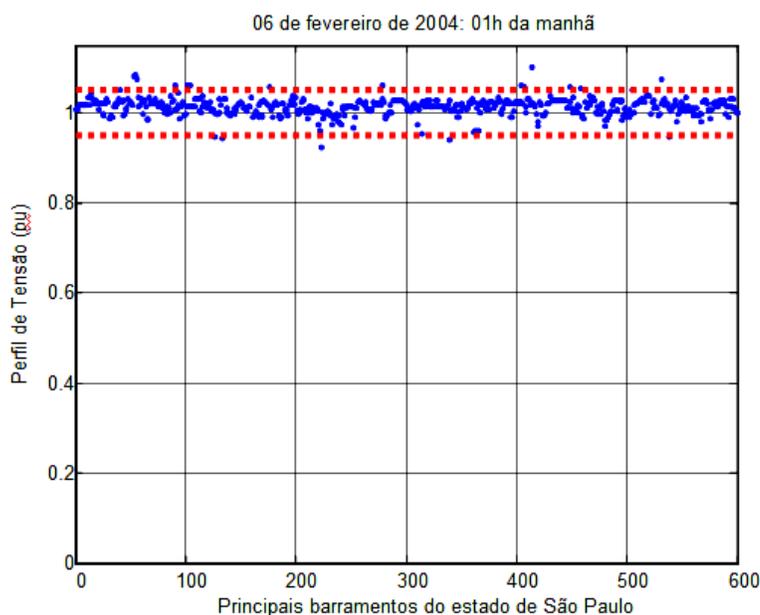


Figura 3.04 - Perfil de Tensão da rede de transmissão de São Paulo – 06/02/04, 01h00 (Carga Leve)

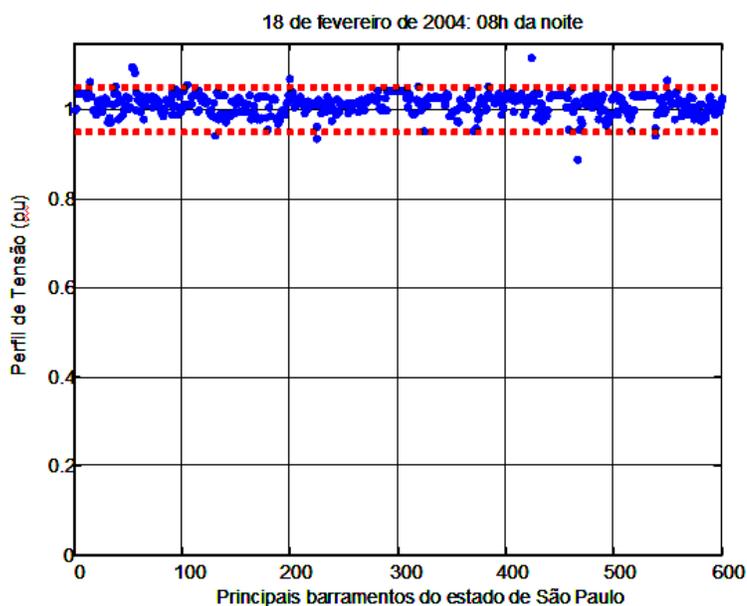


Figura 3.05 - Perfil de Tensão da rede de transmissão de São Paulo – 18/02/04, 20h00 (Carga Pesada)

A avaliação das perdas no sistema de transmissão, por sua vez, é um índice muito importante a se considerar por refletir nos aspectos econômicos e na eficiência das empresas de transmissão. Um efeito colateral que em geral se consegue com a instalação dos FACTS é a diminuição das perdas. Desta forma, o monitoramento das perdas com e sem a inclusão dos FACTS é um aspecto fundamental a ser considerado. De acordo com a referência [27], as perdas, bem como o déficit/excesso de reativos em cada ramo, podem ser calculadas, após a solução do fluxo de carga, pelas seguintes expressões:

$$P_{perdas} = P_{km} + P_{mk} = g_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \\ = g_{km} |E_k - E_m|^2$$

$$Q_{perdas} = Q_{km} + Q_{mk} = -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} (V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \\ = -b_{km}^{sh} (V_k^2 + V_m^2) - b_{km} |E_k - E_m|^2$$

(3.17)

3.4 Uma Revisão sobre a Tecnologia FACTS

FACTS é o acrônimo de “*Flexible AC Transmission Systems*” e se refere a um grupo de equipamentos usado para superar certas limitações na capacidade de transmissão estática e dinâmica das redes elétricas. O IEEE define os FACTS como “sistemas de transmissão de corrente alternada que incorporam fundamentos de eletrônica de potência e outros controladores estáticos para incrementar o controle e a capacidade de transferência de potência de sistemas de transmissão”. A principal função dos FACTS é injetar na rede, no menor espaço de tempo possível, potência ativa ou reativa de forma a atingir objetivos de controle específicos, conseguindo também melhorar a qualidade e a eficiência no estágio de transmissão da energia elétrica pelo sistema [28].

A execução de projetos de expansão das redes existentes para diminuir congestionamentos e aumentar o nível de segurança é uma estratégia de longo prazo e de alto custo. Em termos de curto e médio prazo, a inclusão de tecnologias FACTS pode ser empregada com baixo custo, comparativamente à expansão da rede, propiciando bons resultados em termos do aumento da capacidade de transferência de potência de linhas existentes, diminuição de congestionamentos e perdas, amortecimento de oscilações de baixa frequência nos fluxos de potência ativa, melhoria de estabilidade transitória, melhoria da estabilidade de tensão, rápida regulagem de tensão e maior flexibilidade no controle da rede [28].

Os FACTS são divididos nas categorias série e paralelo, determinadas pela maneira em que são conectados ao sistema de potência (figura 3.06).

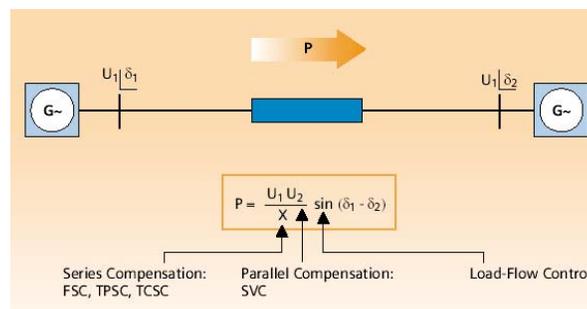


Figura 3.06: Equação do ângulo de carga da linha e FACTS com influência em cada parâmetro – Figura Manual SIEMENS PTD

3.4.1 Compensação Paralela

A compensação paralela é definida como qualquer tipo de compensação reativa, utilizando unidades de comutação mecânica ou eletronicamente controladas, que estejam ligadas em paralelo (ou derivação) em um dado nó da rede de transmissão.

A figura 3.07 ilustra os principais tipos de compensação em paralelo, sendo que MSC e MSR são, respectivamente, capacitores e reatores chaveados mecanicamente. A análise dessa figura mostra claramente as vantagens da compensação estática controlada eletronicamente em termos de flexibilidade de controle e de minimização de ocorrências de sub e sobre-tensão devido a variações de carregamento do sistema. Entre os dispositivos FACTS em paralelo, o SVC (Compensador Estático de Reativos) é o mais utilizado nos sistemas de transmissão existentes.

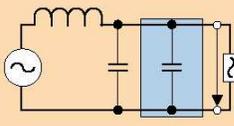
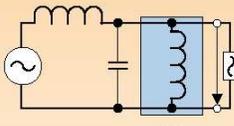
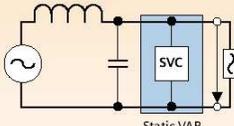
Type	Short-circuit level	Transmission phase angle	Steady-state voltage	Voltage after load rejection	Application
 MSC	nearly unchanged	slightly increased	increased	high	voltage stabilisation at heavy load
 MSR	nearly unchanged	slightly decreased	decreased	low	voltage stabilisation at light load
 SVC Static VAR Compensator	nearly unchanged	controlled	controlled	limited by control	fast voltage control reactive power control damping of power swings

Figura 3.07: Dispositivos de compensação em paralelo mais comuns – Figura Manual SIEMENS PTD

Os SVC's permitem o controle rápido e seguro da tensão em barramentos do sistema de transmissão. Com tempos de resposta médios que variam de 30 a 40 ms, os SVC's são bem mais rápidos do que os reatores e capacitores mecanicamente comutados (100 a 150 ms) e podem também ser usados para o amortecimento de oscilações de potência.

Quando a tensão de sistema é baixa, o SVC gera potência reativa capacitiva. Quando a tensão de sistema é elevada, absorve potência reativa indutiva. A potência reativa é mudada ligando os bancos trifásicos capacitivos e reativos conectados ao lado secundário do transformador. Cada banco capacitivo é ligado ou desligado por válvulas tiristorizadas (TSC). Os reatores podem ser comutados (TSR) ou controlados (TCR) também através das válvulas eletrônicas. Os componentes principais de um SVC são mostrados na Figura 3.08.

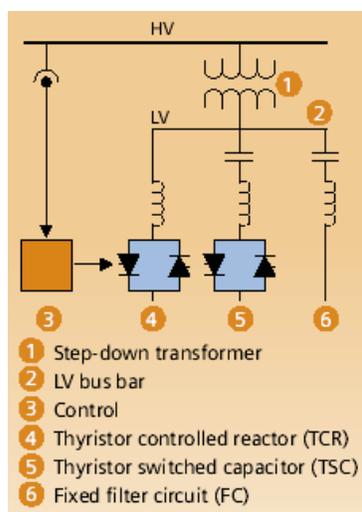


Fig.3.08: Principais componentes de um SVC – Figura Manual SIEMENS PTD

O compensador estático de reativos pode ser projetado para executar as seguintes tarefas:

- Controle e estabilização de tensão;
- Controle dinâmico de potência reativa;
- Melhoria da estabilidade transitória;
- Amortecimento de oscilações de potência ativa;
- Aumento de capacidade de transferência de potência.

O projeto dos módulos TCR/TSR e TSC é determinado pela característica tensão *versus* corrente desejada para o SVC (Figura 3.09). A especificação do SVC depende principalmente dos limites para as modalidades de operação capacitiva e indutiva e a inclinação da curva característica depende do nível de curto circuito e condições operativas do sistema no ponto de conexão.

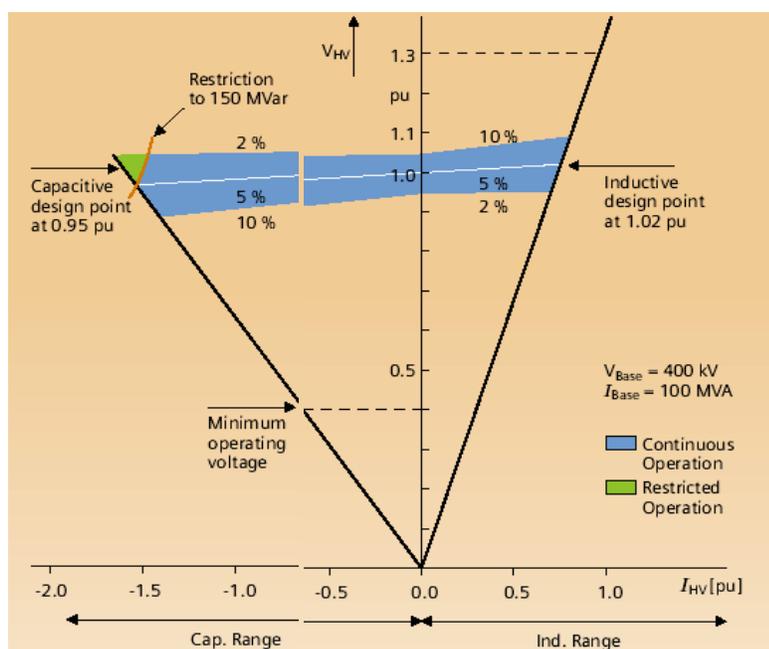


Figura 3.09: Característica $V \times I$ do SVC (Lado HV) – Figura Manual SIEMENS PTD

A Figura 3.10 mostra algumas configurações típicas do SVC. A seleção de cada configuração depende de fatores como custos de investimento, perdas e da disponibilidade de montagem.

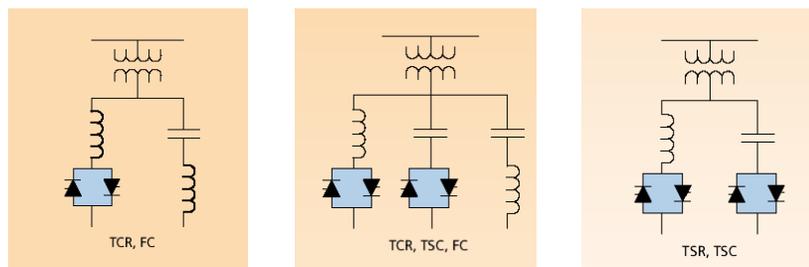


Figura 3.10: Configurações típicas de SVC – Figura Manual SIEMENS PTD

A Figura 3.11 ilustra a disposição dos componentes de um SVC em uma vista isométrica.

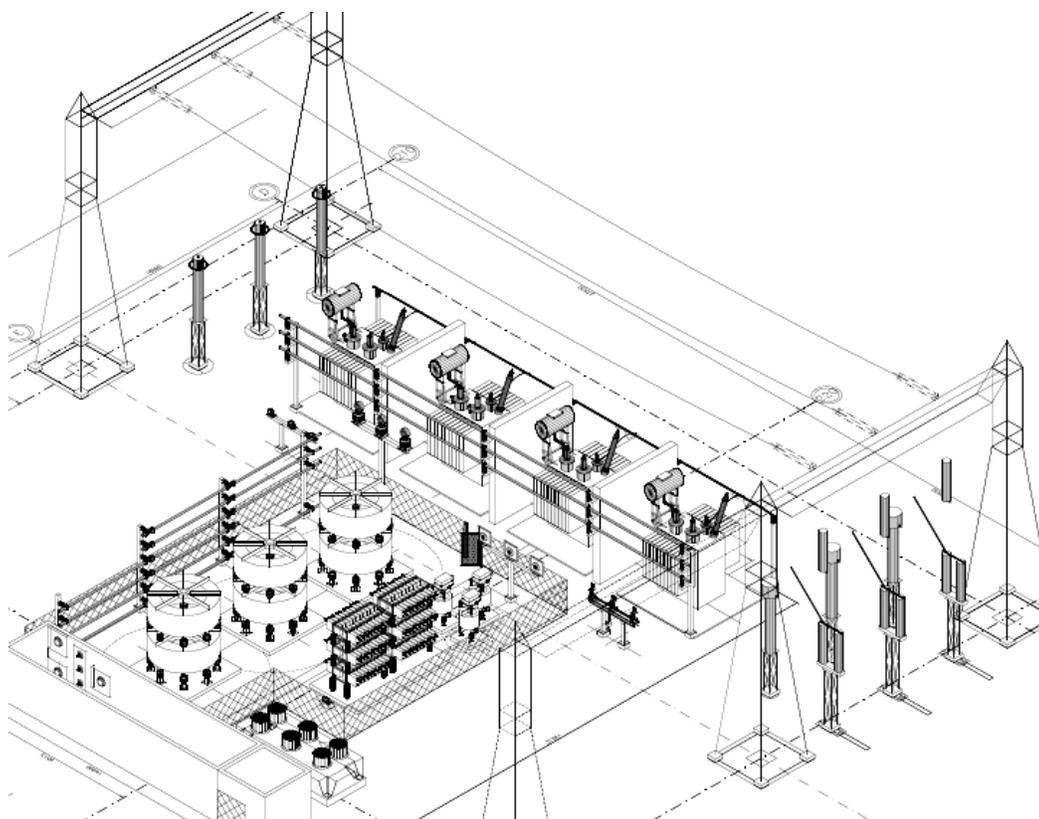


Figura 3.11: Vista Isométrica do SVC – Figura Manual SIEMENS PTD

3.4.2 Compensação em Série

A transmissão de potência ativa é limitada principalmente pela impedância da linha de transmissão. A compensação série visa a diminuição da impedância da linha, resultando, portanto, no aumento da capacidade de transferência de potência para valores próximos à capacidade térmica dos condutores.

A compensação série pode fornecer os seguintes benefícios para redes de transmissão em longa distância:

- Reduz quedas de tensão nas linhas;
- Limita quedas de tensão sobre cargas dependentes da tensão;
- Controla a distribuição dos fluxos de potência entre linhas da transmissão paralelas;
- Aumenta a capacidade de transferência de potência de linhas existentes;
- Reduz o ângulo da transmissão de linhas existentes;
- Aumenta a estabilidade do sistema.

O dispositivo FACTS mais simples para a compensação série controlada eletronicamente é FSC (capacitor fixo chaveado via válvulas tiristorizadas). Os FSC's são compostos por bancos de capacitores convencionais, varistores paralelos (varistores de óxido metálico, MOVs), gaps de descarga (*spark gaps*), e um interruptor *bypass*. Os varistores de entrada protegem o capacitor das sobre tensões durante e após falhas no sistema de transmissão. O gap de descarga protege o varistor contra excessiva absorção de energia; o interruptor *bypass*, por sua vez, protege a abertura do gap de descarga. São ainda utilizados três interruptores de alta tensão para integrar o FSC à rede ou para isolá-lo da linha da transmissão (por exemplo, para finalidades de manutenção).

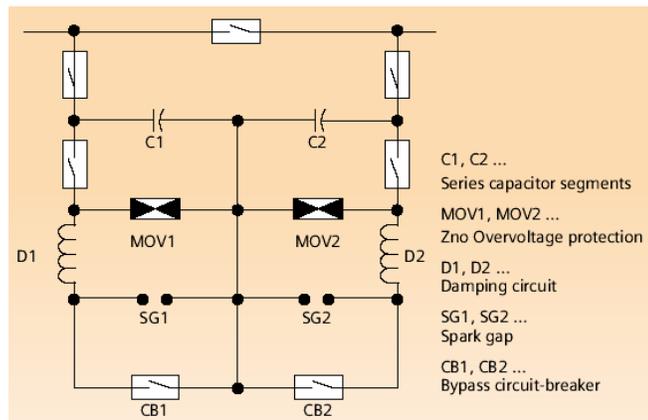


Figura 3.12: Principais componentes e configuração de FSC com dois segmentos – Figura Manual SIEMENS PTD

A compensação série de potência reativa também pode ser feita por meio de capacitores série controlados por tiristores (TCSC's), os quais podem atuar em uma escala mais ampla de condições de operação podem controlar a corrente e o fluxo da carga em linhas de transmissão paralelas, melhoram ao mesmo tempo a estabilidade do sistema. Aplicações secundárias para TCSC's incluem o amortecimento de oscilações de potência e a mitigação de ressonância sub-síncrona. O diagrama de circuito equivalente na Figura 3.13 mostra a configuração básica, compreendendo um capacitor e um reator paralelo comutado por tiristores.

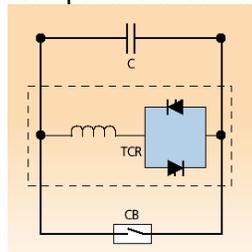


Figura 3.13: Esquema do TCSC – Figura Manual SIEMENS PTD

A Figura 3.14 mostra a faixa de operação de um TCSC. Pela variação do ângulo de disparo dos tiristores a impedância eficaz de um TCSC pode ser variada. Com ângulo de

disparo igual a 180° a impedância do TCSC iguala-se à impedância do capacitor; aproximadamente em 148° a impedância do TCSC é três vezes a impedância do capacitor. Com um ângulo de disparo de 90° ou maior até aproximadamente 148° , o TCSC fornece uma impedância indutiva.

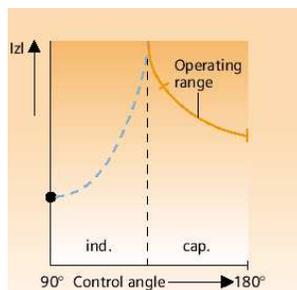


Figura 3.14: faixa de operação de um TCSC– Figura Manual SIEMENS PTD

O TCSC oferece as seguintes vantagens em relação à compensação série fixa (FSC):

- Usado para controle de fluxo de carga;
- Fornece amortecimento de Oscilações de Potência em associação com o POD (*Power Oscillation Damping*);
- Permite grau mais elevado de compensação;
- Melhor proteção do capacitor pelos tiristores.

A Figura 3.15 mostra o esquema básico do TCSC instalado na subestação de Serra da Mesa para a estabilização do fluxo de potência da interligação norte-sul do Sistema Brasileiro. Esse equipamento associado a um POD foi fundamental para permitir o intercâmbio de energia nos dois sentidos da interligação norte-sul.



Figura 3.15: TCSC – Serra da Mesa, 550 kV, 107.46 MVar– Figura Manual SIEMENS PTD

3.5 Impacto da Tecnologia FACTS na rede e expectativa de mercado

A Figura 3.16 resume o impacto dos diferentes dispositivos FACTS no desempenho de sistemas elétricos de potência. A avaliação é baseada em um grande número de estudos e experiências dos projetos já realizados. Na mesma figura, para a comparação, as propriedades do HVDC são também listadas [29, 30, 1].

Principle	Devices	Scheme	Impact on System Performance		
			Load Flow	Stability	Voltage Quality
Variation of the Line Impedance: Series Compensation	FSC (Fixed Series Compensation)		●	●●●	●
	TPSC (Thyristor Protected Series Compensation)		●	●●●	●
	TCSC (Thyristor Controlled Series Compensation)		●●	●●●	●
Voltage Control: Shunt Compensation	SVC (Static Var Compensator)		○	●●	●●●
	STATCOM (Static Synchronous Compensator)		○	●●	●●●
Load-Flow Control	HVDC (B2B, LDT)		●●●	●●●	●●
	UPFC (Unified Power Flow Controller)		●●●	●●●	●●●

Influence: *

- low or no
- small
- medium
- strong

Figura 3.16: Análise comparativa do impacto de diferentes FACTS- Figura Manual SIEMENS PTD

A tecnologia FACTS usada em derivação mais consolidada é o SVC, fornecendo o controle rápido de tensão, controle de potência reativa e amortecimento de oscilações de potência. Já para a compensação série o dispositivo mais consolidado no mercado é o FSC. A compensação série controlada por tiristor (TCSC) é usada para o controle de fluxo da carga, e é muito eficaz também para amortecer as oscilações de potência. Os controladores FACTS especiais são STATCOM (compensador estático síncrono, com dispositivos auto comutados tais como GTO, IGBT ou IGCT) e UPFC (Unified Power flow Controller), que usam os ramos de conversão paralela e série. O tempo de resposta do STATCOM é menor do que o SVC. Entretanto, para a maioria das aplicações em sistemas e em interconexões de transmissão, o SVC, TCSC e FSC são usados cumprindo as exigências normais da rede. STATCOM e UPFC são ainda soluções utilizadas para necessidades especiais.

Um grande número de dispositivos FACTS já foi posto em operação, seja como projetos consolidados ou como protótipos comerciais. As expectativas do mercado para FACTS e adicionalmente para HVDC são apresentadas na Figura 3.17. [1]

Shunt Compensation	SVC	●●●
	STATCOM	●
Series Compensation	FSC	●●●
	TCSC	●●
Combined Device	UPFC	●
Power Transmission	HVDC	●●●

●●● Excellent Market
●● Upcoming Market
● Small Market

Figura 3.17: Mercado dos FACTS e HVDC- Figura Manual SIEMENS PTD

3.6 Aplicação de dispositivos FACTS no Brasil

3.6.1 Interconexão dos Sub-Sistemas Norte – Sul via TCSC's

Duas alternativas da transmissão foram consideradas e analisadas para estabelecer a interconexão Norte-Sul: um bipolo CC (+/- 400 kV) e uma única linha compacta de transmissão CA de 500 kV (de 4x954 MCM), 1.020 km de comprimento. Em ambos casos, esta interconexão deve ligar a subestação de 500 kV de Imperatriz (Sistema Norte-Nordeste) à usina de Serra da Mesa (Sistema Sul-Sudeste-Centro Oeste) e deve ser dimensionada para transmitir até 1.300 MW, com capacidade de operação desde o vazio até plena carga nos dois sentidos.

De um ponto de vista puramente técnico, esta interconexão de baixa capacidade entre dois grandes sistemas que têm critérios diferentes de planejamento e operação, podia ser considerada uma aplicação ideal para a tecnologia da transmissão HVDC. De um ponto de vista estratégico e político, entretanto, a alternativa da transmissão CA era altamente atrativa para permitir a incorporação das novas usinas hidroelétricas previstas para as próximas duas décadas no recentemente criado Estado do Tocantins, bem como para permitir a expansão futura da rede AC de 500kV naquela região.

Dois TCSC's foram planejados a fim amortecer as oscilações de baixa frequência entre as áreas N/NE e S/SE. Os TCSC's estão situados no circuito principal de 500 kV nas subestações terminais de Imperatriz e Serra da Mesa. A Figura 3.18 mostra a configuração proposta para a compensação reativa no circuito de 500 kV Imperatriz-Serra da Mesa [31, 32].

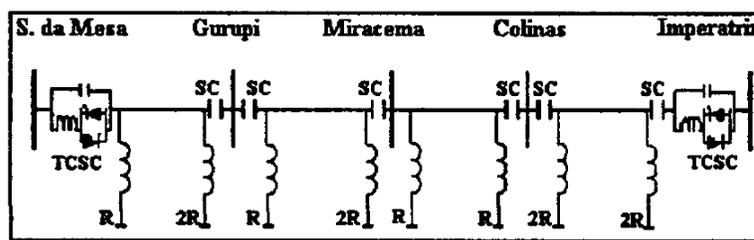


Figura 3.18: Diagrama da Linha de Transmissão Imperatriz/Serra da Mesa

A Figura 3.19 mostra como os problemas com oscilações inter-área são resolvidos no Sistema Brasileiro com a inclusão dos TCSC's. Este caso representa uma situação crítica devido ao grande comprimento da linha de interconexão entre os dois sistemas. Registros de testes de campo realizados mostram que a interconexão se tornaria instável sem a função de amortecimento do TCSC. Se somente um TCSC estiver em operação a interconexão torna-se estável. Com ambos dispositivos agindo simultaneamente as oscilações inter-área diminuem de amplitude e tem maior amortecimento, além de garantir redundância para o sistema [1].

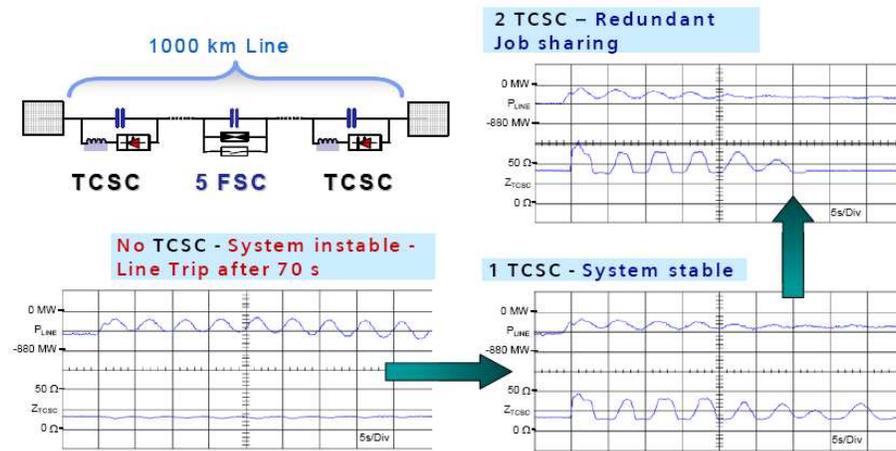


Fig. 3.19: Transmissão AC de longa distancia no Brasil (testes de estabilidade) – Figura Manual SIEMENS PTD

3.6.2 Compensação Serie São João do Piauí (FSC)

A compensação série de São João de Piauí foi desenvolvida para aumentar a transferência de potência através das linhas de Sobradinho – Boa Esperança na rede CA Maranhão - Bahia 500 kV (Figura 3.20). A rede CA em Presidente Dutra é acoplada através deste corredor à usina de Sobradinho por duas linhas série com conexão na subestação de São João de Piauí. Em extensão futura, este corredor de transmissão será expandido com a adição de uma linha paralela SJP-SOB e um novo corredor conectando João do Piauí e Colinas para usar a potência hidrelétrica adicional da área de Tocantins e Maranhão.

O sistema FSC consiste em dois capacitores, um em cada uma das linhas em série situadas na subestação São João de Piauí para Sobradinho e São João do Piauí para Boa Esperança. Ambos têm um projeto idêntico, mas impedâncias diferentes, em função dos comprimentos das duas linhas que são diferentes. Nos dois casos o grau de compensação da impedância das linhas é de 70%. Com potências nominais de 484 e 437 MVA, os capacitores série de São João de Piauí permitem um incremento significativo da potência transferida através dos sub-sistemas Maranhão e Bahia, além de melhorar a estabilidade da rede [33].

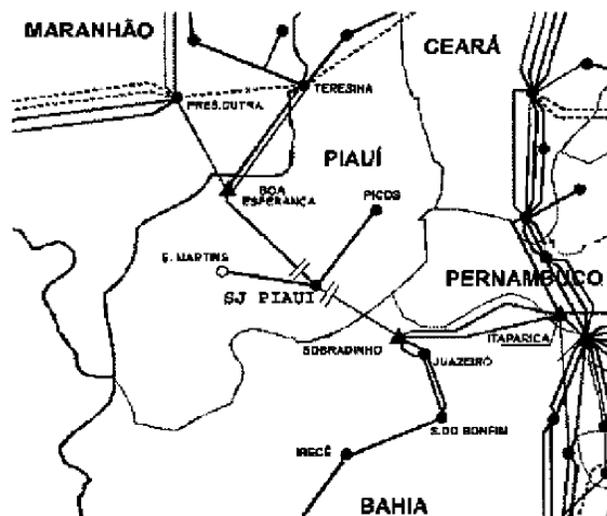


Fig. 3.20: Localização do FSC de São João do Piauí (Brasil)

3.6.3 Compensação Paralela Subestação São Luis II (SVC)

O SVC instalado na subestação de São Luis da Eletronorte, terá uma saída de potência reativa continuamente controlada de 150 MVar capacitiva a 100 Mvar indutiva. Ele foi provido de um TCR (reator controlado a tiristor), um TSC (capacitor chaveado a tiristor) e dois ramos de filtros, que serão conectados ao barramento de 230 kV da Subestação de São Luis II através de um transformador de 150 MVA. Com foco, num projeto mais econômico do SVC, a tensão nominal do secundário do transformador será de 17.5 kV [34]. A característica V x I do SVC vista do lado AT está mostrada na Figura 3.21. Os pontos de operação em regime permanente bem como os pontos de operação em regime de sobrecarga estão indicados na Figura 3.21.

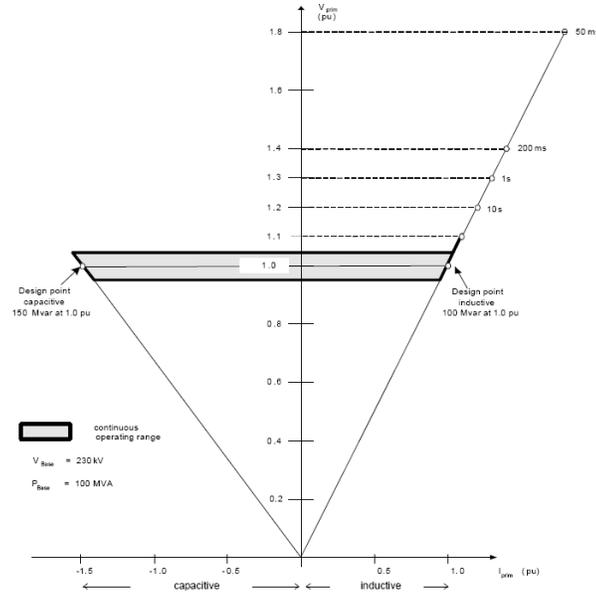


Figura 3.21 - Característica V/I do SVC vista do lado AT do transformador

O arranjo utilizado para este SVC é mostrado no diagrama unifilar simplificado da Figura 3.22. A tensão nominal do secundário do transformador foi otimizada para 17.5 kV. O barramento de baixa tensão LV é conectado ao barramento de alta tensão através de um transformador de 150 MVA com impedância de dispersão de 12 %. O TSC juntamente com os 2 ramos de filtro fornecem a saída capacitiva de 150 MVar, conforme especificado para a tensão do sistema (ponto de operação capacitivo). O ponto de operação indutivo de -100 MVar, como especificado para 1.0 pu, é obtido através dos 2 filtros juntamente com o TCR operando com ângulo próximo de 90° [34].

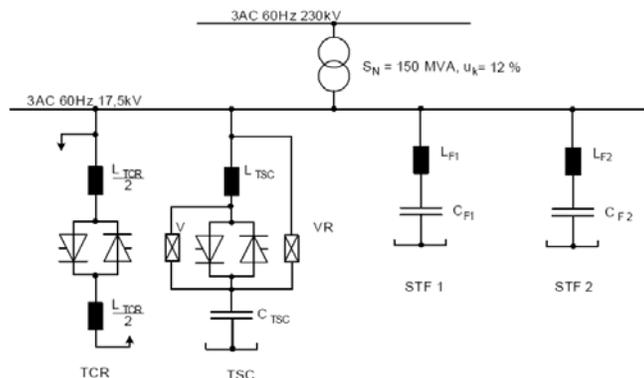


Figura 3.22 - Diagrama unifilar básico do SVC

Capítulo 4

Estudo e Diagnóstico da Rede Elétrica do Estado de São Paulo

Este capítulo apresenta uma análise das condições operativas do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo a fim de avaliar a margem de estabilidade de tensão para diferentes cenários de topologia e carregamento, assim como a detecção das barras e áreas críticas com relação aos limites de estabilidade de tensão. Considera-se também um estudo pós-contingência (N-1), levando em conta contingências simples, para os diferentes cenários de carregamento e topologia. A técnica de análise modal é utilizada para verificar a abrangência e tipos de impacto (local, de área ou sistêmico) que algumas contingências, capturadas através do método da curva PV, causam na rede elétrica. Finalmente faz-se uma análise das perdas de potência ativa e reativa do sistema para os diferentes cenários de carregamento e topologia.

Os dados disponíveis para os estudos supracitados correspondem aos horários e dias apresentados na Tabela 4.01. Como indicado nessa tabela, os dados correspondem a diferentes dias, sendo possível apenas estimar o comportamento durante um dia de operação completo.

Tabela 4.01: Dados para estudo de caso base do sistema de transmissão de São Paulo

Data	Horário	Tipo de Carga
06/02/04	00:00	Leve
	01:00	
	02:00	
	03:00	
	04:00	
	05:00	
	06:00	
19/02/04	08:00	Média
	09:00	
	10:00	
	11:00	
	12:00	
	13:00	
	14:00	
18/02/04	15:00	Pesada
	16:00	
	17:00	
	18:00	
	19:00	
	20:00	
	21:00	
22:00		
23:00		

4.1 Análise de Margem de estabilidade de tensão da rede elétrica do Estado de São Paulo

A definição mais correta de como incrementar a carga e a geração ainda é polêmica. 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 o pior caso, ou pelo menos um dos piores cenários [16,17]. Sugere-se para os sistemas membros do WSCC [16], 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. 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/QV.

Um dos principais objetivos dessa etapa é diagnosticar a operação do sistema de transmissão de São Paulo em relação ao risco de ocorrência de um colapso de tensão através do cálculo de curvas PV, e identificar os principais fatores de impacto na margem. Considerando as seguintes hipóteses: cenário de crescimento proporcional da carga, aumento de geração somente na área interna para cada intervalo, cargas com fator de potência constante e modeladas como injeções de potência constante, obtém-se uma margem de estabilidade de tensão para cada um dos intervalos estudados. 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.

4.1.1 Análise da MET 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 4.02 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo, considerando incremento de carga e geração na área interna conforme definido anteriormente.

Tabela 4.02 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga leve.

Horário	Data	Demanda (MW / MVar)		Geração (MW / MVar)		* Reativo (Total Mvar)	Margem (%)
00h00	19/02/04	12.396,41	2.224,17	7.670,31	-564,31	-2.223,91	21,64
01h00	19/02/04	11.381,55	1.937,26	6.246,10	-607,62	-2.777,22	29,92
02h00	06/02/04	10.571,70	2.242,07	5.305,78	-880,98	-3.328,68	27,18
03h00	06/02/04	10.246,06	2.189,44	5.334,08	-956,19	-3.423,89	27,86
04h00	06/02/04	10.370,95	1.991,19	5.436,93	-818,20	-3.265,9	33,11
05h00	06/02/04	10.585,30	2.139,42	5.781,25	-897,62	-3.525,32	25,26
06h00	19/02/04	11.996,38	2.335,75	6.397,34	-327,18	-2.565,18	26,81

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

A Figura 4.01 apresenta a variação de demanda e geração na área interna durante o período de carga leve. A Figura 4.02 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna

durante o período de carga leve. As margens encontradas para os períodos de carga Leve são bastante satisfatórias. Isto se deve aos baixos carregamentos para o período.

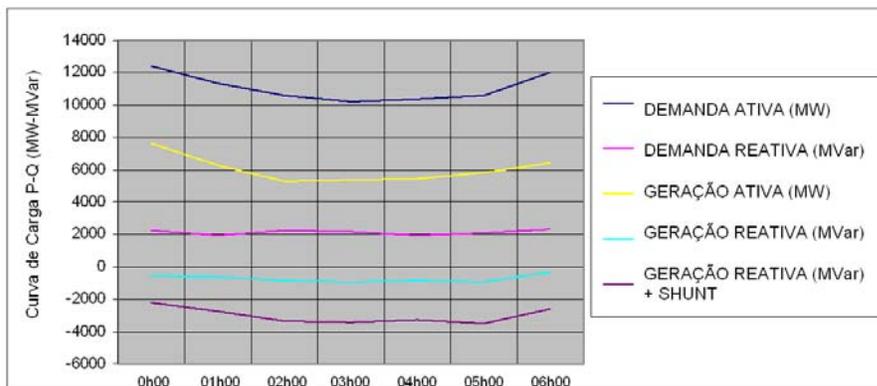


Figura 4.01 – Demanda e geração para intervalos de carga leve.

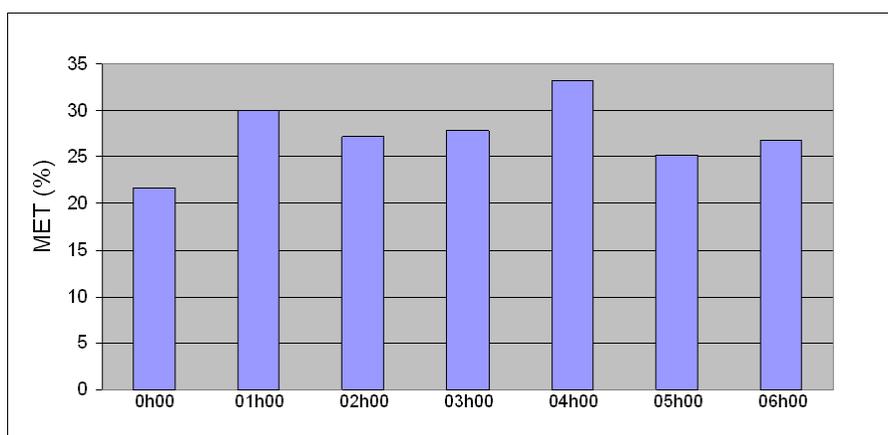


Figura 4.02 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga leve

4.1.2 Análise da MET para intervalos de carga média

Verifica-se o comportamento da margem para o intervalo das 08h00 às 16h00, sendo todos cenários de carga média, sem considerar contingências. A Tabela 4.03 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo.

Tabela 4.03 – Demanda, Geração e Margem de estabilidade de tensão para intervalos de carga média.

Horário	Data	Demanda (MW / MVar)		Geração (MW / MVar)		* Reativo (Total MVar)	Margem (%)
08h00	19/02/04	14.074,22	3.206,64	8.601,25	-74,52	-351,92	12,01
09h00	19/02/04	14.511,79	3.623,93	8.878,24	195,41	308,01	10,20
10h00	19/02/04	14.794,90	4.031,69	8.601,99	424,80	717,40	6,27
12h00	19/02/04	14.822,56	3.359,37	8.213,27	-389,33	-276,73	6,35
13h00	19/02/04	14.883,85	3.578,01	8.844,00	76,50	189,10	3,91
14h00	19/02/04	15.288,83	3.991,20	8.698,77	267,40	574,30	2,45
15h00	19/02/04	14.947,47	4.088,64	8.516,97	281,28	573,88	7,45
16h00	19/02/04	14.798,63	3.780,77	8.407,53	122,76	415,36	4,72

A Figura 4.03 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de carga média. A Figura 4.04 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna

durante o período de carga Média. Na mudança da faixa de carga leve para carga média, as demandas de potência ativa e reativa aumentam, reduzindo a MET.

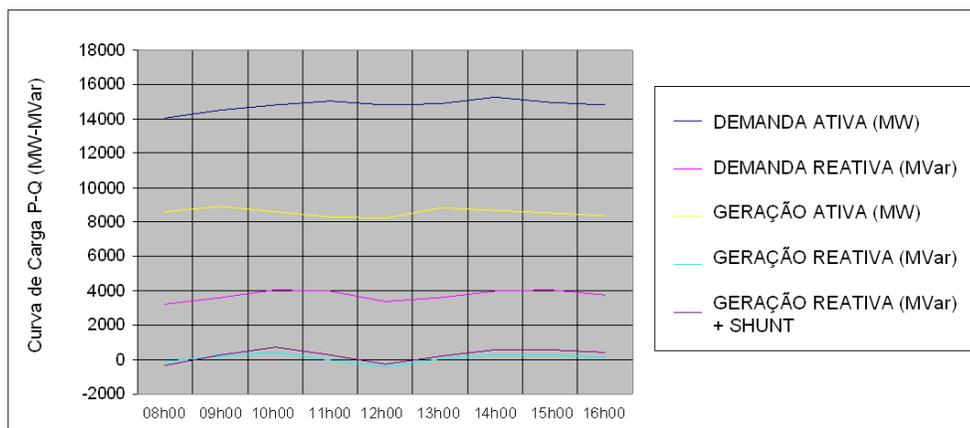


Figura 4.03 – Demanda e geração para intervalos de carga média.

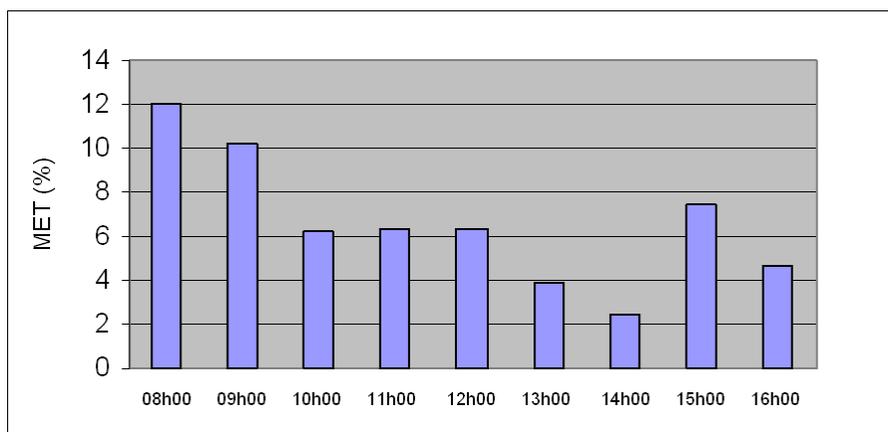


Figura 4.04 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga média

4.1.3 Análise da MET para intervalos de carga pesada

Verifica-se o comportamento da margem para o intervalo das 17h00 às 23h00, sendo quase todos cenários de carga pesada, sem levar em conta contingências. A Tabela 4.04 mostra a demanda, geração e margem, para cada intervalo. Percebe-se um período de carga pesada, com valores de geração de potência ativa acima e demanda de potência reativa abaixo daqueles encontrados para o período de carga média, justificando margens de estabilidade de tensão mais altas para este período do dia.

Tabela 4.04 – 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 MVar)	Margem (%)
17h00	18/02/04	14.508,91	3.311,77	8.186,00	-417,16	-338,16	11,09
18h00	18/02/04	13.901,50	2.723,19	7.796,67	-688,17	-1.362,17	10,60
19h00	18/02/04	15.129,71	2.749,03	9.392,59	124,54	346,64	10,12
20h00	18/02/04	15.129,71	2.749,03	9.392,59	124,54	346,64	10,12
21h00	18/02/04	15.015,68	2.797,26	9.885,81	265,51	487,61	10,90
22h00	18/02/04	14.902,54	2.551,31	9.607,80	-51,81	170,29	11,97
23h00	18/02/04	13.520,62	2.429,85	8.612,21	-591,09	-1.216,29	15,60

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 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. Percebe-se em condições de carga pesada menor injeção de reativos pelos geradores da área interna, resultando em altas reservas de potência reativa, o que pode estar relacionado ao chaveamento dos equipamentos de suporte de potência reativa adicionais em condições de carga pesada.

A Figura 4.05 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de carga pesada. A Figura 4.06 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de carga Pesada.

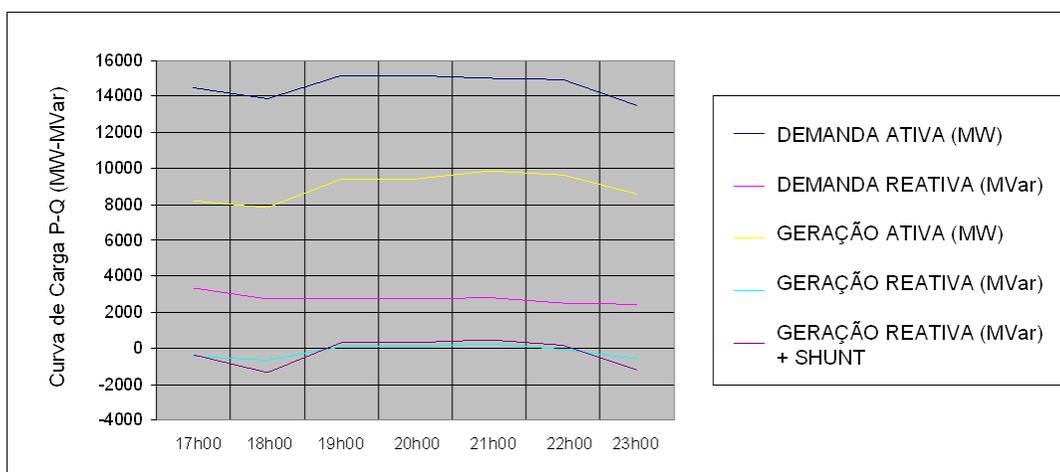


Figura 4.05 – Demanda e Geração para intervalos de carga pesada.

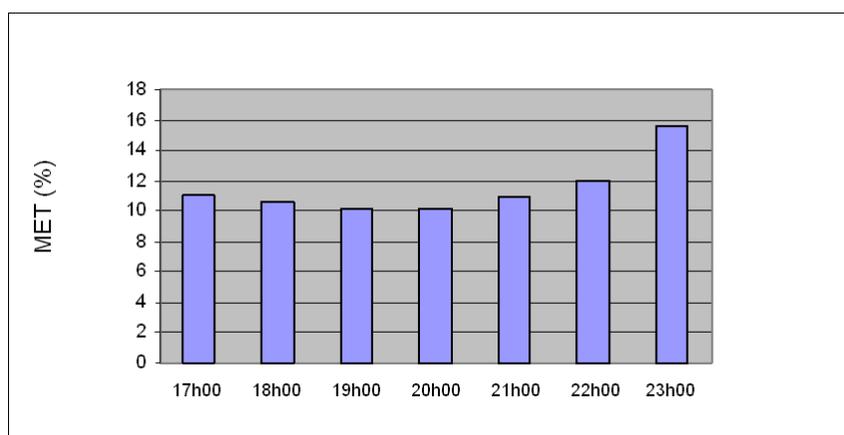


Figura 4.06 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de carga pesada

4.1.4 Análise da MET para intervalos de um dia completo

A obtenção do comportamento da margem de estabilidade de tensão para um dia completo foi prejudicada devido à dificuldade na obtenção dos dados de um mesmo dia, sendo necessário o agrupamento de horários de dias diferentes. As Figuras 4.07 e 4.08 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.

As piores margens e as maiores demandas de potência ativa e reativa ocorrem no período de carga média. 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 4.07 apresenta a variação de Demanda e Geração na área interna durante o período de um dia quase completo. A Figura 4.08 mostra o comportamento da M.E.T. para a área interna durante o período de um dia quase completo.

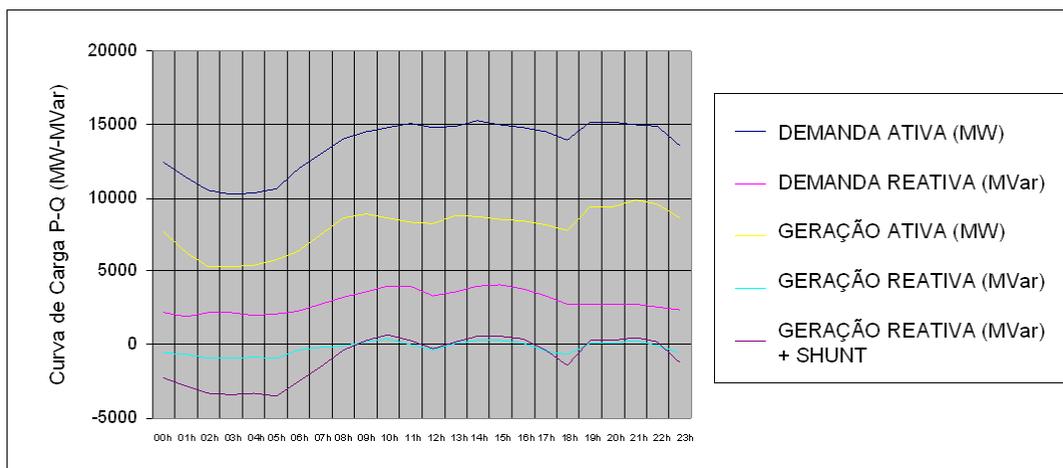


Figura 4.07 – Demanda e Geração para intervalos de um dia quase completo.

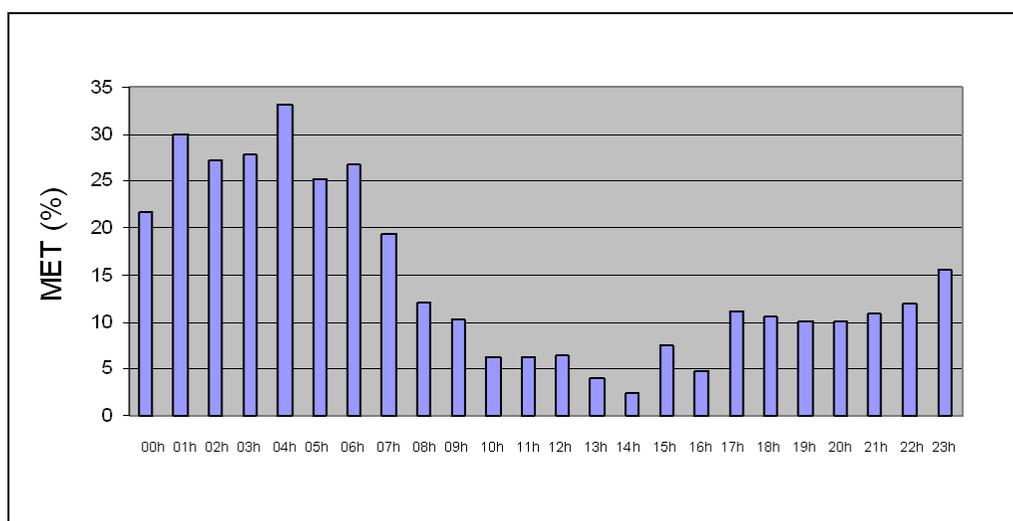


Figura 4.08 – Comportamento da M.E.T. para intervalos de um dia quase completo.

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 e ONS, que sugerem margens mínimas de 5% e 6%, respectivamente, mesmo considerando a contingência simples mais severa (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 por 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 compensadores 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.

4.2 Detecção das barras e áreas críticas do Sistema

Este item apresenta um estudo detalhado aplicando análise modal para o sistema. O horário das 14h00 do dia 19/02/2004 é escolhido como caso base para esses estudos iniciais por estar entre os casos com as margens mais reduzidas (2,45%). Os estudos enfocam o significado prático de dois diferentes índices modais que se relacionam às barras PQ e podem ser usados para a identificação das barras e áreas de carga críticas a partir de pontos de vista de potência ativa e reativa. 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.

4.2.1 Comportamento dos Autovalores

A Figura 4.09 ilustra a trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana para todos os pontos sobre a curva PV. Somente os dez menores autovalores são calculados e mostrados na figura. Como se pode notar, alguns autovalores deslocam-se para o semi-plano 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.

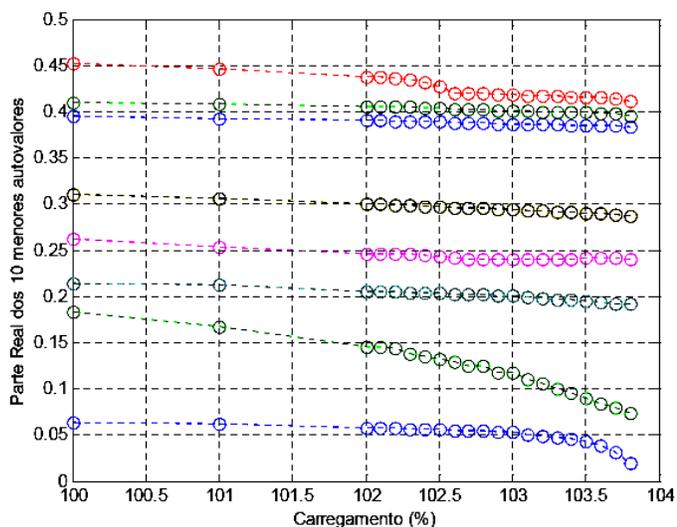


Figura 4.09 – Trajetória dos autovalores da matriz Jacobiana

4.2.2 Barras críticas em relação à potência ativa

A Figura 4.10 mostra os fatores de participação ativos da área interna de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área interna. Pode-se identificar assim, quais são as barras cujas demandas de potência ativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Essa informação poderá ser usada para a determinação de corte de carga, para o alívio da estabilidade de tensão em situações extremas de operação, envolvendo a ocorrência de contingências severas. Observa-se aí que muitas barras mostram fator de participação ativo muito baixo, o que significa que um corte de carga nessas barras não traria benefícios significativos do ponto de vista de melhoria da estabilidade de tensão do sistema.

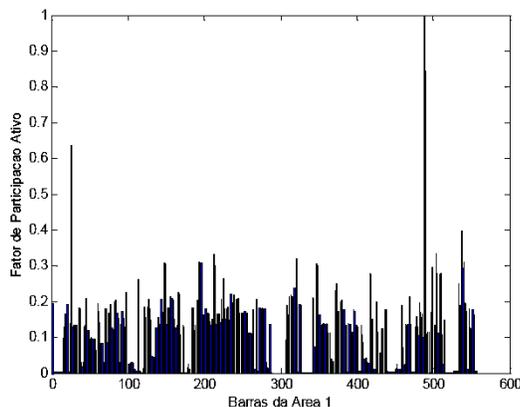


Figura 4.10 – Fatores de participação ativo da área interna do Estado de São Paulo

4.2.3 Barras críticas em relação à potência reativa

A Figura 4.11 mostra os fatores de participação reativos da área interna de forma normalizada, permitindo a identificação das barras críticas dentro da área de interna. Pode-se identificar assim, quais são as barras cujas demandas de potência reativa mais afetam a margem de estabilidade de tensão do sistema. Essa informação poderá ser usada para a alocação ou controle de equipamentos de suporte de reativos, para a melhoria da estabilidade de tensão. Comparando as barras críticas reativas com a análise em termos de potência ativa, percebem-se algumas diferenças, mostrando que em alguns pontos do sistema uma ação de controle relacionada com potência reativa será eficiente, enquanto uma ação associada com potência ativa não traria melhoria significativa na margem de estabilidade de tensão. Essa visão complementar em termos de potência ativa e reativa permite um diagnóstico completo em relação às medidas preventivas e/ou corretivas capaz de provocar uma melhoria significativa na estabilidade de tensão do sistema.

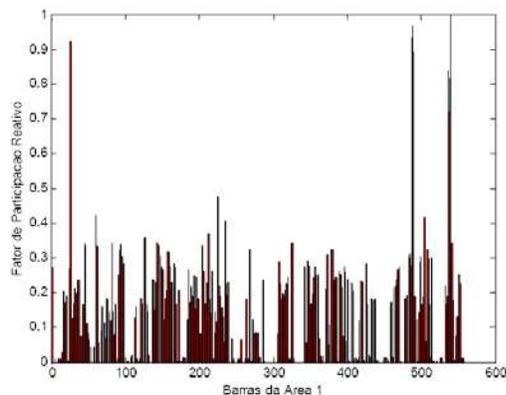


Figura 4.11 – Fatores de participação reativo da área interna do Estado de São Paulo

4.2.4 Identificação das áreas críticas

A utilização das técnicas de análise modal possibilita definir regiões críticas em relação à estabilidade de tensão através do agrupamento de barras críticas próximas geolêtricamente. Para nosso estudo foram consideradas 03 áreas críticas em relação à estabilidade de tensão (Figura 4.12):

- Região 01 – Taubaté
- Região 02 – Sul
- Região 03 – Centro

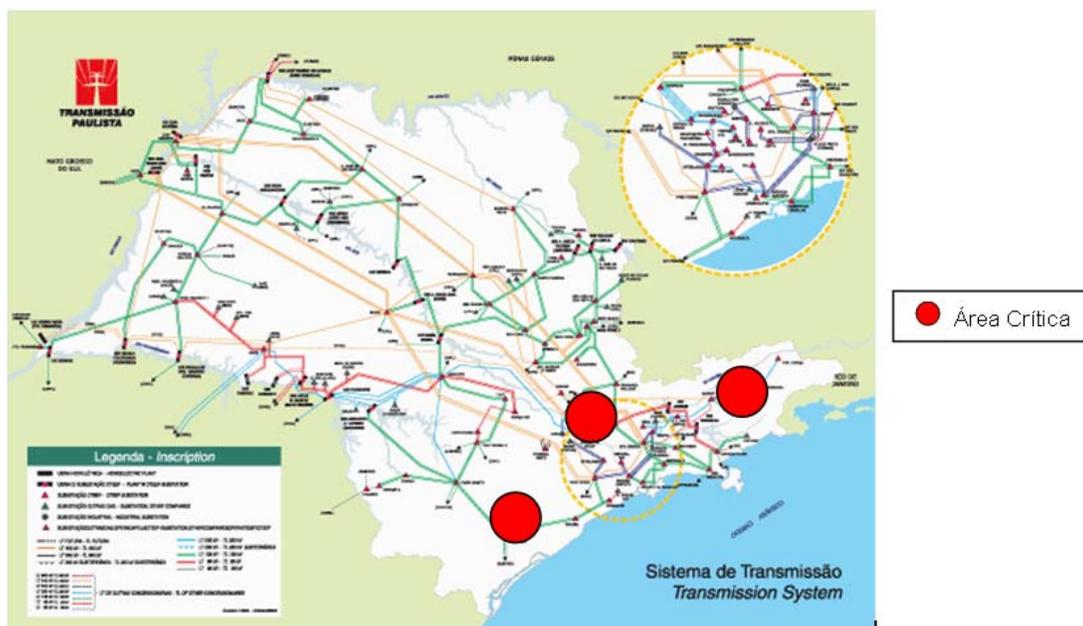


Figura 4.12 – Áreas críticas de estudo no sistema de transmissão do estado de São Paulo

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. Para cada região calculou-se um fator de participação ativo e reativo médio de um dia completo. Como o interesse principal deste trabalho visa a alocação futura de equipamentos FACTS a fim de garantir maior suporte de reativos ao sistema, foram selecionadas as barras críticas com maior fator de participação reativo médio de um dia completo, obtendo-se as barras críticas para cada área em estudo mostradas na Tabela 4.05.

Tabela 4.05 – Barras críticas com maior FPR dia completo de cada área

Barra	KV	FPR dia completo	FPR Leve	FPR Media	FPR Pesada	FPA dia completo	FPA Leve	FPA Media	FPA Pesada	Área
TAUBATÉ 500	500	0.543	0.490	0.693	0.329	0.253	0.321	0.254	0.185	Taubaté
CAJATÍ 130	138	0.444	0.521	0.383	0.476	0.368	0.489	0.300	0.368	Sul
ETTESO 80	88	0.583	0.285	0.680	0.705	0.436	0.311	0.443	0.547	Centro

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, dispositivos FACTS, etc.) do ponto de vista da maximização do ganho na margem de estabilidade de tensão.

Nos capítulos seguintes, as barras críticas da Tabela 4.05 serão analisadas considerando a instalação de FACTS a fim de obter melhora na estabilidade de tensão do sistema.

4.3 Análise de contingências críticas do Sistema

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 considerando contingências simples, para os diversos horários do dia.

Quando o fluxo de potência para casos N-1 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 àqueles em que ao menos uma de suas barras terminais pertença à área interna (ramos de intercâmbio).

A Figura 4.13 ilustra 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 causaria uma redução significativa no valor da margem.

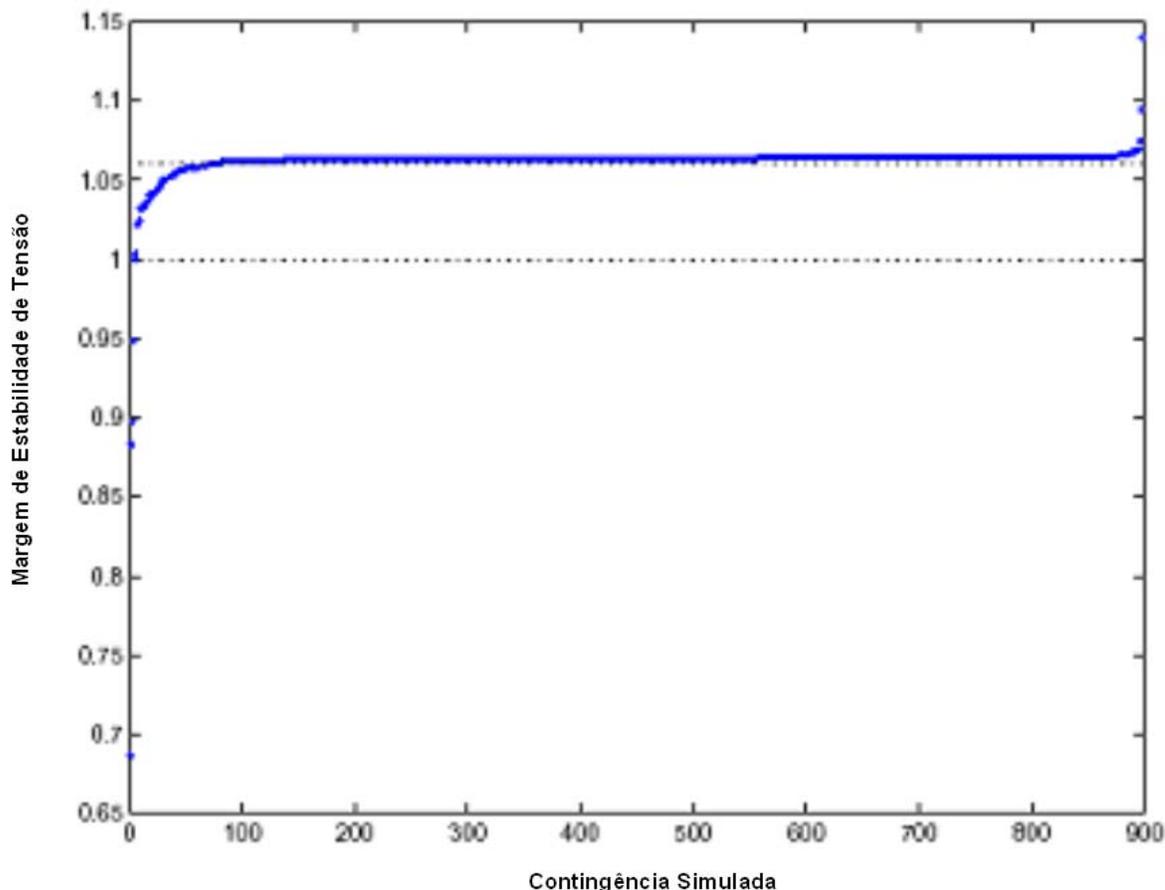


Figura 4.13 - Classificação das Contingências (12 horas do dia 19 de fevereiro de 2004).

Segundo os Procedimentos de Rede do ONS, a margem para condição de contingência simples deve ser maior ou igual a 6%, não sendo abordadas, no referido documento, os aspectos relativos a margens para contingências múltiplas [17]. 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) [16].

Segundo 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. 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.

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 4.06 apresenta uma relação com as contingências que apresentam os maiores impactos na MET ao longo de um dia. No total foram 229 contingências com impacto superior a 5% na margem, considerando todos os horários. Levando em conta as sobreposições, ou seja, contingências que aparecem em vários horários, o total de contingências críticas é reduzido para 68.

Tabela 4.06 - Lista das contingências que apresentam maior impacto na MET

De	Área	Para	Área	Horário	Margem N-0	Impacto	Margem N-1
CHAVANTE 81	ÁREA SP	B.CAMPOS80	ÁREA SP	08h00	12,01%	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 %
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 %
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 %
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 %
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 %
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	-0,34375 %
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 %
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 %
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 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	19h00	10,12%	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 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	21h00	10,90%	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 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	22h00	11,97%	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 %
CPAULIST500	FURNAS	ANG.REIS500	FURNAS			5,99	5,97656 %
PARAGPTA 82	ÁREA SP	DEV.EEVP 8S	ÁREA SP	23h00	15,60%	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 %

4.4 Análise das Perdas do Sistema e Balanço de Potência Reativa

Este item faz uma análise das perdas de potência ativa no sistema para o caso base (N-0) e o balanço de potência reativa na área interna em estudo.

O cálculo de P_{perdas} é obtido da seguinte forma:

$$\text{Da equação (3.17): } P_{perdas}(i) = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m \cos \theta_{km})$$

Sendo $P_{perdas}(i)$ as perdas ativas de cada linha de transmissão.

Logo a perda total de potência ativa para todas as linhas do sistema será:

$$P_{perdas} = \sum_{i \in M} P_{perdas}(i)$$

Considerando a carga total de potência ativa para todas as barras dentro da área interna (P_{carga}), a Perda Total de Potência Ativa para cada horário em estudo pode ser expressa percentualmente como:

$$\%P_{perdas} = \frac{P_{perdas}}{P_{carga}} 100$$

Para o cálculo do balanço de potência reativa no sistema tem-se a seguintes definições:

Qcarga: Soma das demandas de potência reativa das barras que pertencem à área interna

Qgeração: Soma das gerações de potência reativa das barras que pertencem à área interna. Sendo positiva (+) caso os geradores e condensadores síncronos tenham um comportamento capacitivo em relação à rede interna injetando potência reativa, ou negativa (-) no caso deles terem um comportamento indutivo em relação à rede, absorvendo potência reativa.

Qconsumido: Somatória das perdas reativas nos elementos série de todas as linhas de transmissão que pertencem à área interna.

Tendo em consideração a equação (3.17):

$$Q_{consumido}(i) = \sum_{i \in M} -b_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m \cos \theta_{km})$$

Qfornecido: Somatória das potências reativas geradas nos elementos shunt de todas as linhas de transmissão que pertencem à área interna.

Tendo em consideração a equação (3.17):

$$Q_{fornecido}(i) = \sum_{i \in M} -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2)$$

Qshunt: Somatória das componentes de injeção de potência reativa devido ao elemento shunt da barra k (capacitores ou indutores).

Sendo positivo (+) caso os shunts tenham um comportamento capacitivo à rede interna injetando potência reativa, ou negativa (-) caso tenham comportamento indutivo.

$$Q_{shunt}(i) = \sum_{k \in M} b_k^{sh} V_k^2$$

A Figura 4.14 apresenta a convenção de sinais utilizados para esta análise de balanço de potência reativa no sistema.

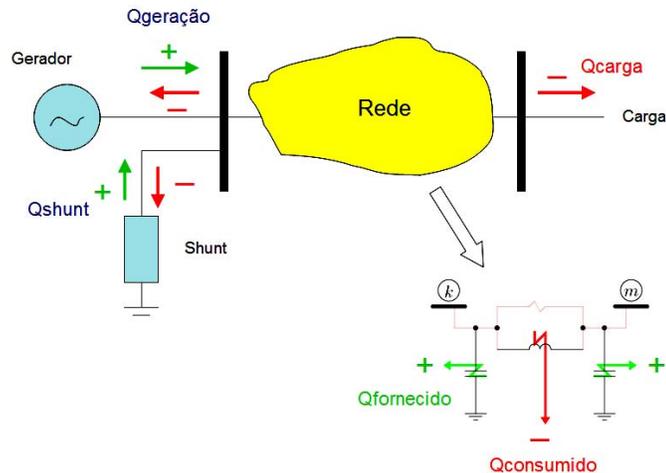


Figura 4.14 - Convenção de Sgnos para o Balanço de Potência Reativa

Finalmente pode-se concluir que o balanço de potência reativa para cada horário pode ser calculado da seguinte equação:

$$Q_{\text{balanço}}(i) = Q_{\text{carga}}(i) + Q_{\text{geração}}(i) + Q_{\text{consumido}}(i) + Q_{\text{fornecido}}(i) + Q_{\text{shunt}}(i)$$

Se $Q_{\text{balanço}}$ é positivo (+) significa que o sistema tem excesso de reativos, comportando-se como um capacitor em relação ao sistema externo, já que fornece potência reativa para as áreas externas. Se o $Q_{\text{balanço}}$ é negativo (-) significa que o sistema tem déficit de reativos, comportando-se como um reator em relação ao sistema externo, já que é necessário um fornecimento de potência reativa das áreas externas.

4.4.1 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Leve

A Tabela 4.07 mostra as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos horários de carga leve para a rede elétrica do estado de São Paulo. Verifica-se que o nível de perdas permanece quase uniforme durante este período de tempo já que a carga não sofre muita variação para esses horários.

Tabela 4.07- Perdas ativas na área interna do STESP - Carga Leve

Data	Horário	Pcarga MW	Pperdas MW	%Pperdas (%)
06/02/2004	01h00	11,391	308	2.70
	02h00	10,572	285	2.70
	03h00	10,246	277	2.71
	04h00	10,371	282	2.72
	05h00	10,585	286	2.70

A partir da Tabela 4.08 pode-se observar que o $Q_{\text{geração}}$ para a carga leve mostra um comportamento para todos os casos de absorção (-) de potência reativa assim como para o caso dos shunts das barras que absorvem também potência reativa da rede. Para todos os casos observa-se que existe um excesso de potência reativa ($Q_{\text{balanço}}$ +) significando que dentro das áreas internas é gerada potência reativa em excesso, o que é exportado para as áreas externas.

Tabela 4.08- Excesso e/ou Déficit de Potencia Reativa na área interna do STESP - Carga Leve

Data	Horario	Qcarga MVar	Qgeração MVar	Na Rede (MVar)		Qshunt MVar	Qbalanço MVar
				Qconsumido	Qfornecido		
06/02/2004	01h00	-2367	-631	-4148	9518	-2135	237
	02h00	-2242	-881	-3799	9527	-2528	77
	03h00	-2189	-956	-3706	9491	-2541	99
	04h00	-1991	-818	-3778	9438	-2500	350
	05h00	-2139	-898	-3918	9776	-2688	134

4.4.2 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Média

A Tabela 4.09 mostra as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos horários de carga média. Percebe-se que as perdas são maiores comparadas com os casos de carga leve. Isso se deve ao maior nível de demanda e de uso da rede para os intervalos de carga média.

Tabela 4.09- Perdas ativas na área interna do STESP - Carga Média

Data	Horário	Pcarga MW	Pperdas MW	%Perdas %
19/02/2004	08h00	14,075	499	3.54
	09h00	14,512	518	3.57
	10h00	14,795	524	3.54
	11h00	15,040	514	3.42
	12h00	14,823	492	3.32
	13h00	14,884	510	3.43
	14h00	15,289	539	3.52
	15h00	14,947	545	3.65
	16h00	14,799	539	3.65

A partir da Tabela 4.10 pode-se observar que o Qgeração para a carga media mostra um comportamento de injeção (+) de potência de reativos, sendo para o shunt das barras um comportamento de absorção (-) de potência reativa só no horário das 08h00 e de injeção (+) nos restantes horários. Para a maioria dos casos houve déficit de potência reativa, passando de 700MVar no caso das 15h00. Para esses horários há a necessidade de importação de potência reativa através dos intercâmbios, o que resulta, certamente, em redução das margens de estabilidade.

Tabela 4.10- Excesso e ou Déficit de Potencia Reativa na área interna do STESP - Carga Media

Data	Horario	Qcarga MVar	Qgeração MVar	Na Rede (MVar)		Qshunt MVar	Qbalanço MVar
				Qconsumido	Qfornecido		
19/02/2004	08h00	-3207	1232	-6896	9729	-349	510
	09h00	-3624	1011	-7285	9619	52	-227
	10h00	-4032	1292	-7419	9488	248	-423
	12h00	-3359	680	-7002	9944	64	326
	13h00	-3578	995	-7274	9773	49	-35
	14h00	-3991	1151	-7592	9691	243	-498
	15h00	-4089	1121	-7680	9691	221	-736
	16h00	-3781	1039	-7584	9770	240	-317

4.4.3 Análise de Perdas e Balanço de Reativos em Carga Pesada

A Tabela 4.11 mostra as perdas de potência ativa nas linhas de transmissão nos horários de carga pesada. Os níveis de perdas são maiores comparados com as cargas leves, tendo alguns casos menores nos casos de carga media, pelas razões discutidas anteriormente.

Tabela 4.11- Perdas ativas na área interna do STESP - Carga Pesada

Data	Horário	Pcarga MW	Pperdas MW	%Perdas %
18/02/2004	17h00	14,509	463	3.19
	18h00	13,902	418	3.01
	19h00	15,130	562	3.72
	20h00	15,130	562	3.72
	21h00	15,016	574	3.82
	22h00	14,903	558	3.75
	23h00	13,521	458	3.39

A partir da Tabela 4.12 pode-se observar que o Qgeração para a carga pesada mostra um comportamento de injeção (+) de potência de reativos, resultando em excesso de potência reativa (Qbalanço +), comportando-se o sistema interno como um condensador em relação ao sistema externo já que fornece potência reativa para as áreas externas. Isto se deve ao fato dos casos de carga pesada antecederem o feriado de carnaval, ficando a análise um pouco comprometida em relação aos dados de carga pesada.

Tabela 4.12- Excesso e ou Déficit de Potência Reativa na área interna do STESP - Carga Pesada

Data	Horario	Qcarga MVar	Qgeração MVar	Na Rede (MVar)		Qshunt MVar	Qbalanço MVar
				Qconsumido	Qfornecido		
18/02/2004	17h00	-3312	889	-6774	9832	29	664
	18h00	-2723	716	-6094	9881	-733	1046
	19h00	-2749	1084	-8046	9669	188	146
	20h00	-2749	1084	-8046	9669	188	146
	21h00	-2797	1144	-8096	9661	181	91
	22h00	-2551	911	-7796	9787	176	527
	23h00	-2430	710	-6479	9907	-687	1021

As Figuras 4.15 e 4.16 permitem uma visão global dos testes anteriores, mostrando o comportamento das perdas ativas e os excessos e déficit de potência reativa para cada horário em estudo.

Este estudo indica que há déficit de reativos para alguns horários de carga média. Este déficit ultrapassa 700 MVar em alguns horários. Certamente, a repetição dos estudos para cenários de carga pesada mais adequados iria revelar um déficit de reativos ainda maior. Estas conclusões do estudo servem como subsídios para defender a instalação de equipamentos FACTS em áreas críticas do sistema. Estes equipamentos iriam diminuir a dependência da área interna em termos de importação de reativos, poderiam diminuir as perdas do sistema, bem como melhorar as margens de estabilidade de tensão.

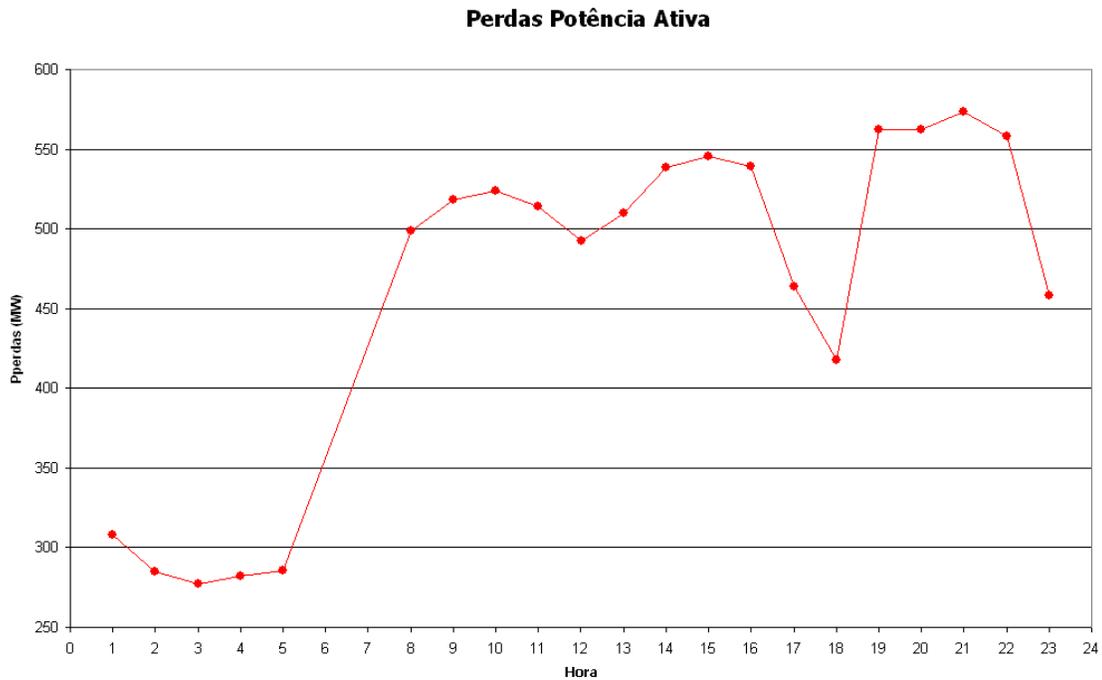


Figura 4.15 – Comportamento das Perdas Ativas para um dia quase completo considerando incrementos de carga na área interna do STESP

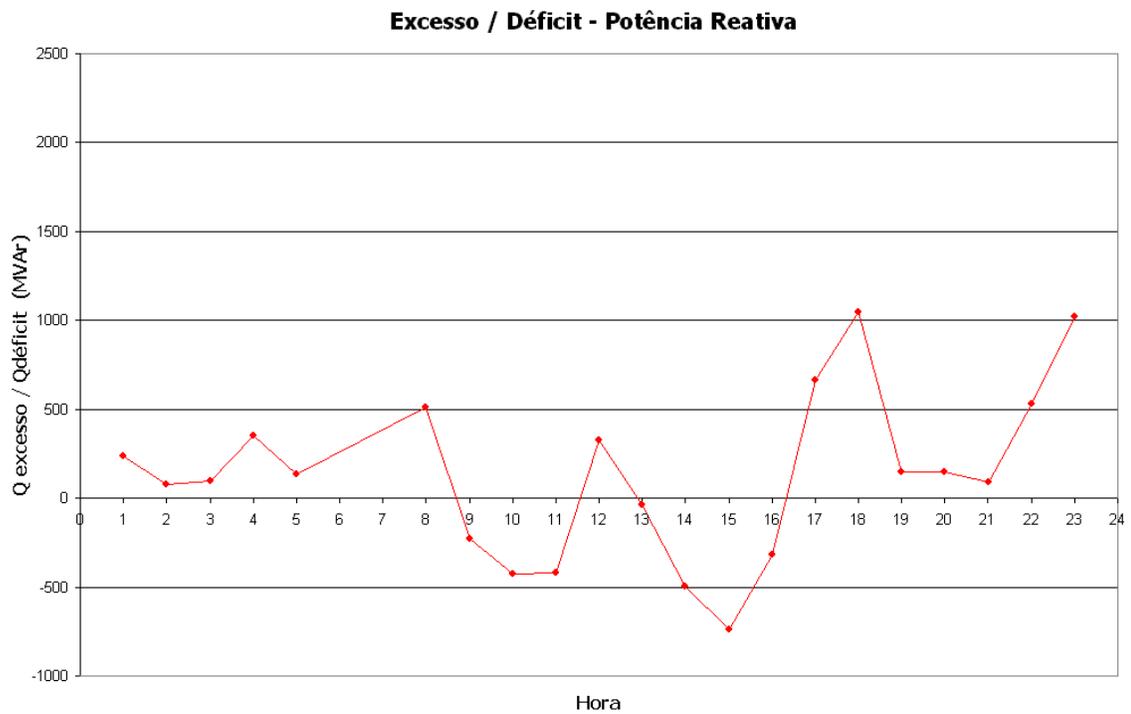


Figura 4.16 – Comportamento da Potência Reativa para um dia quase completo considerando incrementos de carga na área interna do STESP

Capítulo 5

Aplicação de SVC's e FSC's para a melhoria do desempenho da Rede Elétrica do Estado de São Paulo

Este capítulo apresenta uma análise dos benefícios e impactos da instalação de SVC's e FSC's nas barras consideradas mais críticas para a rede elétrica do Estado de São Paulo. A escolha das barras críticas, obtidas através dos estudos apresentados no capítulo 4, considera casos de operação do sistema em (N-0) e (N-1) para os SVC's e com operação (N-0) para os FSC's. Casos (N-1) não são considerados para os estudos com o FSC, uma vez que a saída da linha resultaria também na saída do dispositivo.

As barras críticas analisadas são as seguintes:

a) Casos N-0:

Tabela 5.01 - Barras críticas (N-0)

Barra	KV	FPR dia completo	Área
TAUBATÉ 500	500	0.543	Norte
CAJATÍ 130	138	0.444	Sul
ETTESO 80	88	0.583	Centro

Cabe indicar que as barras críticas foram escolhidas tendo em consideração as áreas críticas associadas aos maiores fatores de participação reativos (FPR) obtidos como média do dia completo, segundo a análise modal do sistema. Para a aplicação dos FACTS no sistema é considerado o caso crítico de estudo que apresenta menor margem de estabilidade de tensão (2.19%), que corresponde ao horário das 14 horas do dia 19/02/2004, segundo a análise das curvas PV obtidas;

b) Caso N-1:

Tabela 5.02 - Barras críticas (N-1)

Barra	KV	Contingência	Redução da MET
ETTESO 80	88	Edgar de Souza 230/88 KV	4.08 %
TAUBATÉ 500	500	C.Paulista-Ang.Reis 500 KV	6.74 %
TAUBATÉ 500	500	Araraquara-S.Bárbara 440 KV	1.89 %

As barras críticas para o caso de operação (N-1) também foram obtidas tendo em consideração os métodos de curvas PV e de análise modal, selecionando contingências com

maior impacto na margem, e obtendo as barras com maiores fatores de participação reativos, barras que precisam maior suporte de reativos para cada caso de contingência.

Utilizando essas barras críticas, este capítulo apresenta a análise do desempenho da rede em termos de margem de estabilidade de tensão, perdas ativas, intercâmbios de potência reativa e perfil de tensão, considerando a instalação do SVC e FSC naquelas barras e linhas críticas respectivamente, para identificar as capacidades e características operativas mais adequadas para os SVC's e FSC's a serem instalados no sistema.

Inicialmente, apresenta-se a análise da compensação *shunt* via SVC para logo continuar com o estudo do impacto do FSC para a compensação série do sistema de transmissão do Estado de São Paulo.

5.1 Modelo do SVC considerado no STESP

O modelo do SVC considerado para o Sistema de São Paulo considera a criação de uma barra fictícia ligada a cada barra crítica, resultando na representação do SVC mostrada na Figura 5.01.

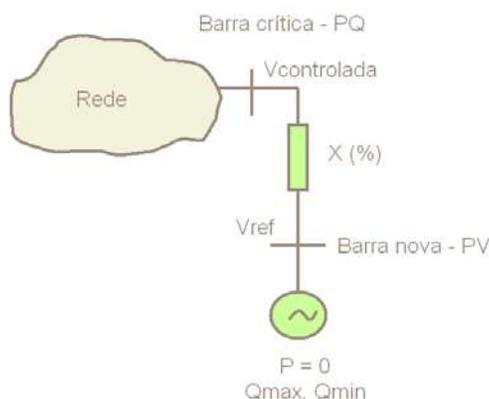


Figura 5.01 – Representação do SVC no sistema

Tendo em consideração a Figura 5.01, observa-se que a barra fictícia é do tipo PV, capaz de absorver e/ou injetar só potência reativa no sistema. A linha de interconexão da barra nova com a barra controlada é simulada considerando uma linha com resistência zero e uma reatância X . Dessa maneira é possível controlar a potência reativa injetada no sistema através da barra controlada.

A análise do impacto do SVC no sistema se dá através da modificação de dois parâmetros principais, indicados na curva característica V-I do SVC mostrada na Figura 5.02. Os principais parâmetros a serem modificados são: a tensão de referência (V_0), dentro de uma faixa de valores de 0.95 a 1.05 pu, sendo 1.00 pu o caso base, e o ângulo de inclinação da curva CB, mudando em porcentagem desde 1% a 5%, sendo este valor controlado pela impedância X da linha fictícia inserida no problema de fluxo de carga.

Tendo estas considerações para a modelagem do SVC, deixa-se livre a injeção/absorção de potência reativa do SVC ao sistema, de maneira que os máximos valores injetados capacitivos e indutivos durante os estudos, servem para indicar a capacidade máxima que pode ser instalada em uma determinada barra crítica.

Com o controle da tensão de referência (V_{ref}) e o ângulo de inclinação (X) é possível fazer a análise do comportamento da margem de estabilidade do sistema, das perdas ativas, do intercâmbio de potência reativa e do perfil de tensão, para obter o comportamento da potência reativa do SVC injetada/absorvida no sistema.

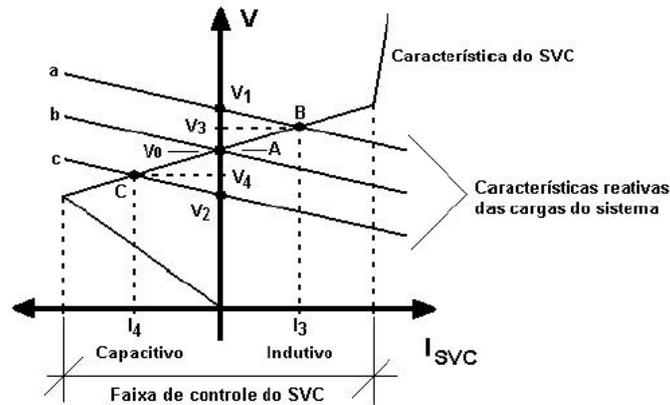


Figura 5.02 – Característica V-I do sistema e do SVC

5.2 Estudos de Aplicação de SVC's nas Barras Críticas

Este item apresenta os resultados obtidos para cada uma das barras críticas analisadas.

5.2.1 Casos N-0

a) Barra crítica 1 – TAUBATÉ 500

- Análise da Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

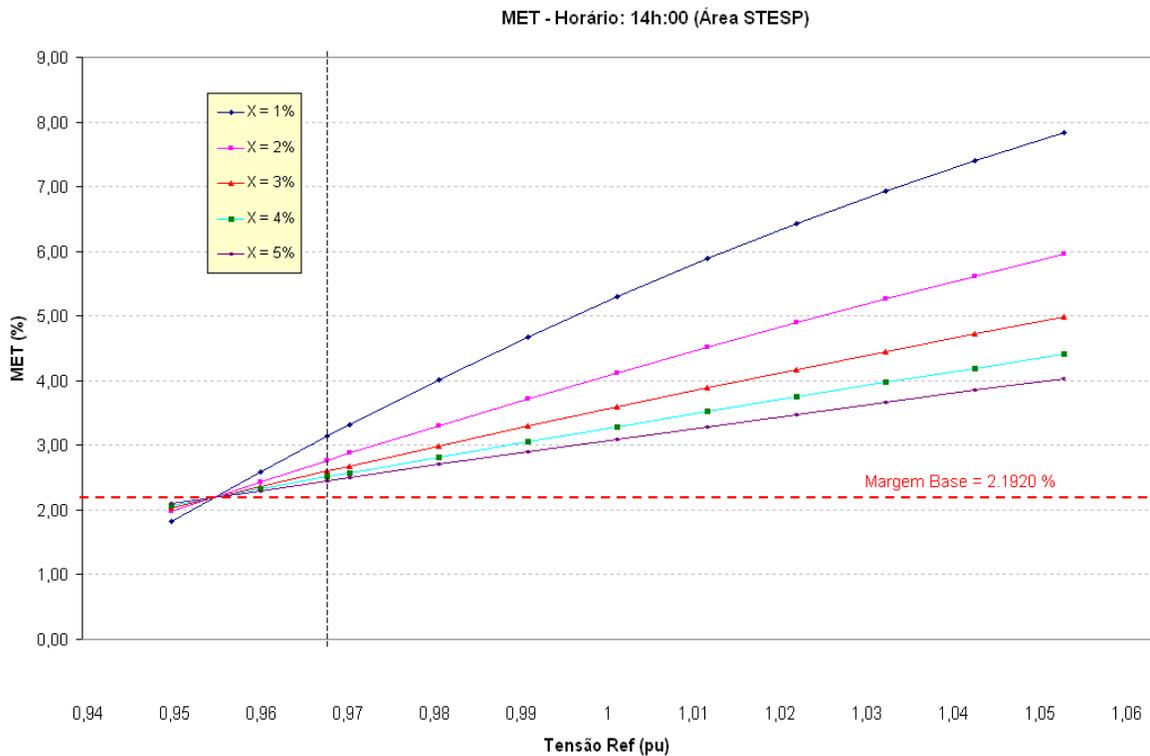


Figura 5.03 – Comportamento do MET com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

Na Figura 5.03 observa-se o comportamento da MET para cada X, considerando a variação da tensão de referência desde 0,95 até 1,05 pu. Com menor inclinação (menor X) consegue-se um incremento maior da MET. A instalação do SVC resulta em melhoria da MET, uma vez que o perfil de tensão da rede melhora e a curva PV passa a atingir maiores carregamentos em relação ao caso sem SVC. Em geral, a instalação do SVC expande a curva PV para a direita, indicando o aumento da margem. Vale destacar que a instalação de um SVC na subestação de Taubaté seria suficiente para atender o nível de margem recomendado pelo ONS para esse caso (N-0). Ou seja, a instalação de um equipamento em uma subestação traria alívio para a margem de todo o sistema, podendo até quadruplicar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

A análise do impacto de um SVC instalado na subestação de Taubaté nas perdas totais do sistema em termos de potência ativa é apresentada na Figura 5.04. O que se pode observar é que em termos percentuais a diminuição das perdas não é significativa, sendo as mesmas, limitadas no melhor caso, a uma redução de 0,05%. Levando em conta a demanda de 15000MW para esse caso, a redução das perdas seria de 7,5MW. Ou seja, percebe-se um impacto sistêmico muito grande do SVC na margem, mas em termos de redução das perdas o impacto é localizado, não afetando de forma sensível as perdas totais do sistema. Observa-se também que a menor inclinação resulta em maior redução das perdas para um aumento da tensão de referência. Destaca-se, no entanto, que a instalação de um número maior de SVC's, associados também a compensadores fixos, poderia reduzir as perdas do sistema para níveis mais baixos.

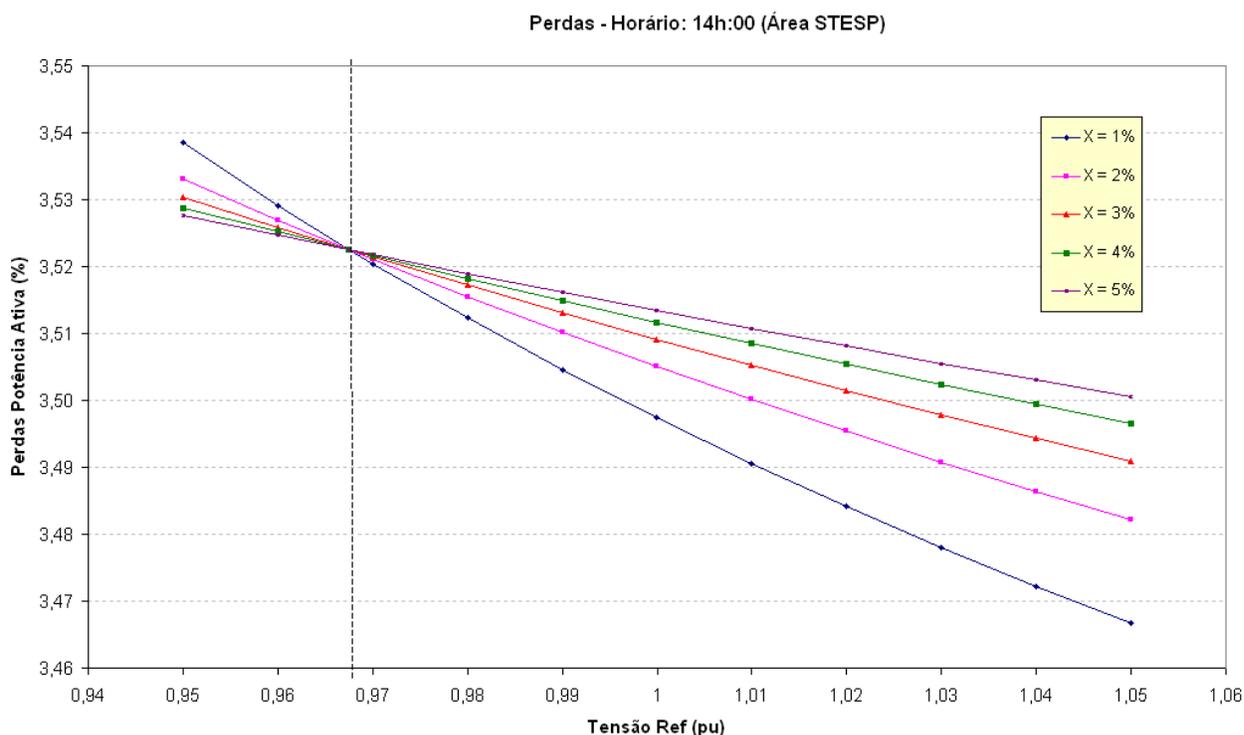


Figura 5.04 – Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

- Análise do Intercambio de Potência Reativa do Sistema

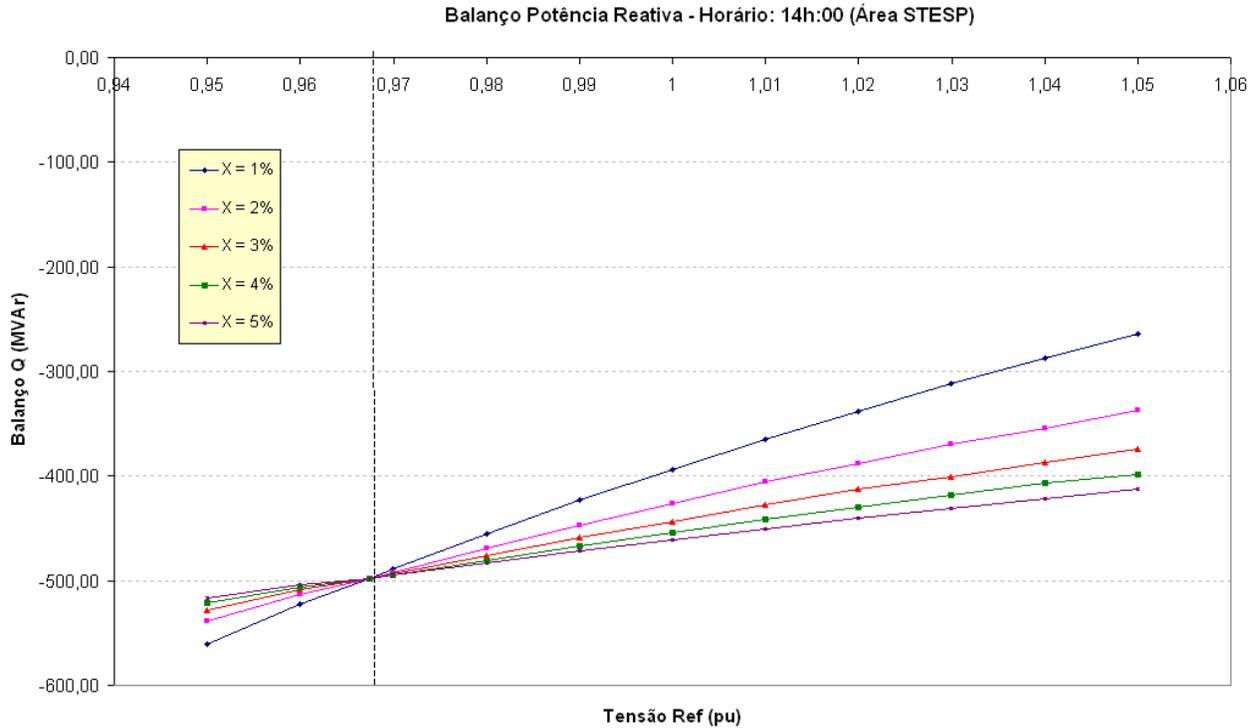


Figura 5.05 – Comportamento do Intercambio de Potência Reativa com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

O intercâmbio de potência reativa, ou soma dos fluxos de reativos em todas as linhas de intercâmbio, representa uma medida da robustez do sistema em relação ao problema de instabilidade de tensão. O ideal seria minimizar esse intercâmbio, atendendo à demanda de reativos internamente, de forma que a máxima capacidade da rede pudesse ser utilizada para a transferência de energia útil, ou potência ativa.

A Figura 5.05 confirma que a instalação do SVC provoca redução significativa no intercâmbio de reativos (de até 250MVar), tornando o sistema menos dependente de auxílio externo para o atendimento da demanda de reativos, o que também ajuda a explicar o expressivo aumento na margem de estabilidade introduzido pelo SVC. Para esse caso, novamente pode-se concluir, que a inclinação de 1% para a característica linear do SVC seria a mais indicada.

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

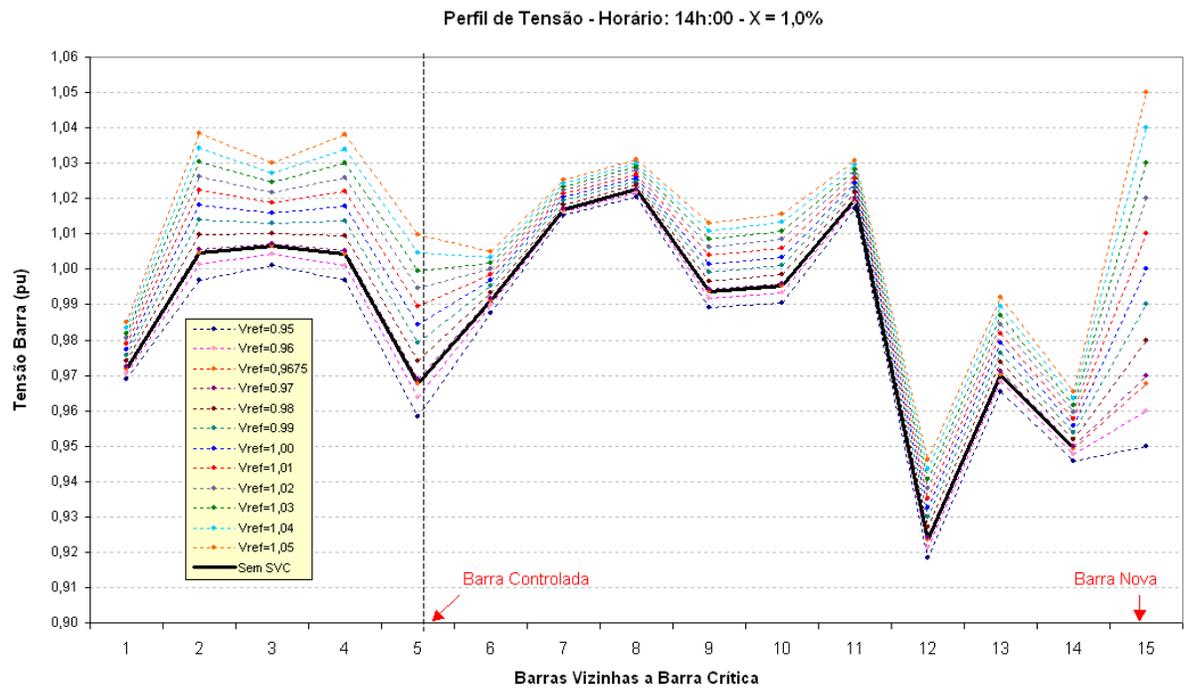


Figura 5.06 – Perfil de Tensão X=1% (TAUBATÉ)

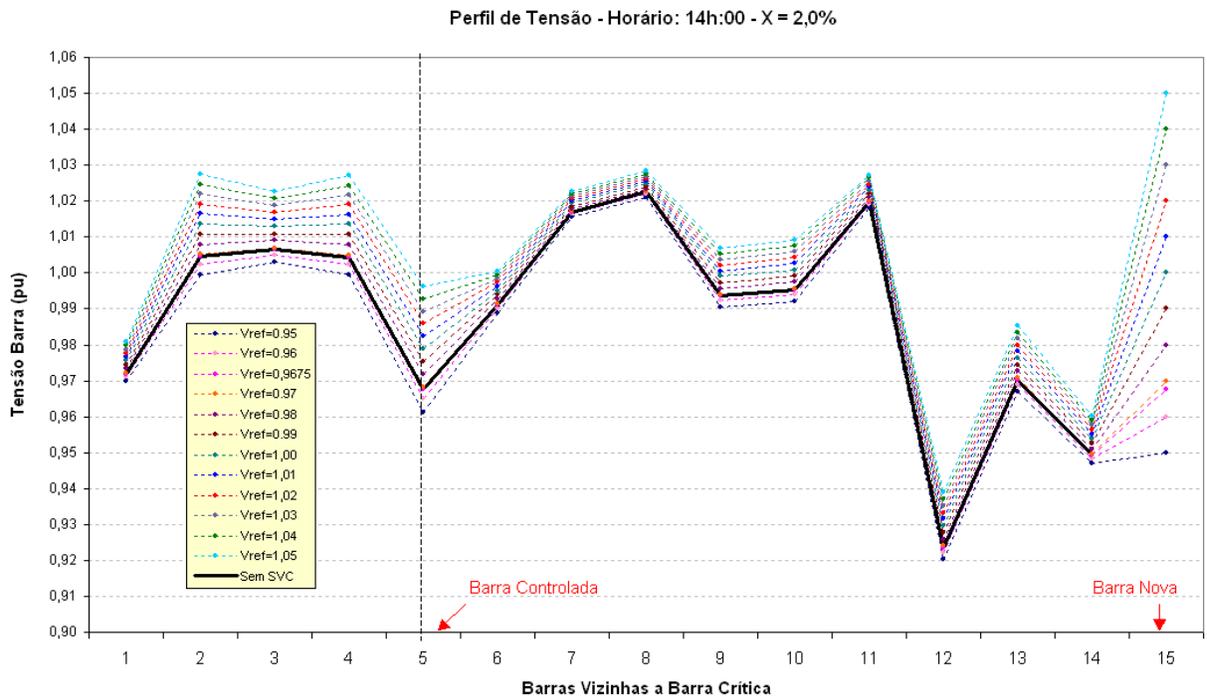


Figura 5.07 – Perfil de Tensão X=2% (TAUBATÉ)

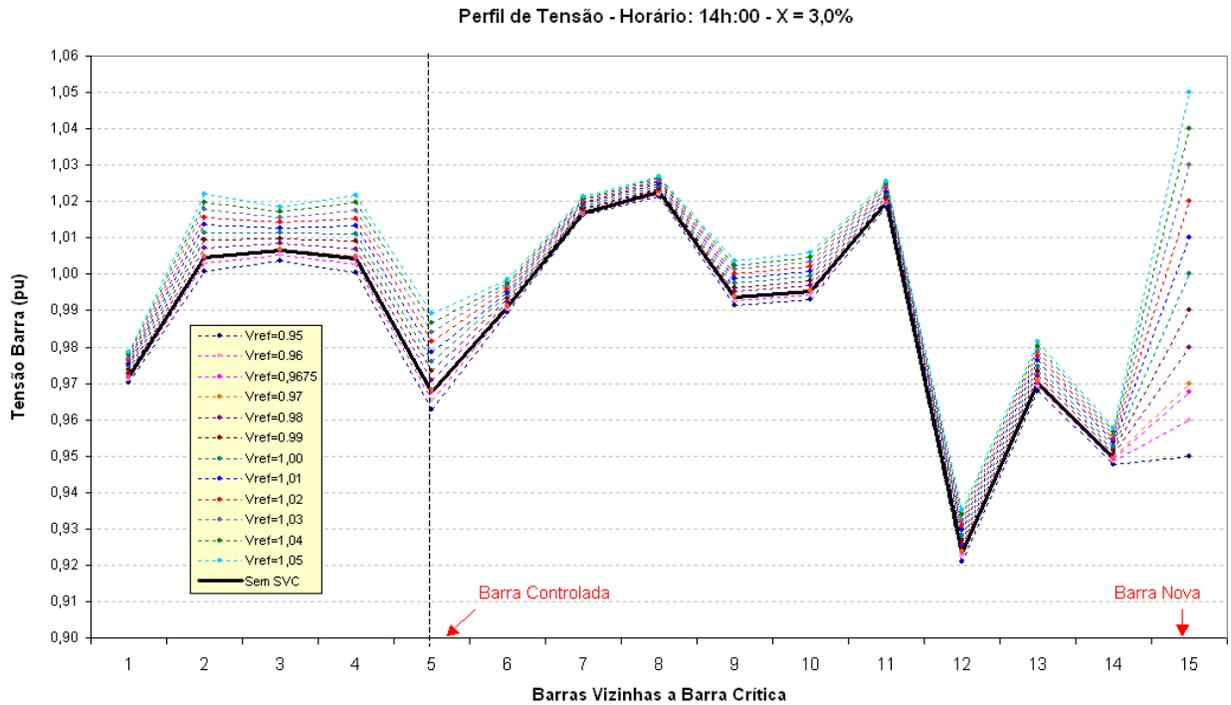


Figura 5.08 – Perfil de Tensão X=3% (TAUBATÉ)

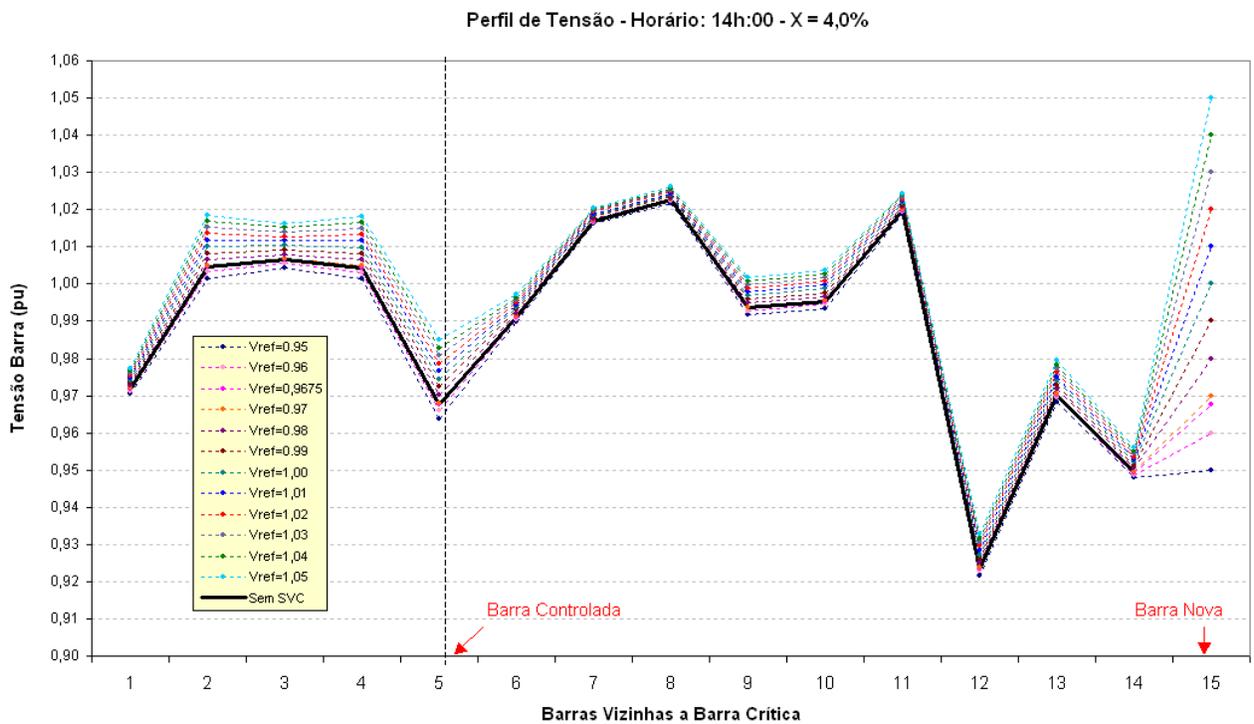


Figura 5.09 – Perfil de Tensão X=4% (TAUBATÉ)

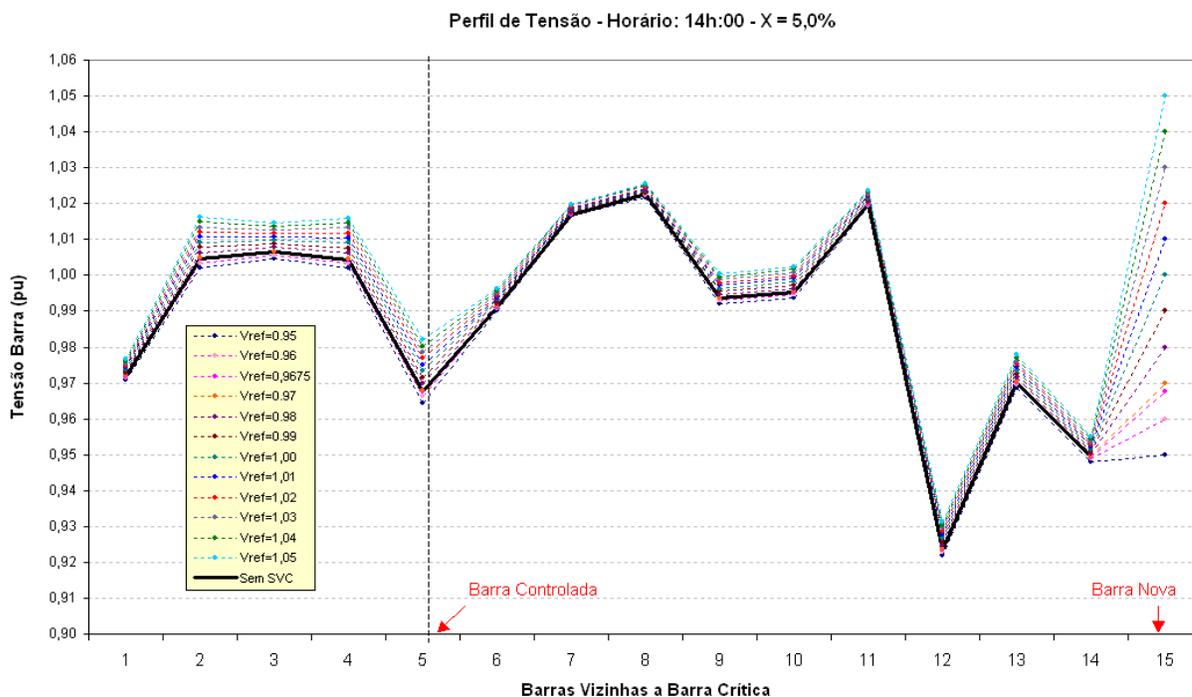


Figura 5.10 – Perfil de Tensão X=5% (TAUBATÉ)

Para a análise do perfil de tensão são consideradas as barras da primeira e segunda vizinhança da barra controlada a fim de observar o comportamento da tensão com a mudança da tensão de referência do SVC. Dessa maneira é possível avaliar o perfil de tensão para um conjunto menor de barras, mas refletindo realmente a área de impacto do SVC. Conclui-se que para uma menor inclinação é possível ter maior flexibilidade em termos de controle de tensão, tendo uma maior faixa de valores conforme a tensão de referência é modificada. Por outro lado, conforme se considera uma inclinação maior do SVC instalado, o controle da tensão apresenta uma menor faixa de atuação, ou seja, o SVC passa a ter menor impacto no perfil de tensão da sua vizinhança. Percebe-se claramente, que o SVC possibilita intervenção significativa no perfil de tensão da barra controlada e também de toda a sua vizinhança.

- Análise da Potência Reativa do SVC

A análise da Figura 5.11 permite concluir sobre a capacidade do SVC mais adequado para a subestação de Taubaté. Faz-se a hipótese de que o SVC atue dentro da faixa de tensão de 0,95 a 1,05 pu. Também se observa que o SVC efetivamente não atua ($Q_{svc} = 0$), quando a tensão de referência iguala a tensão da barra controlada. O SVC com menor inclinação ($X=1\%$) foi o mais adequado tanto para melhorar a MET, como para reduzir as perdas, reduzir o intercâmbio de potência reativa e melhorar o perfil de tensão. Levando em conta essa característica operativa e com a ajuda da Figura 5.11 pode-se chegar à capacidade do SVC para a barra TAUBATÉ 500, que seria de -50 Mvar indutivo a 400 Mvar capacitivo. Esta capacidade traria flexibilidade no controle de tensão na subestação de Taubaté entre 0,95 e 1,05 pu, melhoraria a margem de estabilidade de 2,2% para 8%, e ainda resultaria em diminuição das perdas e intercâmbios de reativos com a rede externa. É preciso lembrar que esta capacidade foi escolhida sem levar em conta estudos de contingências. Após os estudos de contingências a capacidade do SVC pode ser levemente modificada para melhorar o desempenho global do sistema em casos (N-0) e (N-1).

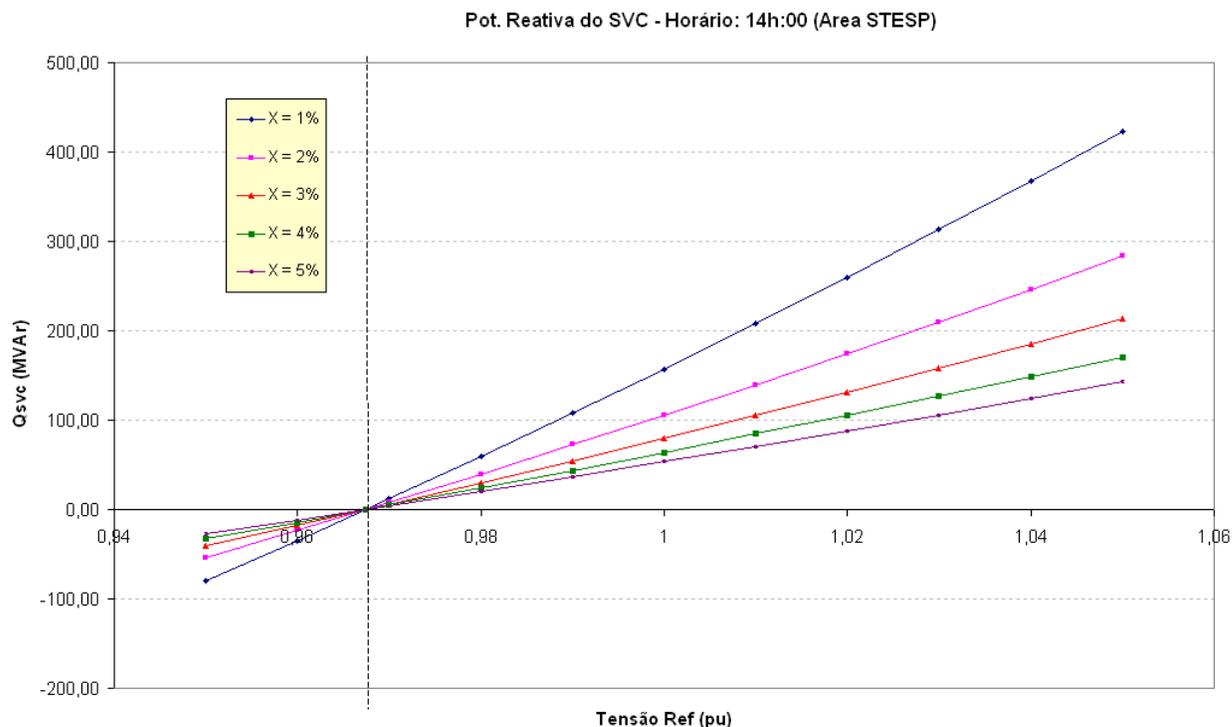


Figura 5.11 – Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na barra crítica TAUBATÉ 500

b) Barra crítica 2 – CAJATI 130

- Análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

Este estudo de caso considera a barra de CAJATI 130; refere-se a uma barra localizada na região sul do estado de São Paulo, região esta que conta com uma rede fraca, com trechos radiais e longos com baixo nível de curto circuito. Esta rede tem baixa robustez em termos de controle e estabilidade de tensão. A instalação do SVC na subestação de Cajati mostrou grande impacto no perfil de tensão da barra controlada e também das primeiras vizinhanças, resultando, no entanto, em um incremento muito baixo da margem de estabilidade no sistema como se pode observar na Figura 5.12. O que se pode concluir é que o SVC traria benefícios locais para a vizinhança de Cajati, mas ganhos inexpressivos em termos sistêmicos.

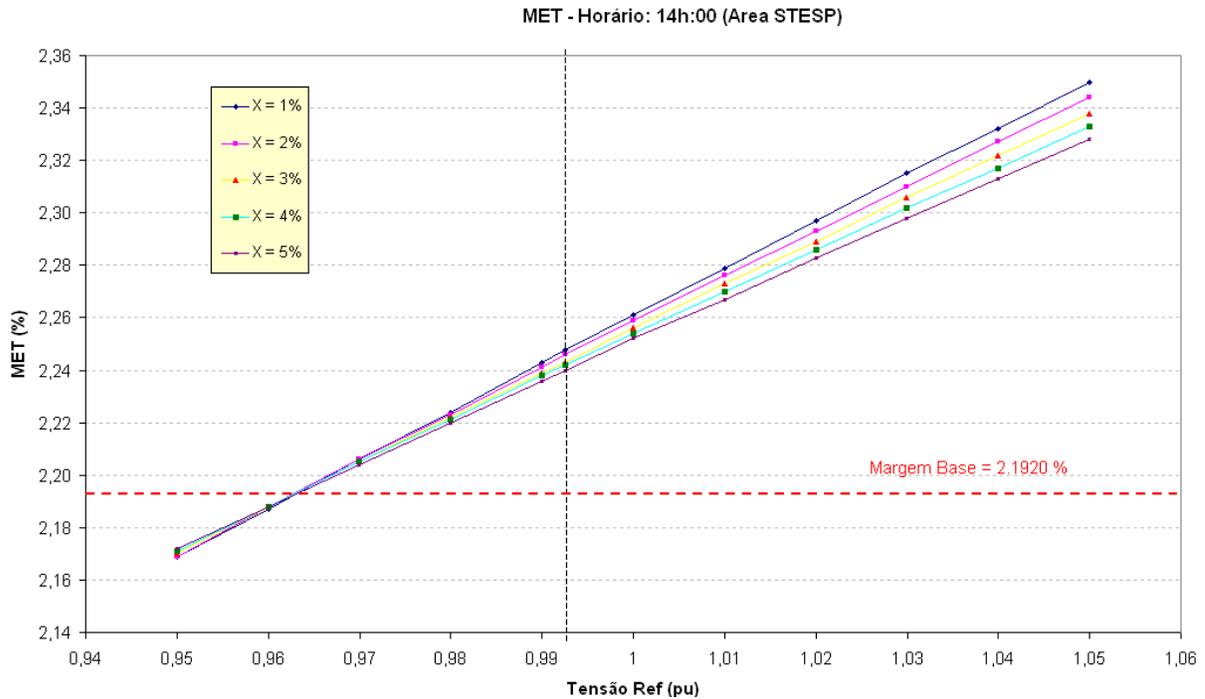


Figura 5.12 – Comportamento do MET com SVC na barra crítica CAJATI 130

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

Neste cenário, as perdas totais do sistema são pouco influenciadas pelo SVC, mostrando redução máxima de 0,01%, e ainda podendo aumentar, dependendo da capacidade do SVC. Como apresenta a Figura 5.13, independente da inclinação da curva característica, a perda total do sistema é pouco modificada por esse SVC.

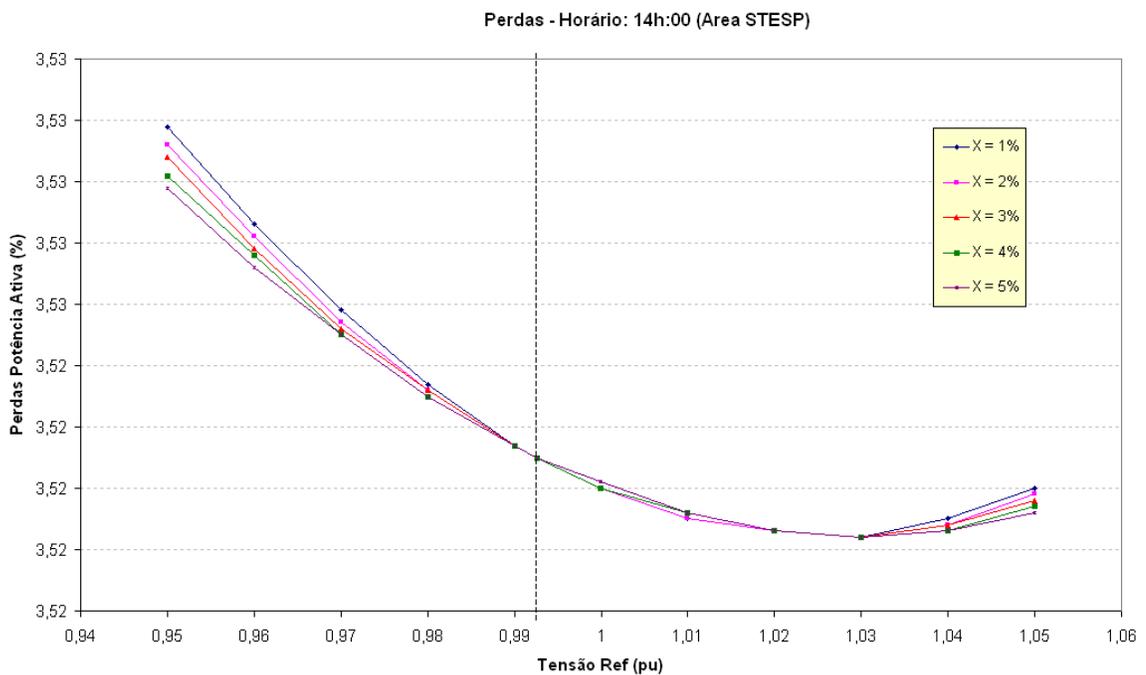


Figura 5.13 – Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica CAJATI 130

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

O intercâmbio de potência reativa (Figura 5.14) apresenta um comportamento pouco dependente da inclinação da curva característica do SVC, mostrando também uma redução pouco significativa no intercâmbio de potência reativa no sistema, o que está associado à pequena capacidade do SVC que poderia ser instalado em Cajati, conforme será mostrado adiante.

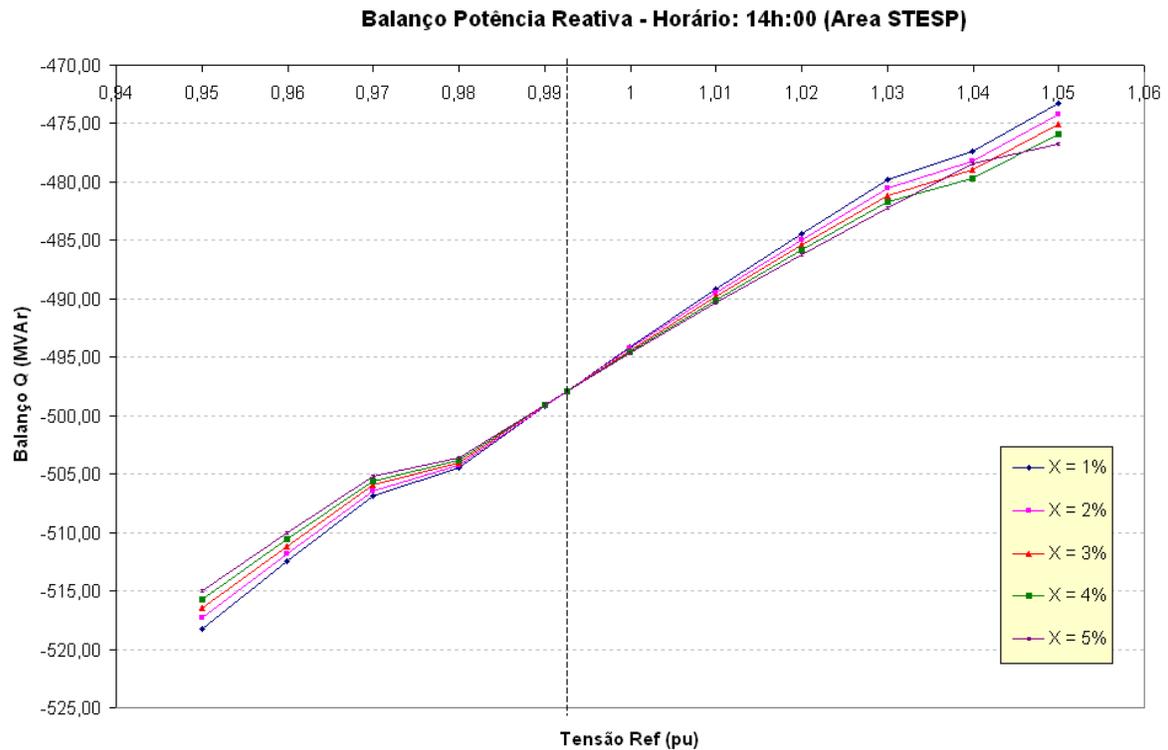


Figura 5.14 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa com SVC na barra crítica CAJATI 130

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

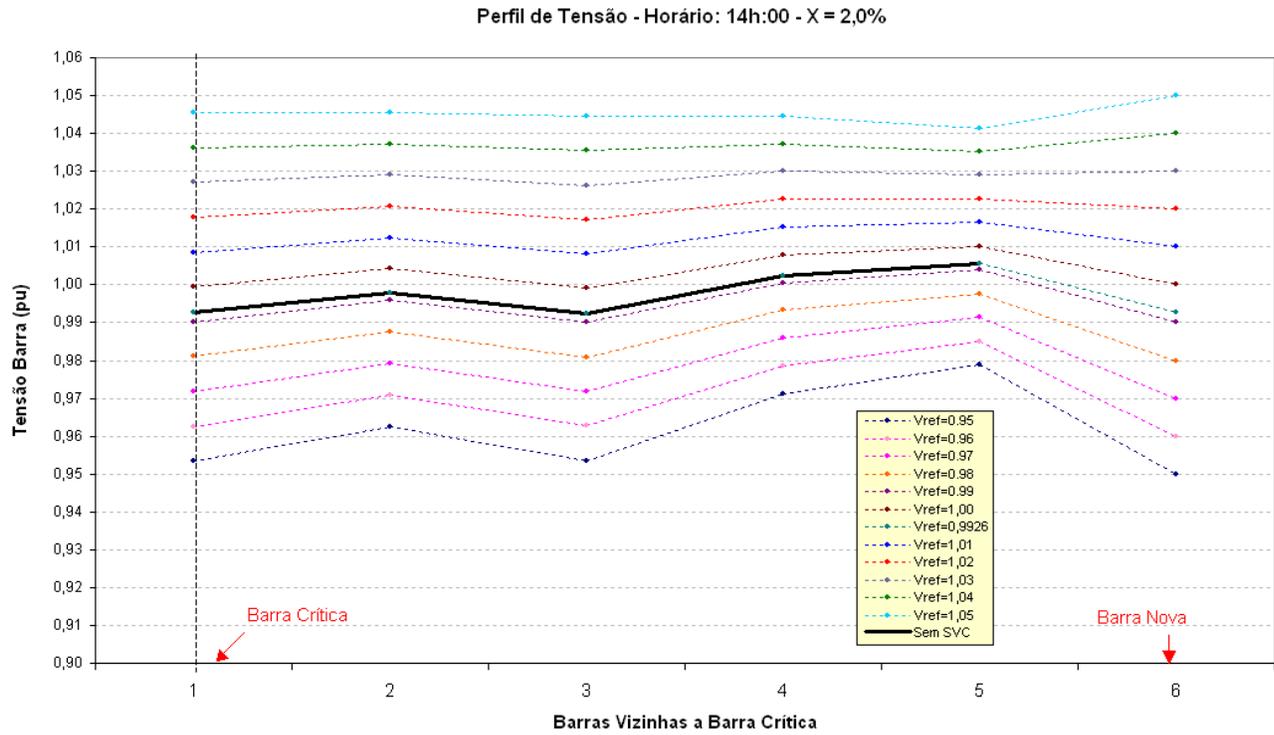


Figura 5.15 – Perfil de Tensão X=1% - CAJATI

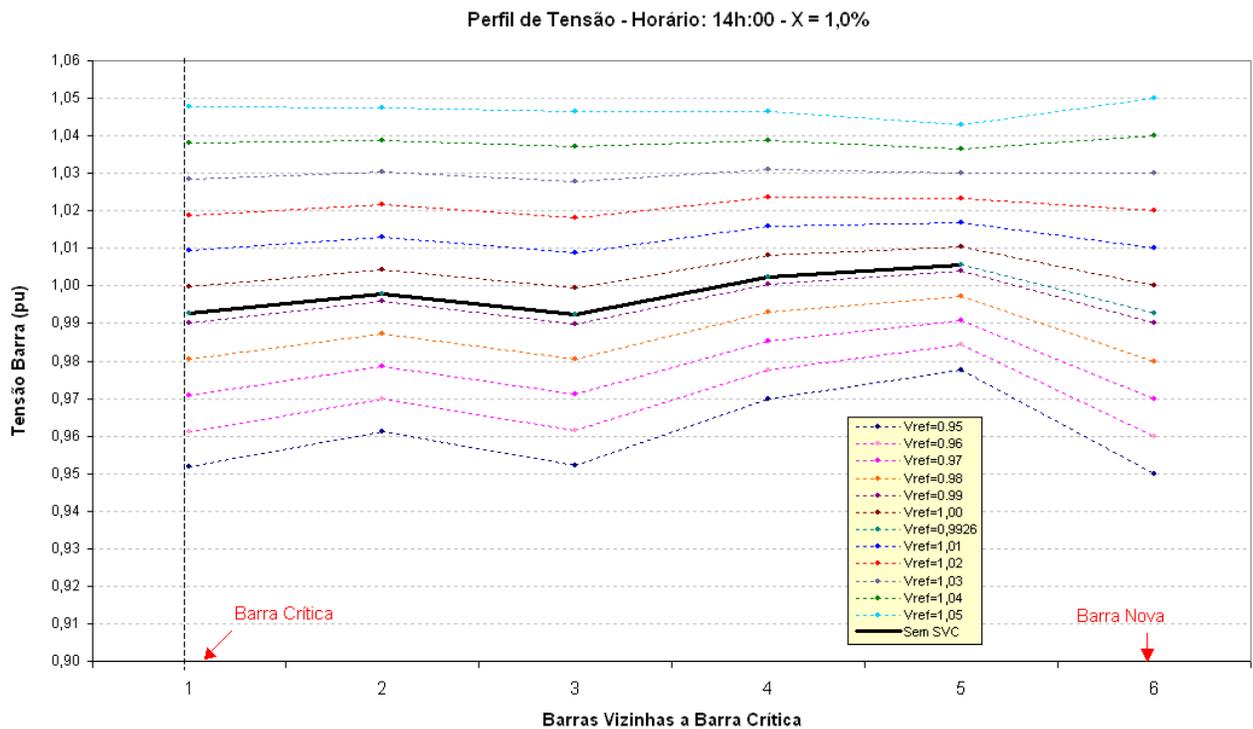


Figura 5.16 – Perfil de Tensão X=2% - CAJATI

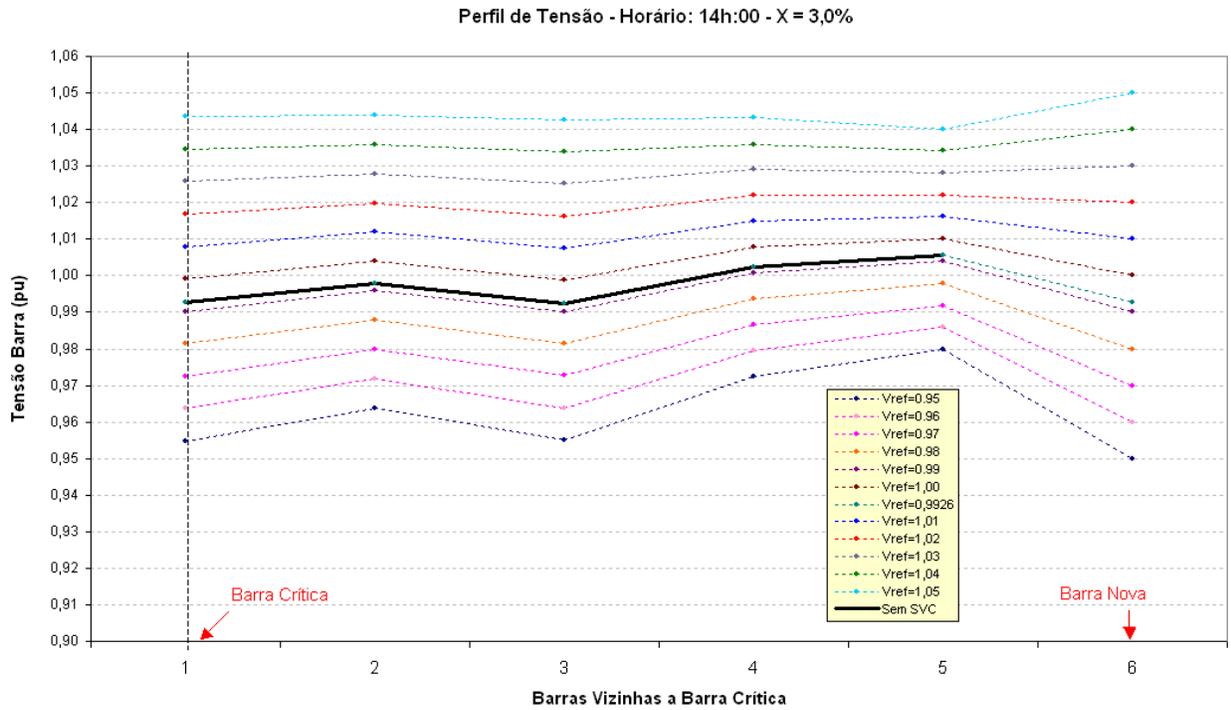


Figura 5.17 – Perfil de Tensão X=3% - CAJATI

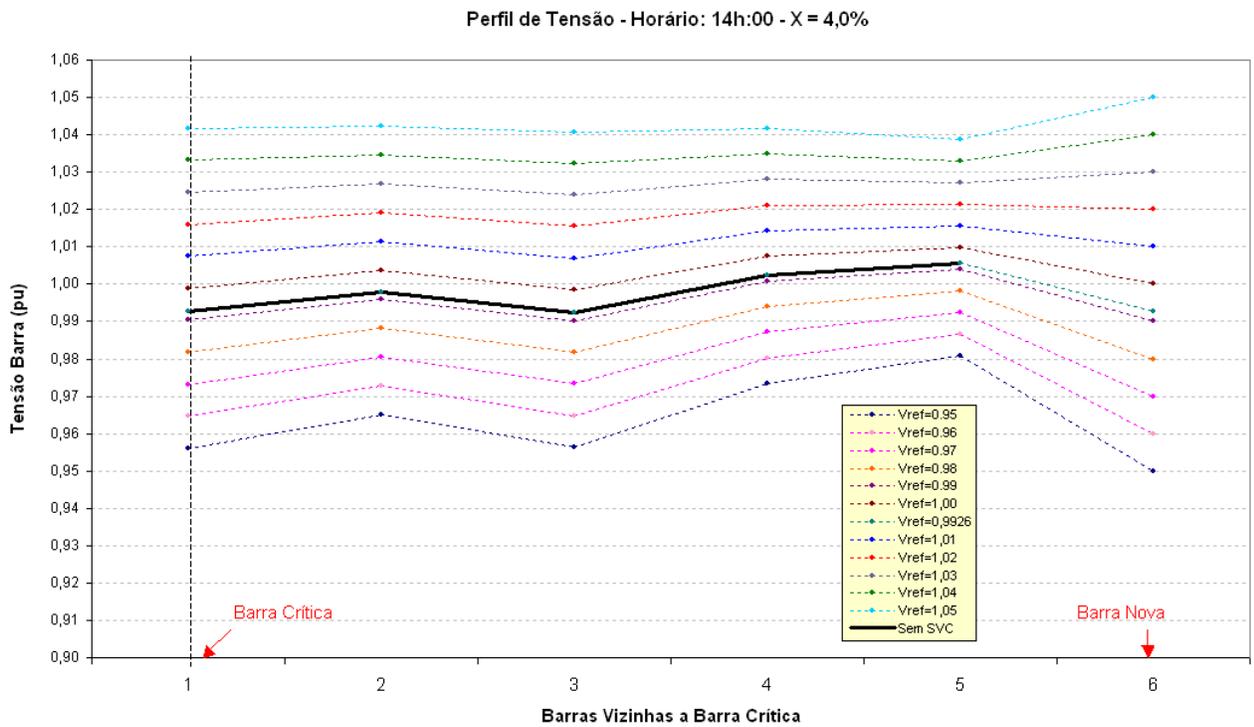


Figura 5.18 – Perfil de Tensão X=4% - CAJATI

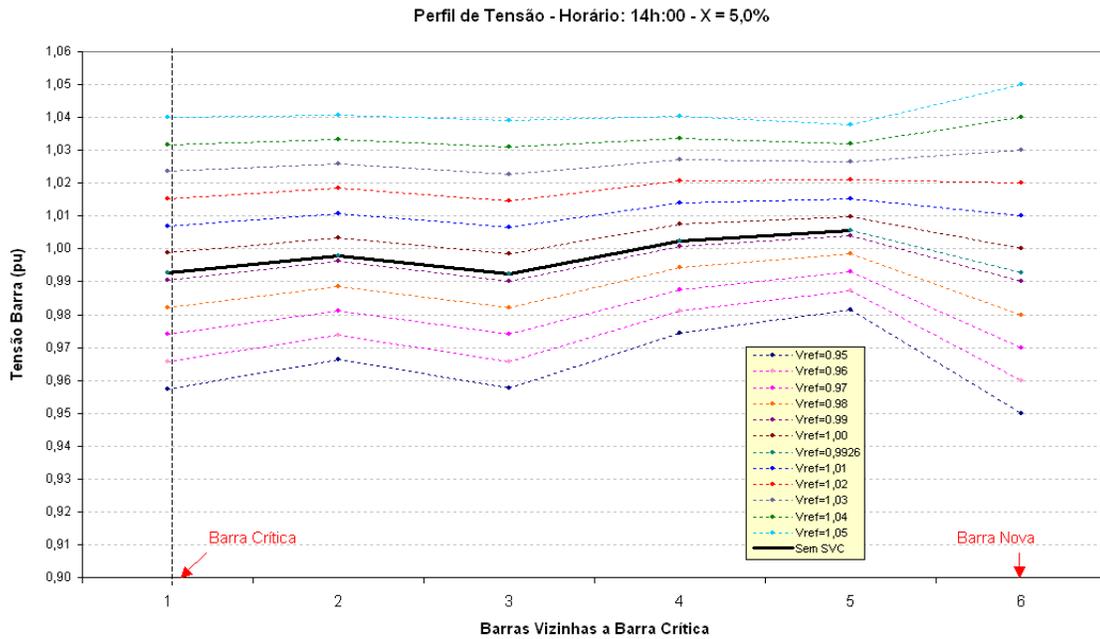


Figura 5.19 – Perfil de Tensão X=5% - CAJATI

Para a análise do perfil de tensão também são consideradas as barras da primeira e segunda vizinhança com relação à barra controlada (sendo 06 barras vizinhas neste caso). Percebe-se que para esse caso, independente da inclinação da curva característica do SVC, o impacto no perfil de tensão da barra controlada e também das primeiras vizinhanças é muito grande. A instalação do SVC permitiria o deslocamento do perfil de tensão de todas as barras analisadas em qualquer nível dentro da faixa operativa de 0,95 a 1,05. Isso se deve à baixa robustez da rede na região de instalação do SVC.

- Análise da Potência Reativa do SVC

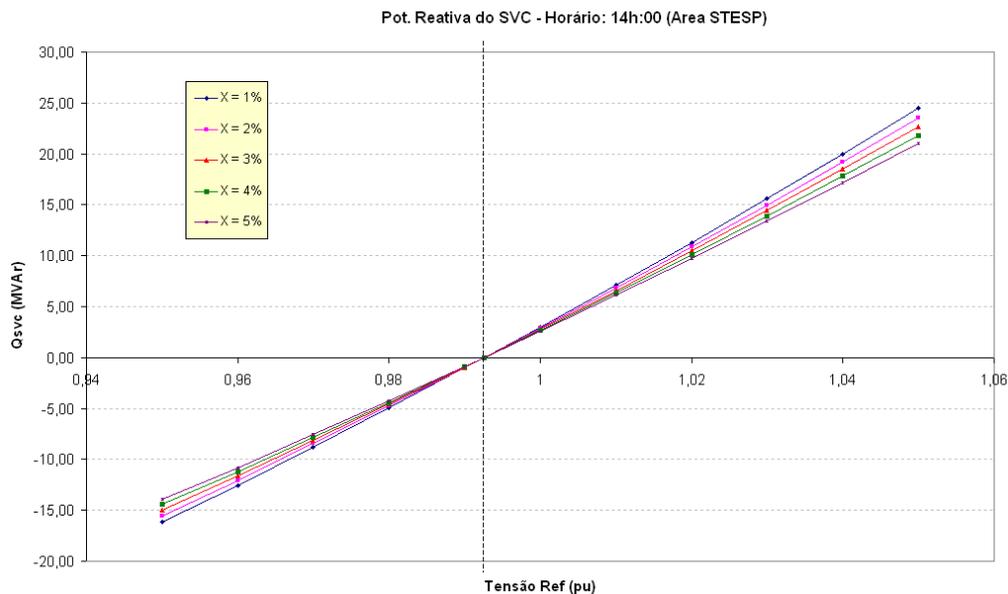


Figura 5.20 – Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na barra crítica CAJATI 130

Através desta análise é possível identificar a capacidade do melhor SVC a ser instalado em Cajati (Figura 5.20). O SVC com qualquer inclinação (X entre 1% e 5%) resultou em desempenho semelhante tanto para melhorar a MET, reduzir as perdas, reduzir o intercâmbio de potência reativa e melhorar o perfil de tensão. A capacidade do SVC para a barra CAJATI 130 pode ser considerada de -15 Mvar indutivo a 20 Mvar capacitivo. Este SVC pode ser considerado de baixa capacidade, mas seria desnecessária maior capacidade para ter controle total das tensões das barras de Cajati e vizinhança.

c) Barra crítica 3 – ETTESO 80

- Análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

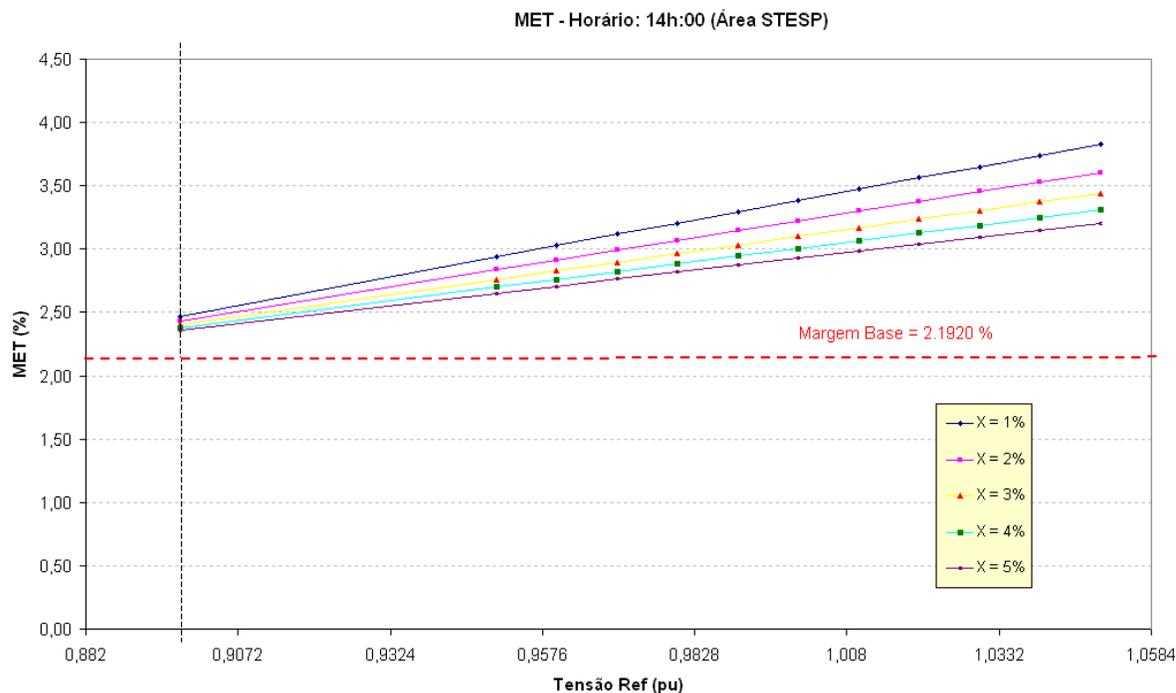


Figura 5.21 – Comportamento do MET com SVC na barra crítica ETTESO 80

No caso da barra de ETTESO 80, na capital do estado de São Paulo, se observa na Figura 5.21 que com a instalação do SVC consegue-se um incremento considerável na MET, já que na operação normal o sistema atua com uma baixa MET, considerado com alto risco de colapso de tensão.

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

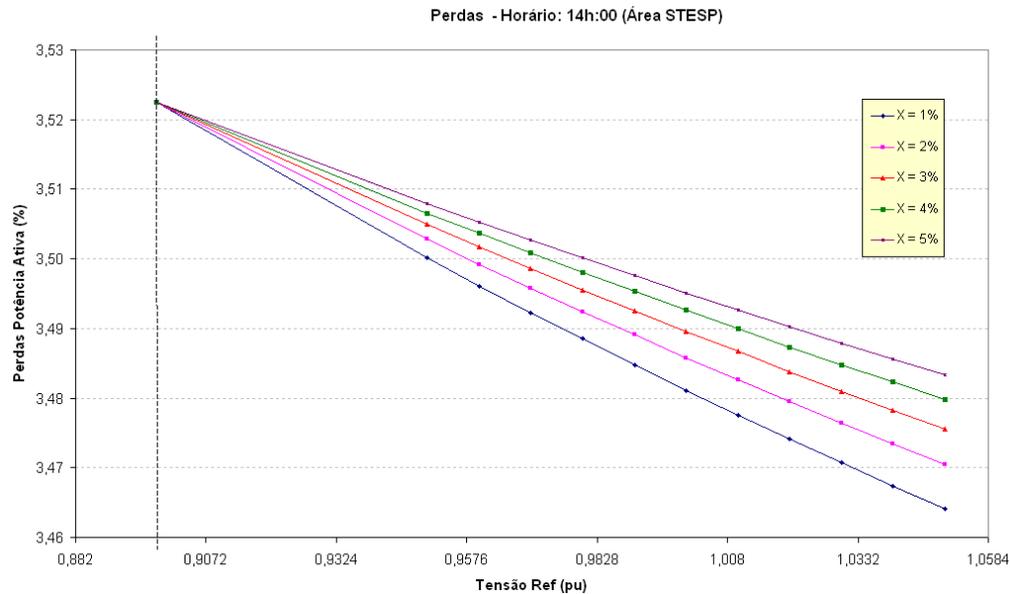


Figura 5.22 – Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica ETTESO 80

O comportamento das perdas com a inclusão do SVC é apresentado na Figura 5.22. A instalação do SVC leva a alguma redução das perdas do sistema, no entanto a redução não é significativa. Observa-se também que com a menor inclinação consegue-se uma maior redução das perdas para um aumento da tensão de referência, como foi observado nas outras barras analisadas. De forma geral, pode-se concluir que a instalação de um SVC não deve atribuir alta prioridade à redução das perdas, e sim ao controle de tensão e melhoria da margem de estabilidade de tensão.

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

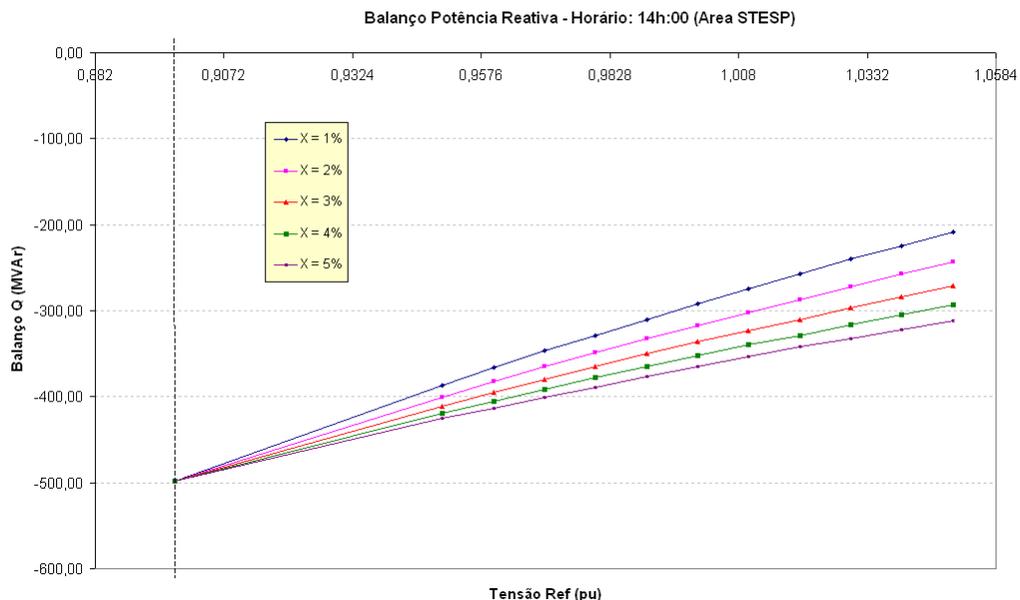


Figura 5.23 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa com SVC na barra crítica ETTESO 80

O intercâmbio de potência reativa (Figura 5.23) apresenta um comportamento similar ao das outras barras já analisadas, ou seja, a instalação do SVC reduz a dependência das fontes externas de reativos (em até 300MVar), aumenta as reservas internas de suporte de tensão, e por isso, resulta em melhoria da margem de estabilidade.

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

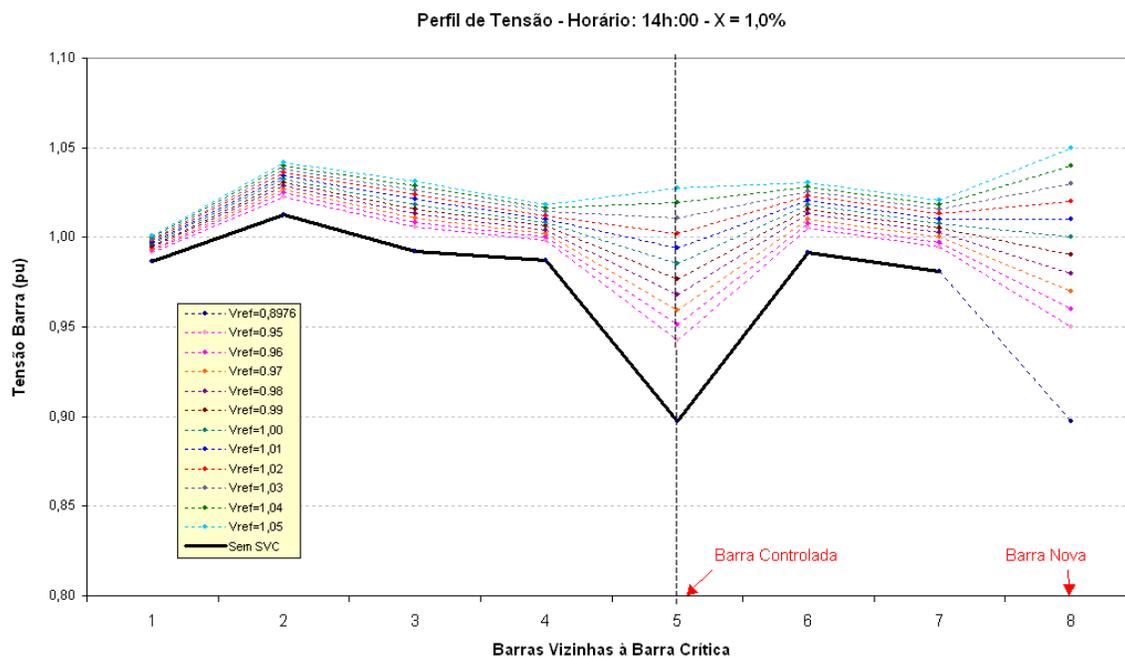


Figura 5.24 – Perfil de Tensão com X=1%

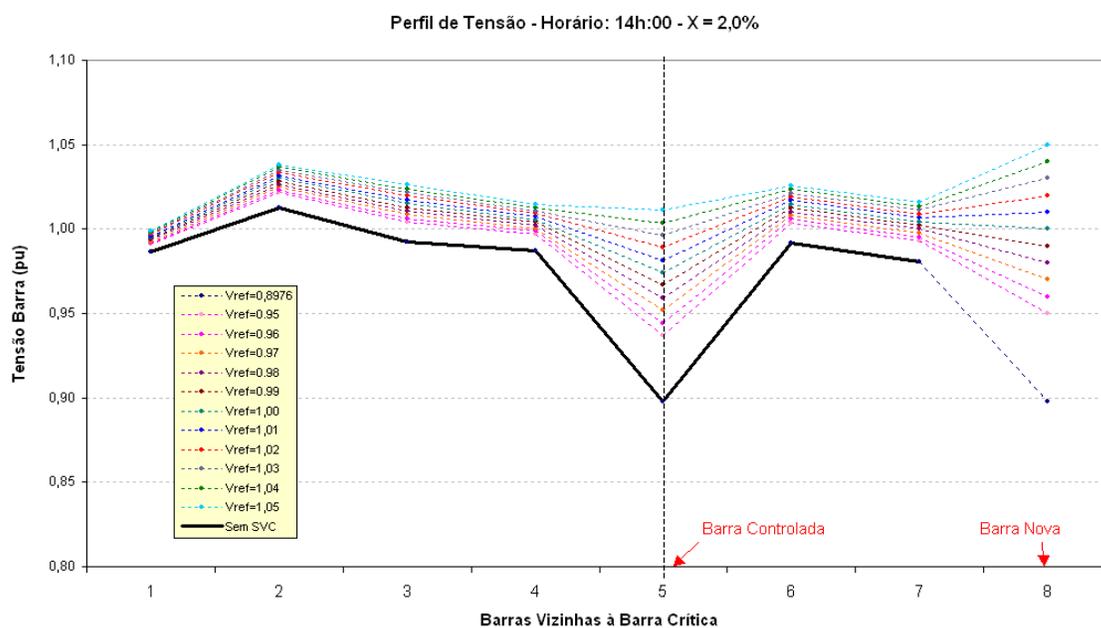


Figura 5.25 – Perfil de Tensão com X=2%

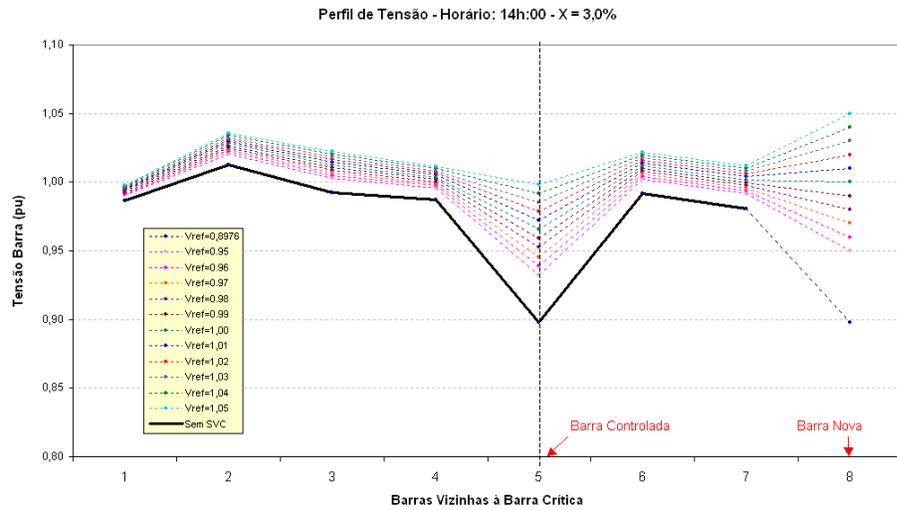


Figura 5.26 – Perfil de Tensão com X=3%

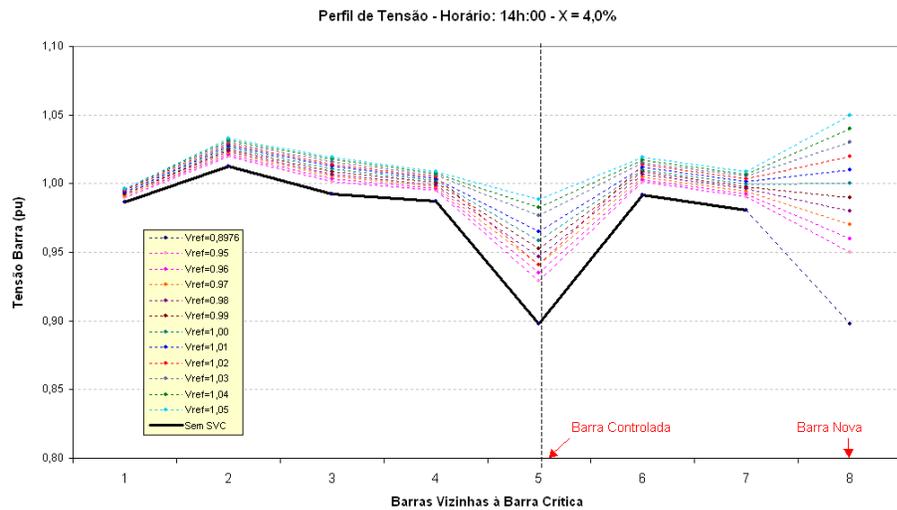


Figura 5.27 – Perfil de Tensão com X=4%

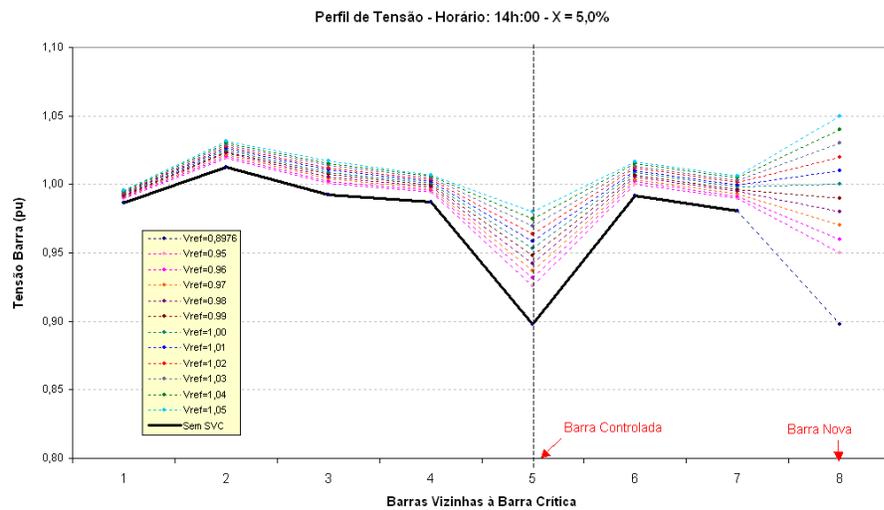


Figura 5.28 – Perfil de Tensão com $X=5\%$

A análise do perfil de tensão também considerou as barras da primeira e segunda vizinhança com respeito à barra controlada (sendo 08 barras vizinhas neste caso). Pode-se notar grande impacto no perfil de tensão, ou seja, alta flexibilidade em termos do controle do perfil de tensão da barra controlada e vizinhanças. Apesar de mostrar boa flexibilidade de controle de tensão independente da inclinação, a menor inclinação ($X=1\%$) resulta em uma faixa mais larga de controle.

- Análise da Potência Reativa do SVC

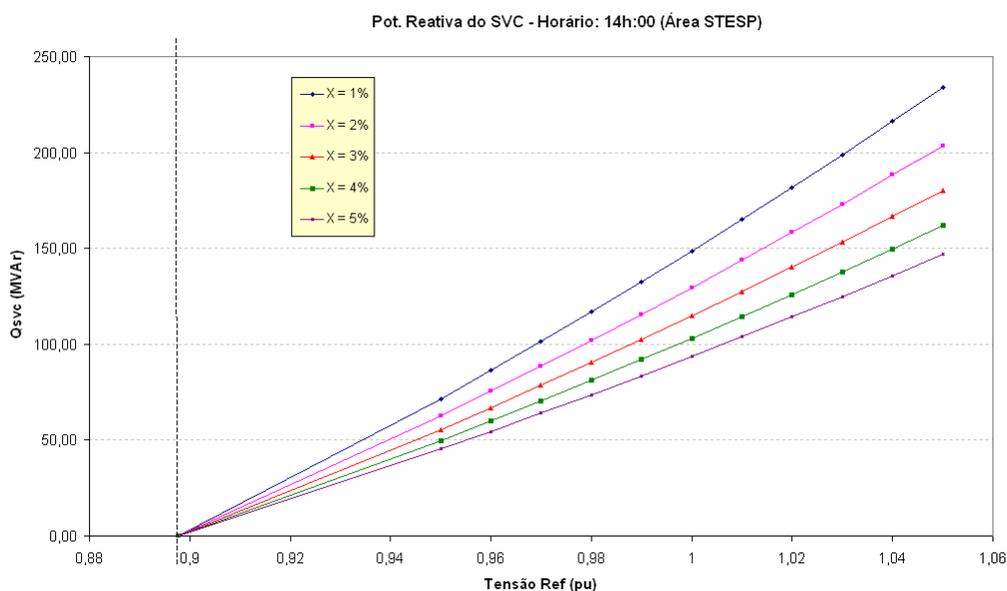


Figura 5.29 – Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na barra crítica ETTESO 80

Nesta análise, se consegue identificar a capacidade do melhor SVC a instalar na área da capital do estado de São Paulo (Figura 5.29) tendo um comportamento só do tipo capacitivo, injetando potência reativa no sistema. A capacidade do SVC para a barra ETTESO 80 pode ser considerada, de 0 Mvar indutivo e 200 Mvar capacitivo, sendo um SVC com capacidade só positiva, se comportando como um capacitor variável com respeito ao sistema interno de São Paulo.

5.2.2 Sumário dos Estudos de Aplicação de SVC's Considerando Casos (N-0)

Após a análise dos resultados dos estudos para cada uma das 03 barras críticas, foi possível obter as seguintes configurações de SVC's para estas barras:

Tabela 5.03 – SVC's a instalar caso (N-0)

Barra	KV	Área	Capacidade (Mvar)		X (%)	Vref (pu)
			Qmax	Qmin		
TAUBATÉ 500	500	Norte	400	-50	1	1.00
CAJATI 130	138	Sul	20	-15	1	1.05
ETTESO 80	88	Centro	200	0	1	1.03

Estes SVC's proporcionam a melhoria da estabilidade de tensão, do controle de tensão, alguma redução das perdas ativas e a redução dos intercâmbios de potência reativa com as áreas externas da rede elétrica do estado de São Paulo. Apresenta-se a seguir, uma análise da operação em conjunto desses três SVC's, de forma a subsidiar a decisão sobre a instalação ou não de cada um deles.

a) Análise através de curvas PV

As Figuras 5.30, 5.31 e 5.32 mostram as curvas PV analisando o comportamento da tensão nas barras críticas sem a instalação do SVC e com a posterior instalação do dispositivo, observando-se como se obtém uma melhoria da margem de estabilidade de tensão para cada um dos casos. Levando em consideração que cada curva foi obtida com a instalação de um SVC para cada caso segundo as capacidades obtidas na Tabela 5.03, tendo uma injeção de potência reativa no sistema de 198.78 Mvar do SVC na barra ETTESO 80, 157.14 Mvar do SVC na barra TAUBATE 500 e 20.00 Mvar do SVC na barra CAJATI 130, para cada caso.

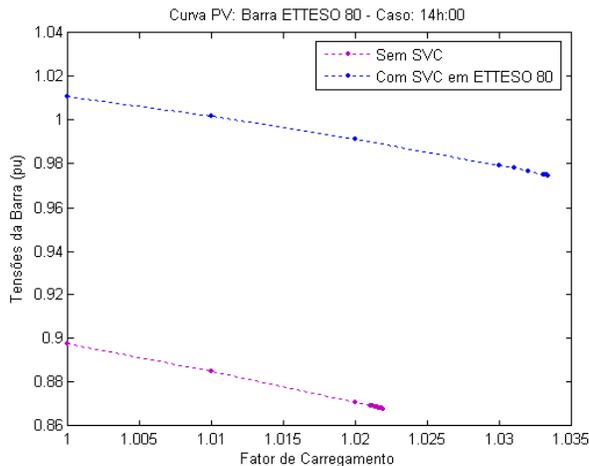


Figura 5.30 – Curva PV Barra ETTESO 80 (N-0)

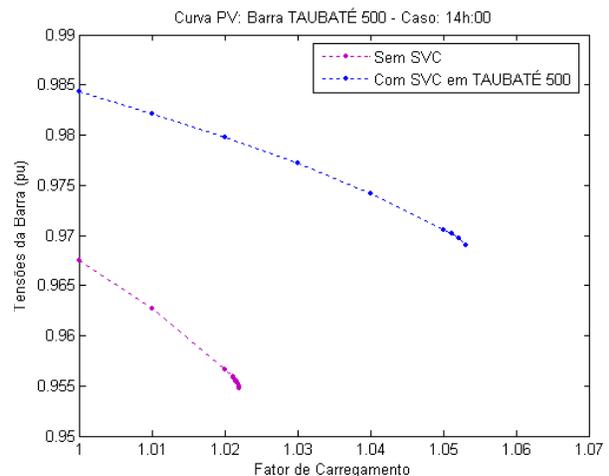


Figura 5.31 – Curva PV Barra TAUBATÉ 500 (N-0)

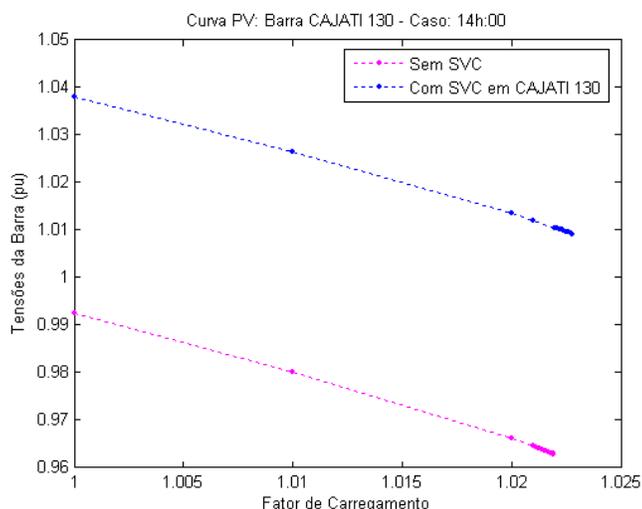


Figura 5.32 – Curva PV Barra CAJATI 130 (N-0)

Considera-se agora a instalação de 2 SVC's no sistema, na barra de ETTESO 80 e TAUBATÉ 500. Pode-se observar uma melhoria ainda maior na margem de estabilidade (Figura 5.33), tendo uma injeção de potência reativa de 192.64 Mvar no SVC da barra ETTESO 80, e de 129.50 Mvar no SVC da barra TAUBATÉ 500. Percebe-se uma injeção menor de potência reativa de cada SVC no sistema com relação ao caso de considerar a instalação isolada de cada um, já que a potência injetada é distribuída entre os dois SVC's instalados.

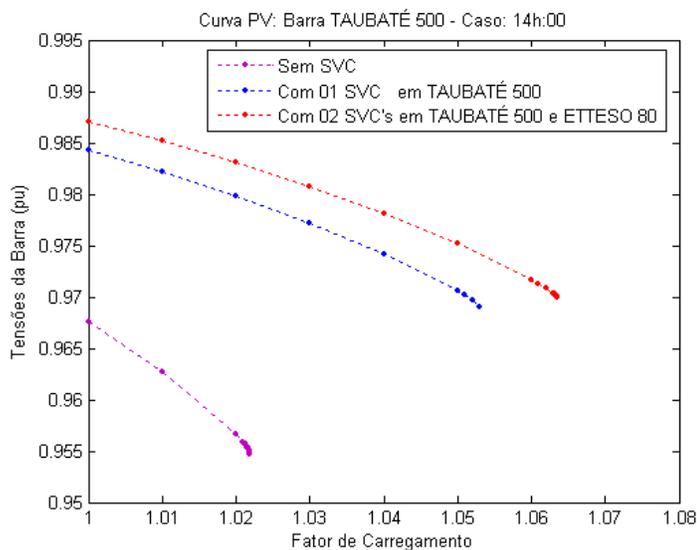


Figura 5.33 – Curva PV Barra TAUBATÉ 500, 02 SVC's

Considerando a instalação dos 03 SVC's no sistema, (Figura 5.34) observa-se que a instalação do SVC na barra CAJATI 130 não influencia muito na estabilidade do sistema. Como a potência reativa injetada vai se dividir entre os 03 SVC's instalados, cada um opera com menor nível de reativos, injetando 191.11 MVar, o SVC de ETTESO 80, 128.05 MVar o SVC de TAUBATÉ 500, e 17.02 MVar o SVC de CAJATI 130.

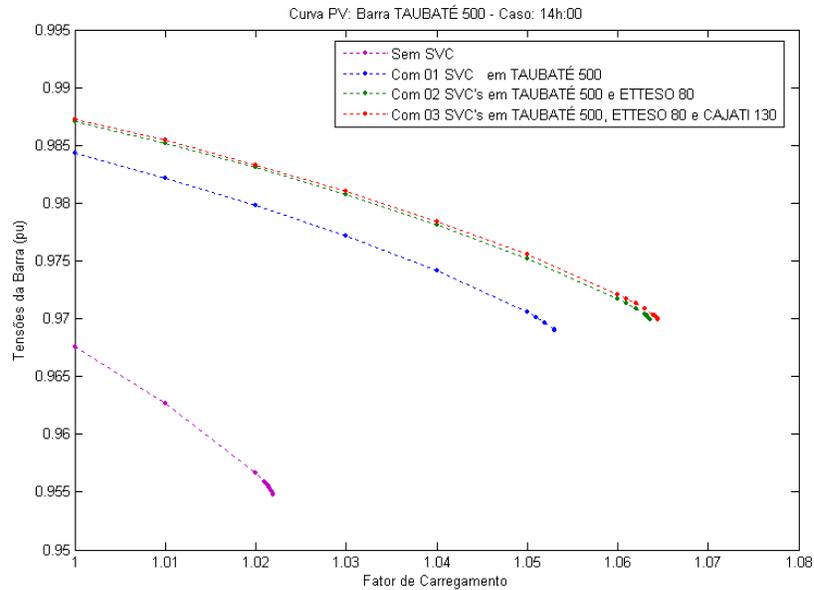


Figura 5.34 – Curva PV Barra TAUBATÉ 500, 03 SVC's

b) Potência Reativa dos SVC's

A potência reativa dos SVC's tem seus limites máximos e mínimos de operação segundo suas capacidades. Considerando um incremento de carga desde 80% do valor nominal da carga até o limite de carregamento, se observa na Figura 5.35, que cada SVC opera dentro de seus limites. Os SVC's das barras CAJATI 130 e ETTESO 80 alcançam seus limites máximos e mínimos, e o SVC da barra TAUBATÉ 500 só atinge o limite mínimo, -50 MVar, sem chegar ao seu limite máximo de 400 MVar.

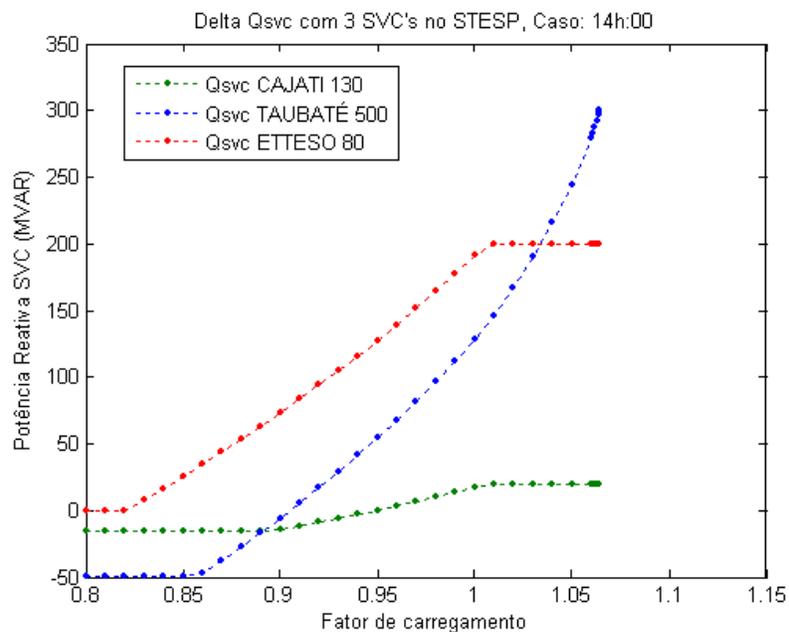


Figura 5.35 – Variações de potência reativa para os 03 SVC's instalados

c) Margem de Estabilidade de Tensão com SVC's

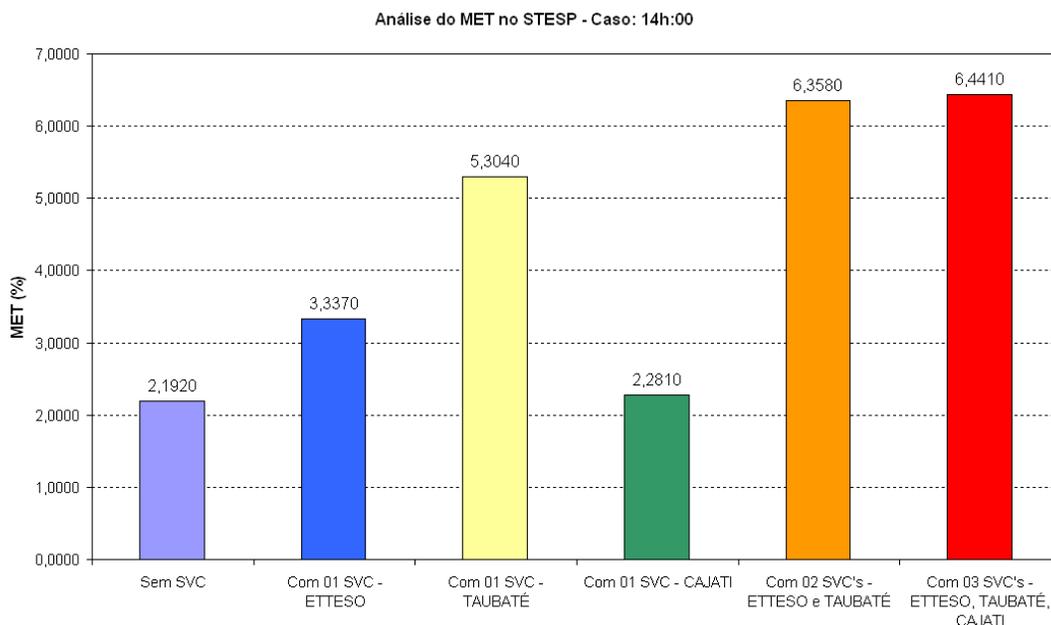


Figura 5.36 – Comportamento da Margem de Estabilidade de Tensão – (Caso N-0)

Através da Figura 5.36 consegue-se mostrar como a MET pode ser melhorada desde 2,19% até um 6,44% com a instalação dos 03 SVC's no sistema. Observa-se que o SVC de CAJATI não influencia muito na margem, e que a instalação de 02 SVC's, ETTESO e TAUBATÉ, resultaria em melhora significativa da margem, para o valor de 6,36%. Cabe mencionar que o SVC em TAUBATÉ resulta ser o dispositivo que tem maior participação para melhorar a MET.

c) Perdas Ativas no sistema com SVC's

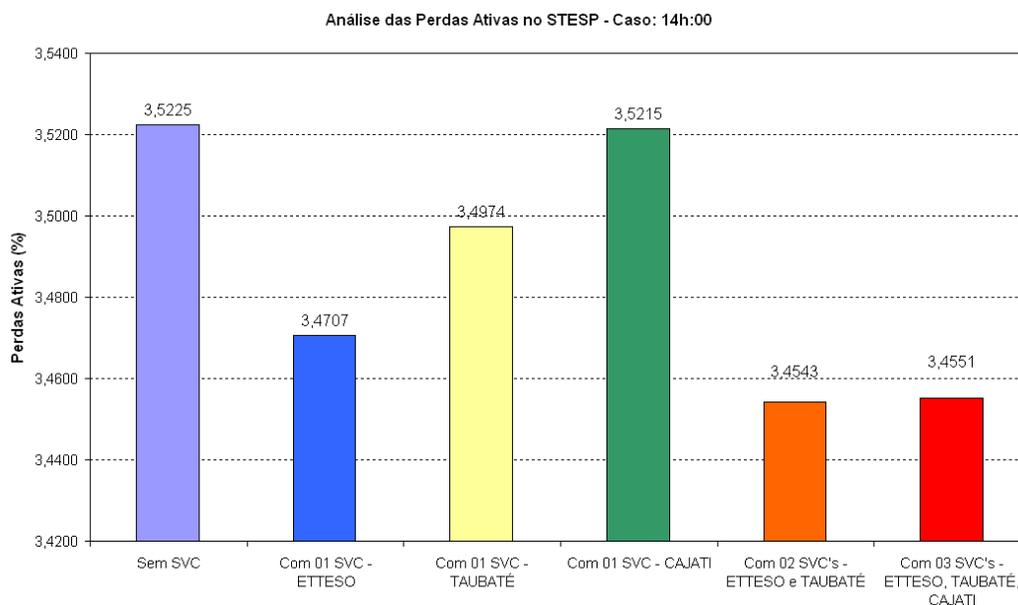


Figura 5.37 – Comportamento das Perdas Ativas no Sistema interno de São Paulo – (Caso N-0)

Através da análise das perdas ativas (Figura 5.37) pode-se observar que o SVC de CAJATI não influencia muito no sistema uma vez que sua capacidade é muito baixa, e não resulta em redução significativa das perdas. Mesmo considerando os SVC's de TAUBATÉ e ETTESO o que se consegue em termos de redução das perdas não é expressivo. Considerando um nível de demanda em 15000MW, o que se conseguiria de redução nas perdas com a instalação dos dois SVC's ($3,5225\% - 3,4543\% = 0,0682\%$) seria equivalente a 10,23MW. Ou seja, as perdas de potência ativa passariam de 525MW para 515MW. Com isso, pode-se concluir que a diminuição das perdas representa um efeito colateral positivo do SVC, mas este aspecto não deve ser relevante para a escolha do local, capacidade e característica operativa desses dispositivos.

d) Intercâmbio de Potência Reativa com SVC's

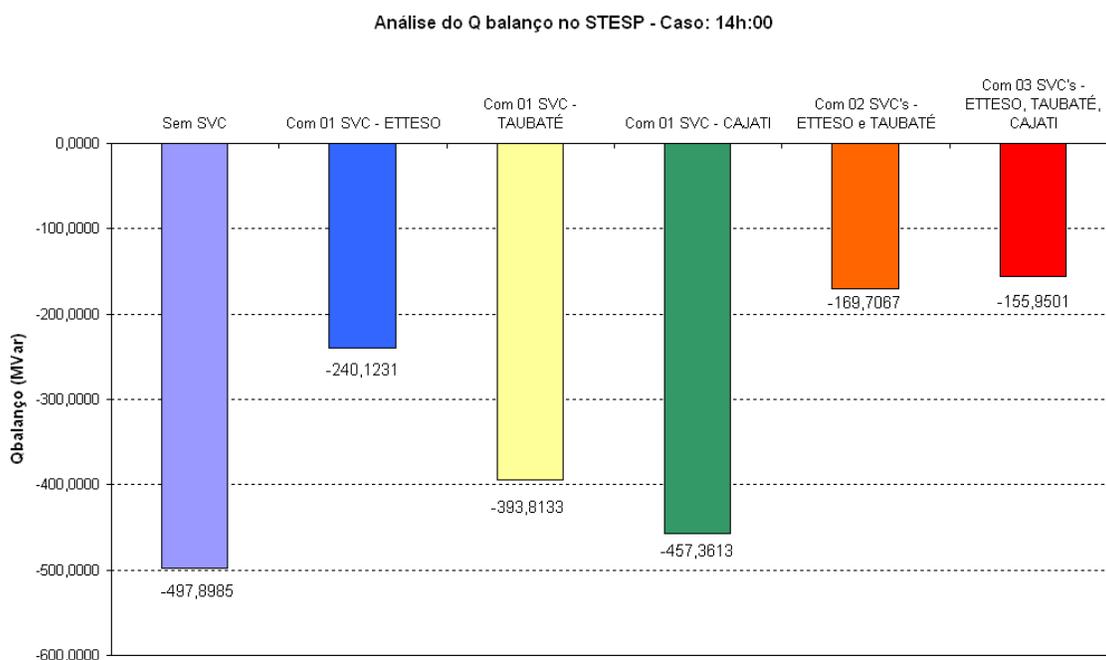


Figura 5.38 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa no Sistema – (Caso N-0)

O intercâmbio de potência reativa entre o sistema interno e externo do estado de São Paulo também é bastante influenciado pela instalação dos SVC's (Figura 5.38), já que estes injetam/absorvem potência reativa na rede. Nesse ponto pode-se observar que os SVC's de ETTESO e TAUBATÉ provocam boa redução do intercâmbio de potência reativa, enquanto o SVC de CAJATI provoca pouco impacto, devido a sua baixa capacidade.

e) Perfil de Tensão com SVC's

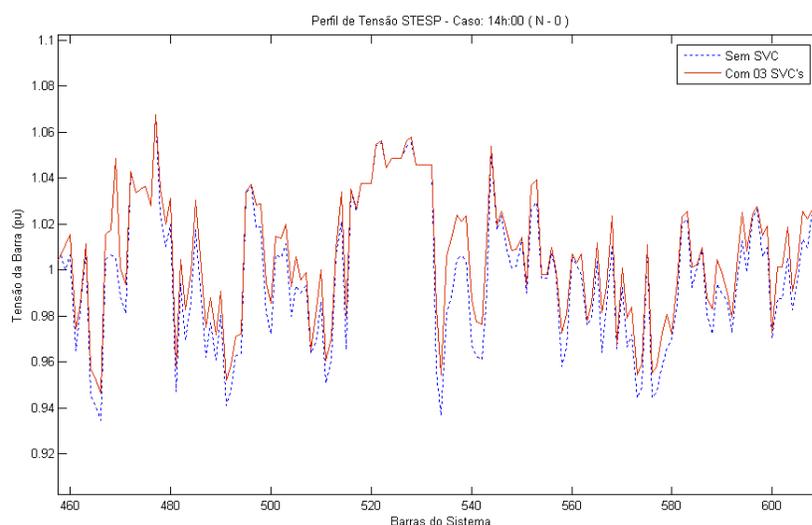


Figura 5.39 – Perfil de Tensão no Sistema – (Caso N-0)

O perfil de tensão do sistema é mais um parâmetro que permite observar como a compensação de potência reativa consegue também controlar a tensão das barras do sistema. A Figura 5.39 ilustra o impacto dos SVC's no perfil de tensão para algumas das barras do sistema interno de São Paulo, conseguindo na maioria das barras, incrementar a tensão com a finalidade de melhorar o controle de tensão do sistema. Pode-se observar que o impacto mais significativo se dá nas regiões com maior possibilidade de sub-tensões. A instalação dos SVC's em locais adequados, com as capacidades bem dimensionadas e com as características operativas bem escolhidas, pode diminuir de forma determinante as ocorrências de sub-tensão em regime permanente, além de atuar também durante eventos transitórios de forma rápida e contínua.

5.2.3 Casos N-1

Nesta seção, todos os estudos realizados anteriormente para casos (N-0) serão repetidos considerando a ocorrência de contingências (casos N-1). Para este estudo são consideradas contingências associadas às áreas críticas de TAUBATÉ e ETTESO. As contingências com maior impacto na margem de estabilidade de tensão, em cada uma dessas áreas, são selecionadas para os testes de aplicação dos SVC's em condições (N-1). A área crítica de CAJATI foi desconsiderada neste estudo, uma vez que os benefícios da aplicação de SVC para casos (N-0) nessa área não foram expressivos.

a) Barra crítica 1 – ETTESO 80

- Análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

No caso da barra de ETTESO 80, na capital do estado de São Paulo, para o caso (N-1) considera-se o transformador Edgard de Souza 230/88 KV fora de operação. O horário das 22h00min é escolhido para esse estudo, uma vez que a margem de estabilidade de tensão do sistema é drasticamente reduzida após a perda do transformador. Pode-se observar através da figura 5.40 que com a instalação do SVC consegue-se um incremento considerável na MET, podendo ser, inclusive, maior do que a MET pré-contingência. Novamente, a inclinação de 1% resulta em ganho levemente superior em termos da melhoria da margem.

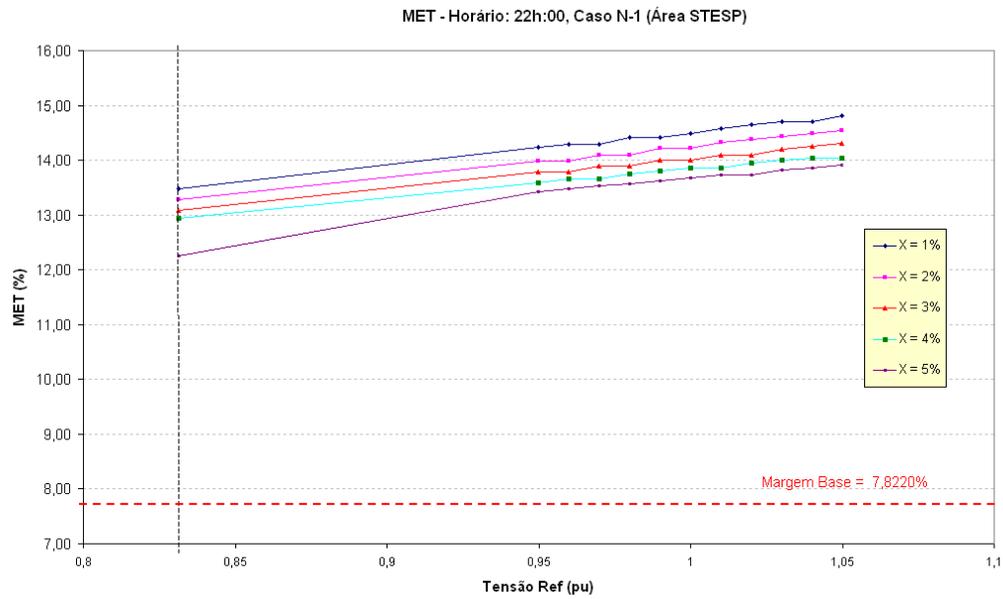


Figura 5.40 – Comportamento do MET com SVC na barra crítica ETTESO 80

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

Através da análise das perdas (figura 5.41), observa-se um comportamento similar aos casos (N-0) apresentando uma pequena redução das perdas no sistema.

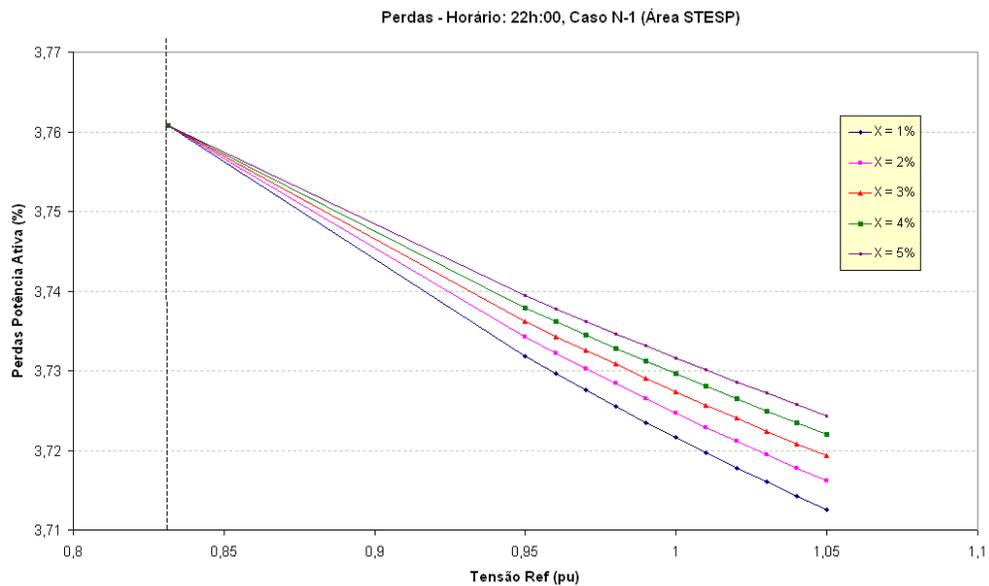


Figura 5.41 – Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica ETTESO 80

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

Em termos do intercâmbio de potência reativa (figura 5.42) para este cenário (N-1), pode-se perceber uma exportação de reativos (350MVar), uma vez que o horário das 22h00minh já representa uma transição de saída da região de máximo consumo. Portanto, a instalação do SVC resultaria em aumento da exportação de reativos (para 700MVar). Este exemplo foi utilizado para ilustrar esta possibilidade de excesso de reativos em situações de carga leve. No entanto, a operação do SVC pode ser coordenada com o chaveamento de capacitores e reatores, de forma a minimizar a importação/exportação de reativos em cada intervalo, deixando assim, a máxima capacidade de transmissão da rede disponível para o transporte de energia útil, ou seja, potência ativa.

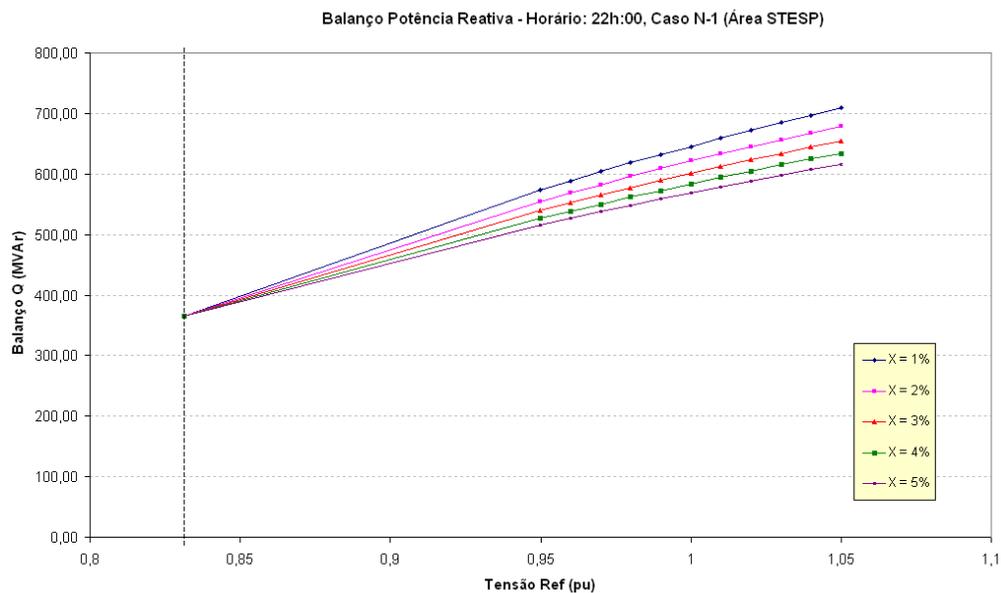


Figura 5.42 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa com SVC na barra crítica ETTESO 80

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

Para a análise do perfil de tensão também são consideradas as barras da primeira e segunda vizinhança com relação à barra controlada (sendo 08 barras vizinhas neste caso). Percebe-se claramente, que em situações de contingências, o SVC tem um papel fundamental para evitar afundamentos de tensão de grandes proporções. A presença do SVS pode diminuir o número de desligamentos por sub-tensão em situações (N-1), auxiliando na manutenção da estabilidade de tensão e no desempenho global do sistema.

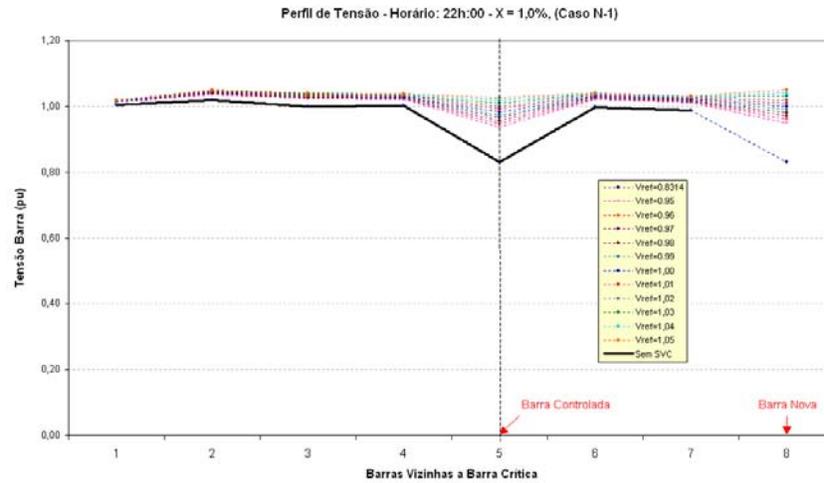


Figura 5.43 – Perfil de Tensão X=1% - Caso (N-1)

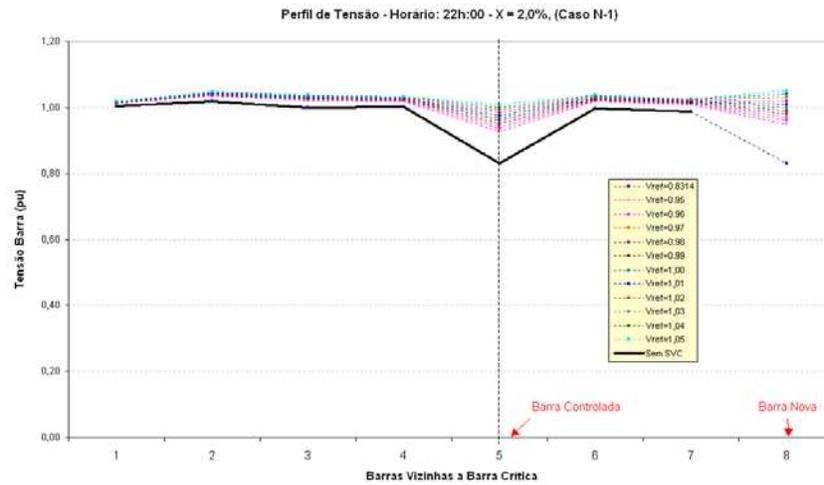


Figura 5.44 – Perfil de Tensão X=2% - Caso (N-1)

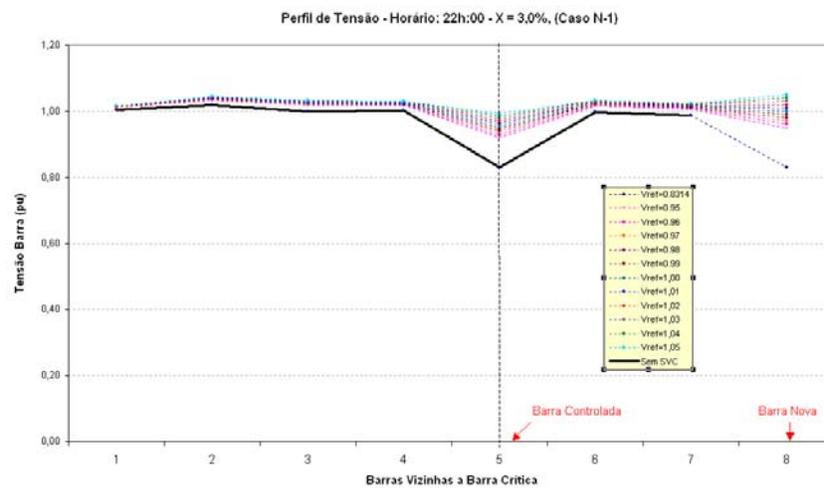


Figura 5.45 – Perfil de Tensão X=3% - Caso (N-1)

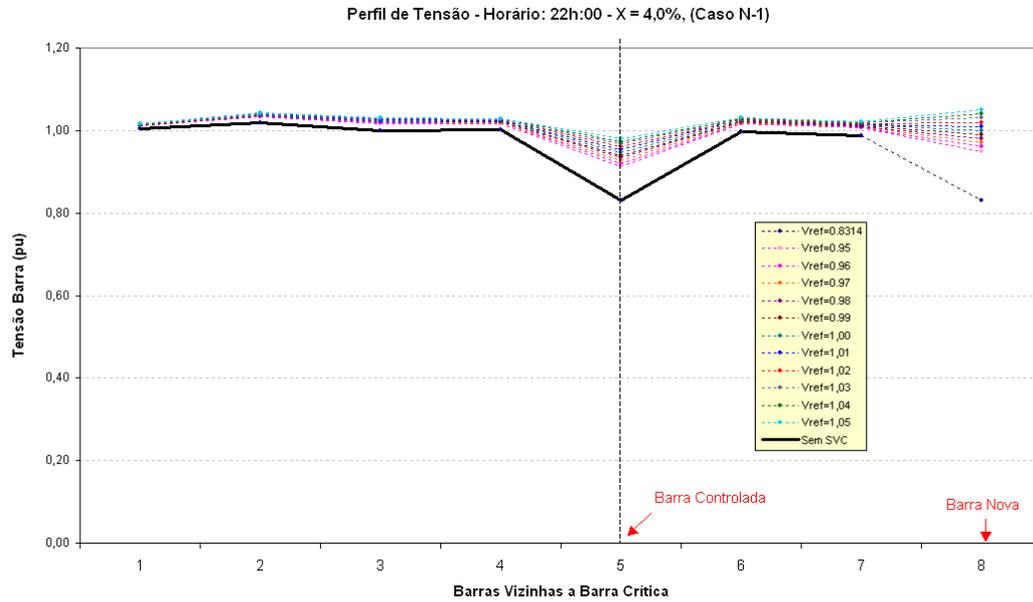


Figura 5.46 – Perfil de Tensão X=4% - Caso (N-1)

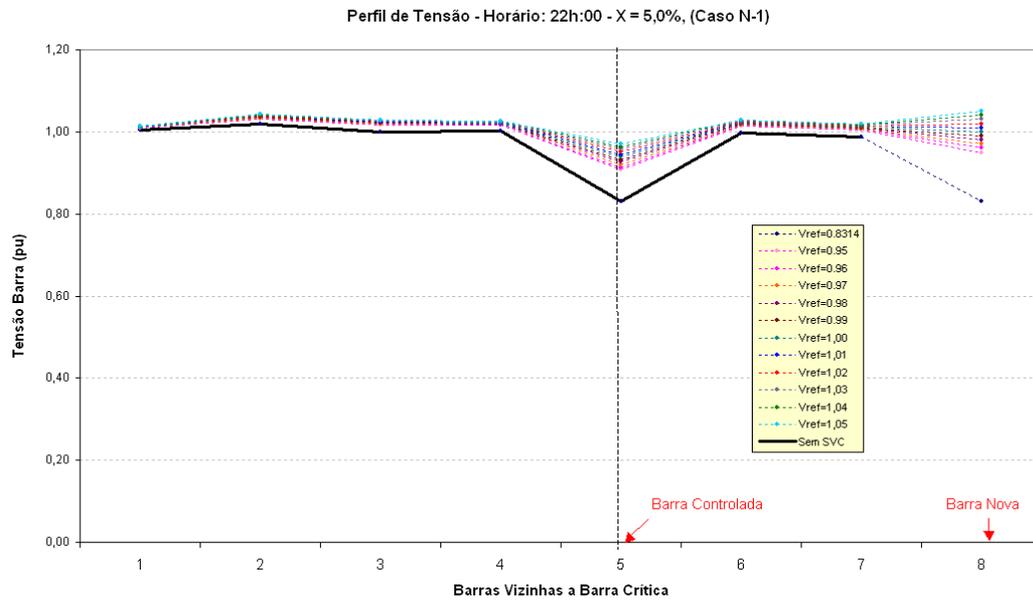


Figura 5.47 – Perfil de Tensão X=5% - LOCAL (N-1)

- Análise da Potência Reativa do SVC

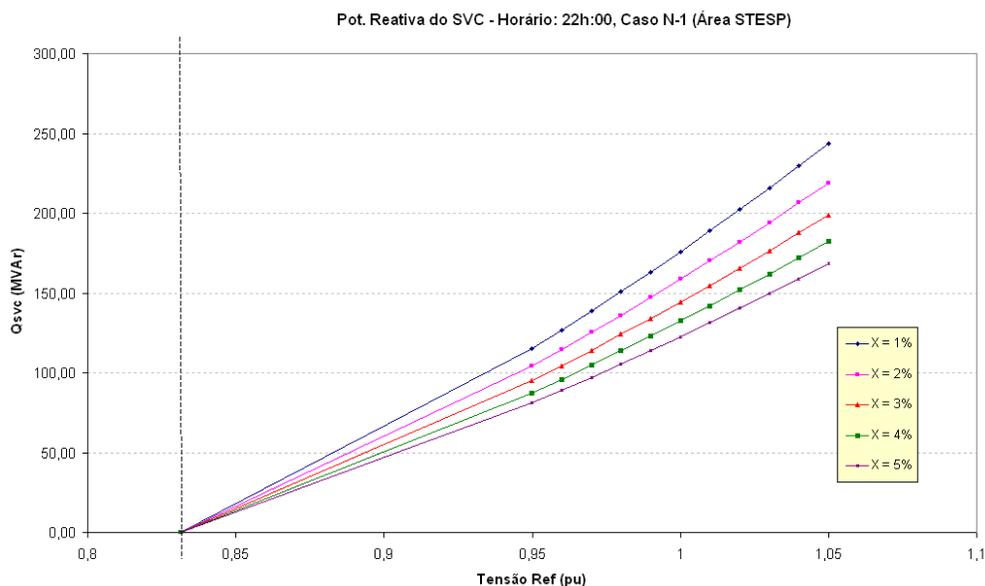


Figura 5.48 – Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na barra crítica ETTESO 80

Através desta análise, é possível identificar a capacidade do SVC a ser instalado na área da capital do estado de São Paulo (figura 5.48) considerando a operação (N-1). O SVC apresenta um comportamento puramente capacitivo, injetando potência reativa no sistema. A capacidade do SVC para a barra ETTESO 80 pode ser considerada de 0 Mvar indutivo e 250 Mvar capacitivo, comportando-se como um capacitor variável com respeito ao sistema interno de São Paulo. Observa-se que a capacidade escolhida do SVC é um pouco maior do que a considerada para os casos (N-0), sendo um SVC com capacidade adequada para obter a melhoria na estabilidade do sistema para ambos cenários de operação (N-0) e (N-1).

b) Barra crítica 2 – TAUBATÉ 500

- Análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

Na figura 5.49 se observa o comportamento da MET para o caso de operação (N-1), considerando a linha Araraquara – Santa Bárbara 440 KV fora de operação. A ocorrência desta contingência resultaria em diminuição drástica da margem de estabilidade, podendo levar o sistema ao colapso de tensão. Com a instalação do SVC a margem de estabilidade poderia ficar acima do valor mínimo (6%) recomendado pelo ONS mesmo com a ocorrência dessa contingência, a qual representa uma das contingências mais severas na área crítica de TAUBATÉ. Percebe-se claramente, um grande impacto do SVC para a melhoria da margem, também em situações de contingências severas.

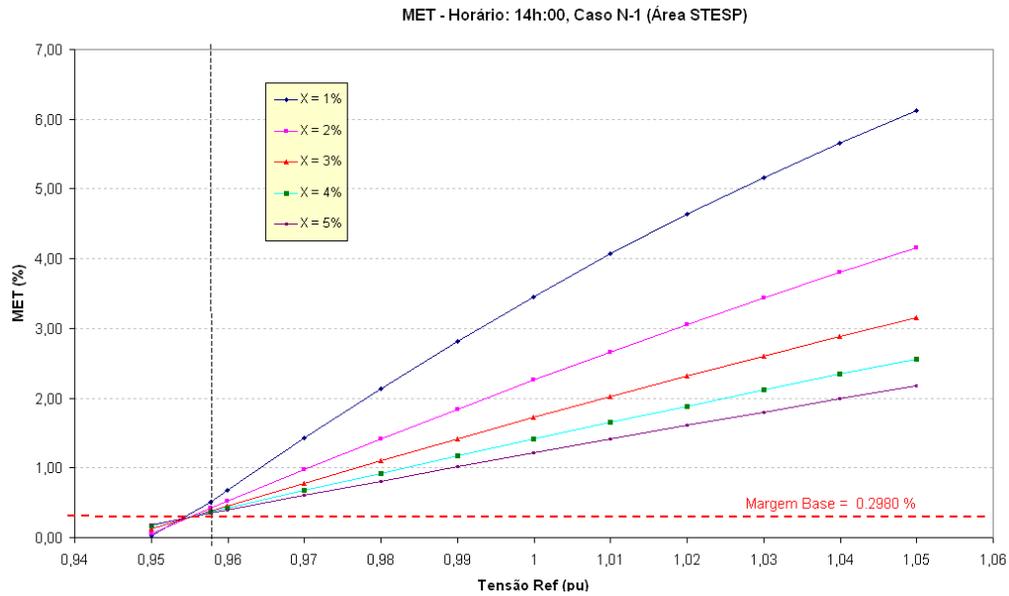


Figura 5.49 – Comportamento do MET com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

No caso das perdas (figura 5.50), percebe-se pequeno impacto do SVC, independente da capacidade, características operativas e condições de operação do sistema.

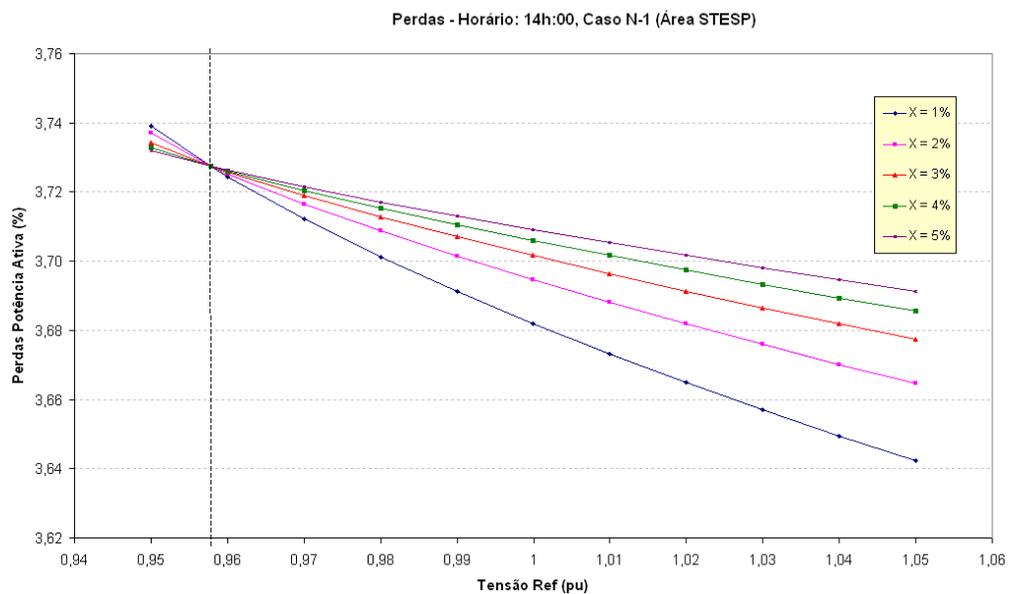


Figura 5.50 – Comportamento das Perdas Ativas com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

O comportamento do intercâmbio total de potência reativa do sistema pode ser avaliado através da figura 5.51. Percebe-se um impacto ainda mais expressivo do SVC em caso de contingência. Nestas condições, a disponibilidade de suporte de potência reativa dentro da área interna pode ser vital para a manutenção da estabilidade do sistema. A diminuição do intercâmbio depende, naturalmente, da capacidade do SVC instalado na área interna. A diminuição do intercâmbio total representa maior robustez do sistema interno em termos de reservas e suporte de reativos. Este cenário (N-1) apresenta importação de reativos da ordem de 1100MVar, sendo que após a instalação do capacitor a importação total de reativos a partir das áreas internas seria reduzido para 700 MVar, ou seja, uma diminuição da ordem de 400MVar.

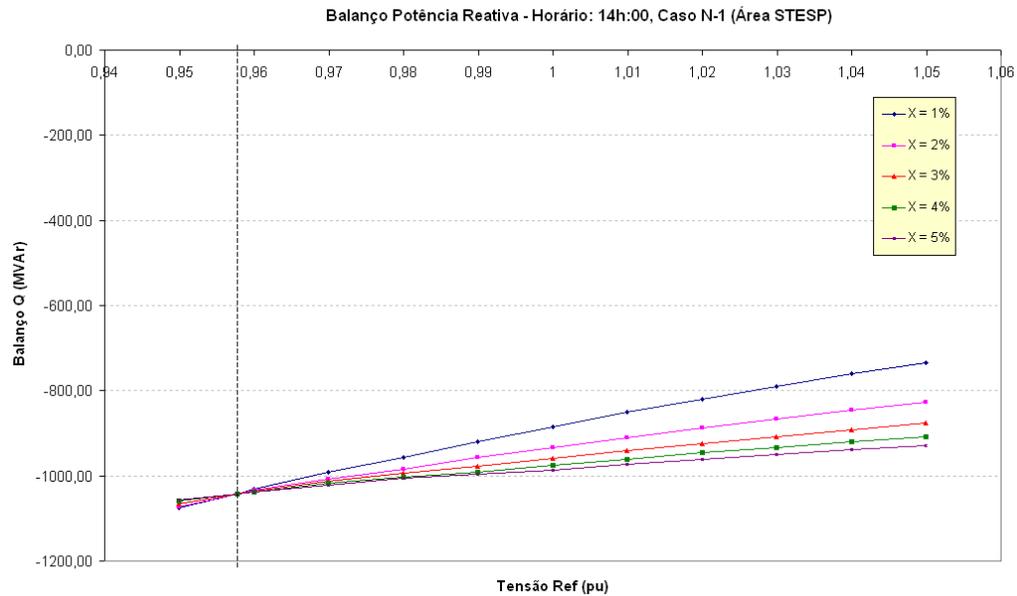


Figura 5.51 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa com SVC na barra crítica TAUBATÉ 500

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

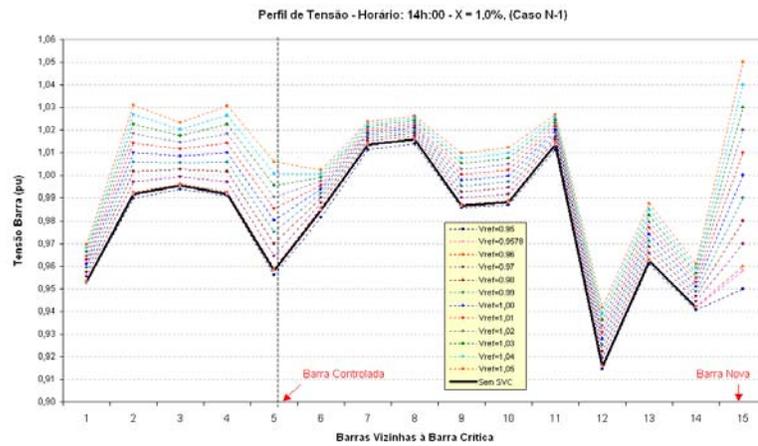


Figura 5.52 – Perfil de Tensão X=1% - Caso (N-1)

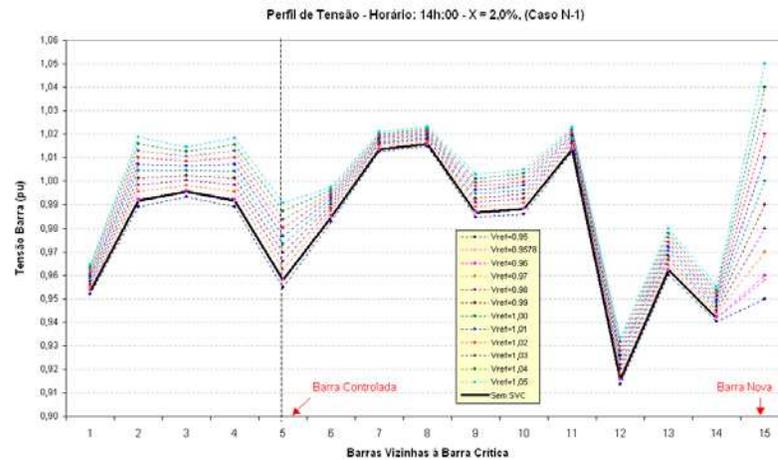


Figura 5.53 – Perfil de Tensão X=2% - Caso (N-1)

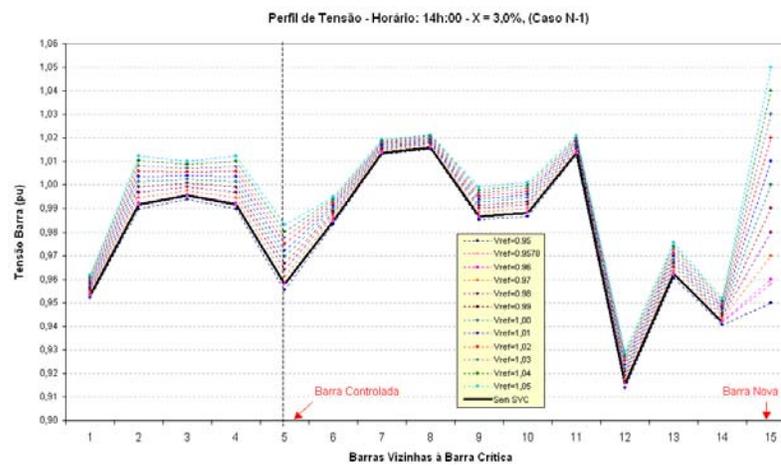


Figura 5.54 – Perfil de Tensão X=3%- Caso (N-1)

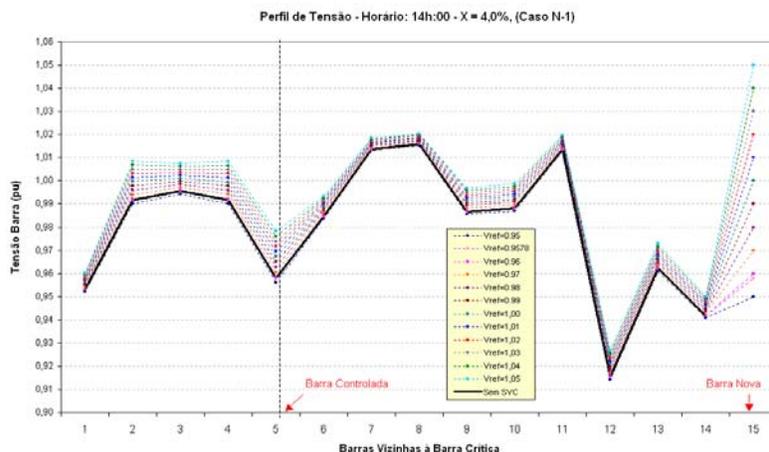


Figura 5.55 – Perfil de Tensão $X=4\%$ - Caso (N-1)

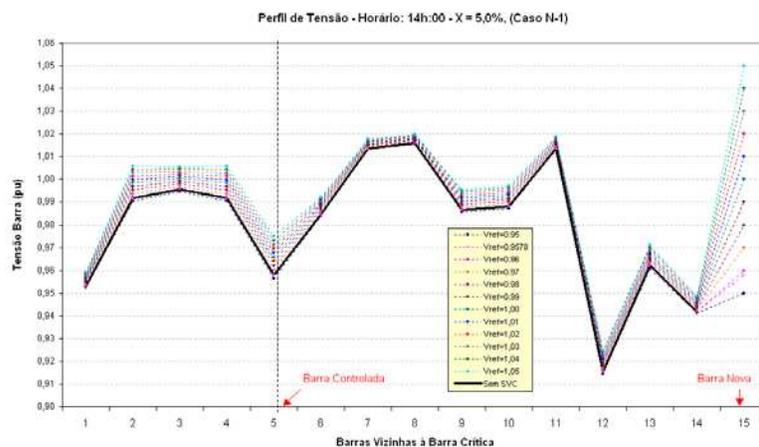


Figura 5.56 – Perfil de Tensão $X=5\%$ - Caso (N-1)

Esta contingência, além de resultar em grande impacto na margem de estabilidade, também provoca grandes afundamentos de tensão na rede. No entanto, a instalação do SVC traria boa flexibilidade em termos de controle do perfil de tensão de toda a sua área de atuação, principalmente se a curva característica de operação do SVC tiver baixa inclinação. A análise do perfil de tensão considera as barras da primeira e segunda vizinhança com respeito à barra controlada (15 barras neste caso).

- Análise da Potência Reativa do SVC

Com esta análise, se consegue identificar a capacidade do SVC a ser instalado para a operação (N-1) do sistema. A capacidade do SVC para a barra TAUBATÉ 500 pode ser considerada, de -50 MVar indutivo e 500 MVar capacitivo. Percebe-se que a capacidade do SVC para permitir boa faixa de atuação também em caso de ocorrência de contingências severas é um pouco maior do que foi dimensionado para casos (N-0).

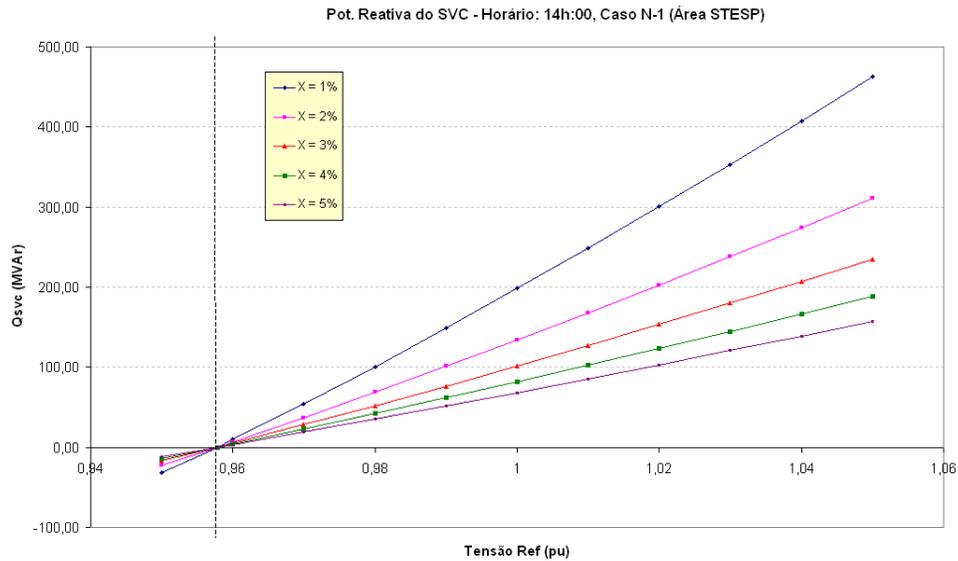


Figura 5.57 – Comportamento da Potência Reativa do SVC instalado na barra crítica TAUBATÉ 500

5.2.4 Sumário dos Estudos de Aplicação de SVC's Considerando Casos (N-1)

Após a análise dos resultados para cada uma das 02 áreas críticas, considera-se as seguintes configurações para os SVC's a serem instalados:

Tabela 5.04 – SVC's a instalar caso (N-1)

Barra	KV	Capacidade (Mvar)		X (%)	Vref (pu)
		Qmax	Qmin		
ETTESO 80	88	250	0	1	1.00
TAUBATÉ 500	500	500	-50	1	1.05

Com a instalação desses SVC's consegue-se melhorar a estabilidade de tensão, melhorar o controle de tensão, reduzir as perdas ativas e a redução dos intercâmbios de potência reativa com as áreas externas da rede elétrica do estado de São Paulo. Nota-se que o estudo de contingências resultou em um aumento de 50MVar na capacidade do SVC de ETTESO e de 100MVar no SVC de TAUBATÉ. Esse aumento, mesmo não sendo muito grande, traria muitos benefícios para o sistema no caso de ocorrer contingências severas.

As Figuras 5.58 e 5.59 mostram as curvas PV com o comportamento da tensão nas barras críticas sem a instalação do SVC para os casos de operação (N-0) e (N-1) e com a posterior instalação do dispositivo no caso (N-1), observando que se obtém uma melhoria da margem de estabilidade de tensão para cada um dos casos. Cada curva foi obtida com a instalação de um SVC cujas capacidades são indicadas na Tabela 5.04.

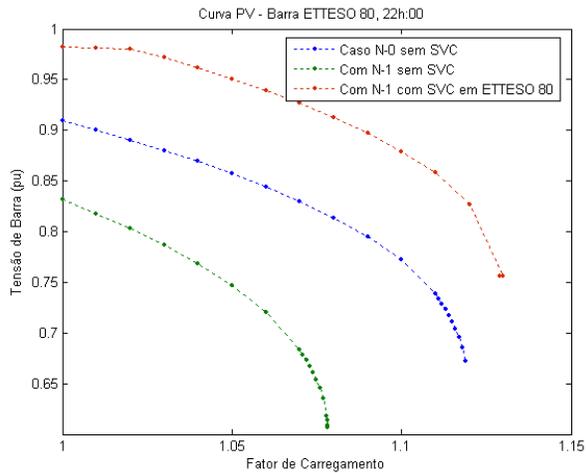


Figura 5.58 – Curva PV Barra ETTESO 80 (N-1)

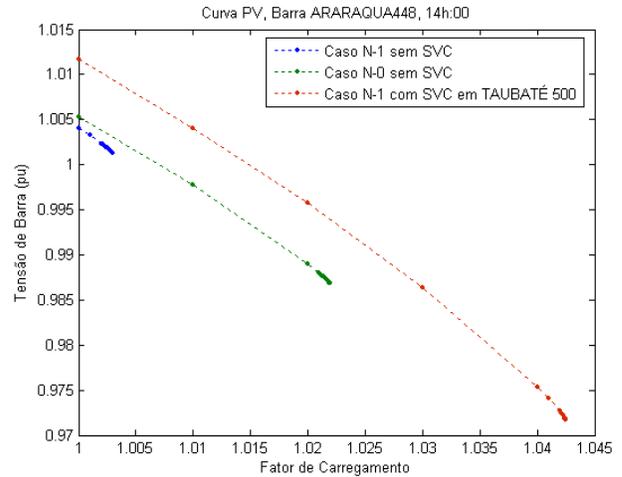


Figura 5.59 – Curva PV Barra TAUBATE 500, (N-1)

Assim, é possível concluir através das Tabelas 5.03 e 5.04, que a instalação de 01 SVC -50/500 MVar na barra TAUBATÉ 500 e 01 SVC 0/250 MVar na barra ETTESO 80, resultaria em muitos benefícios em termos de melhoria da margem de estabilidade de tensão e controle de tensão para a rede de transmissão do Estado de São Paulo seja em condições de operação (N-0) ou (N-1).

5.3 Modelo do FSC considerado no STESP

A compensação série do sistema com a instalação dos FSC's é feita considerando a compensação das linhas ligadas às barras críticas da Tabela 5.01. Neste estudo só são consideradas as barras das áreas NORTE e CENTRO, já que foi observado no estudo dos SVC's que a instalação dos dispositivos na área SUL não resulta em ganho significativo na margem de estabilidade do sistema.

O FSC é considerado como uma compensação série que atua diretamente na impedância da linha XL considerada crítica, e sua representação é feita seguindo a Figura 5.60 mostrada a seguir.

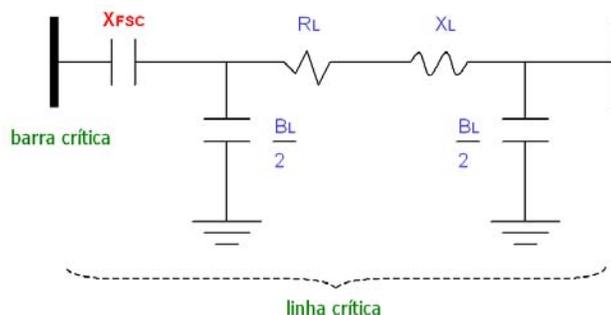


Figura 5.60 – Representação do FSC no sistema

A reatância do FSC é analisada considerando uma compensação série de até 70% da reatância da linha crítica. O estudo foi feito considerando incrementos de 5% no grau de compensação das linhas apresentadas na Tabela 5.05. Dessa forma é possível analisar o comportamento da margem de estabilidade do sistema, das perdas ativas, do intercâmbio de potência reativa, do perfil de tensão. Essa informação será utilizada para sugerir o grau de compensação mais adequado bem como a capacidade do FSC em termos de potência reativa para cada uma das linhas estudadas.

Tabela 5.05 – Linhas críticas para o estudo de compensação via FSC

Área	Linha a compensar com FSC
NORTE	T. PRETO 500 - TAUBATÉ 500
	C. PAULISTA 500 - TAUBATÉ 500
CENTRO	ETTESO 230 - BOTUCATU 238
	ETTESO 230 - CABREUVA 232 (01)
	ETTESO 230 - CABREUVA 232 (02)
	ETTESO 230 - CABREUVA 232 (03)
	ETTESO 230 - CABREUVA 232 (04)
	ETTESO 230 - ETPPRI 238 (01)
	ETTESO 230 - ETPPRI 238 (02)
	ETTESO 230 - ECHANH 230
	ETTESO 230 - ECHANH 231

Das 11 linhas apresentadas na Tabela 5.05 serão estudadas apenas 07, duas da área do Norte e 05 do Centro, já que as linhas paralelas iriam apresentar resultados iguais, como o caso de ETTESO 230 - CABREUVA 232, e ETTESO 230 - ETPPRI 238.

Todos os estudos apresentados para o FSC são feitos no horário das 14h:00 do dia 19/02/2004 por se considerar o caso mais crítico em relação à margem de estabilidade de tensão.

5.4 Estudos de Aplicação de FSC's nas Linhas Críticas

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos para cada uma das linhas críticas da Tabela 5.05, analisando a compensação série da linha para o caso de operação sem contingências (N-0).

a) Linhas críticas – Zona NORTE

Análise da Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

Na figura 5.61 se observa o comportamento da MET quando o grau de compensação da linha é variado. Estão representadas as duas linhas críticas da zona NORTE, considerando uma variação da porcentagem de compensação série variando de 5% até 70% da reatância da linha.

Observa-se que a compensação da linha T. PRETO 500 – TAUBATÉ 500, resulta em um incremento maior da MET comparado ao caso da linha C. PAULISTA – TAUBATÉ, sendo que essas duas linhas estão entre as que provocam maior impacto na estabilidade de tensão e controle de tensão na região de TAUBATÉ. Dessa forma, já seria possível concluir que a melhor linha a ser compensada através de um FSC na zona NORTE, seria a linha T. PRETO 500 – TAUBATÉ 500.

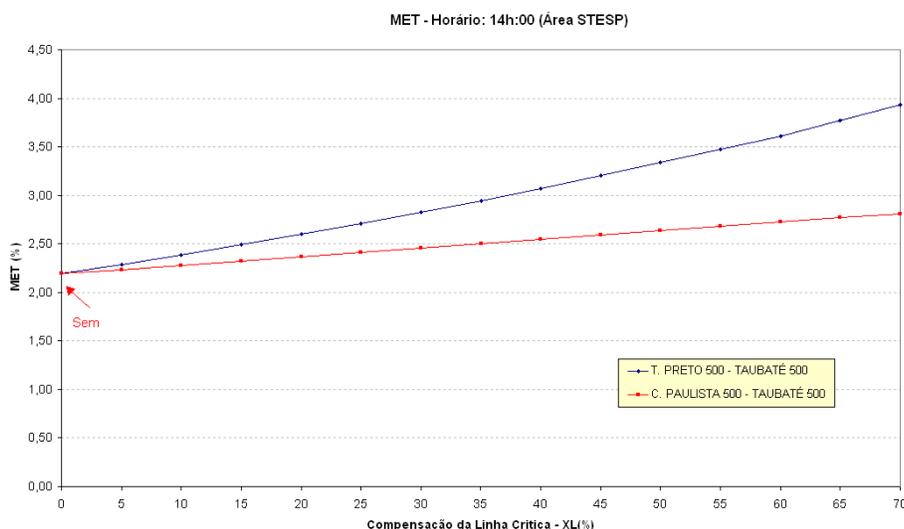


Figura 5.61 – Comportamento do MET com FSC nas linhas críticas da zona NORTE

Análise das Perdas Ativas no Sistema

A Figura 5.62 mostra que as perdas ativas no sistema aumentam à medida que a linha crítica vai sendo compensada. Isto acontece porque conforme a reatância equivalente da linha vai diminuindo, devido ao incremento da reatância do capacitor série, o fluxo de potência na linha aumenta, e, portanto a corrente que circula na linha também aumenta. Como a resistência da linha continua a mesma, as perdas ativas aumentam à medida que a linha é compensada. No entanto, o impacto nas perdas não é significativo, sendo da ordem de 10 MW.

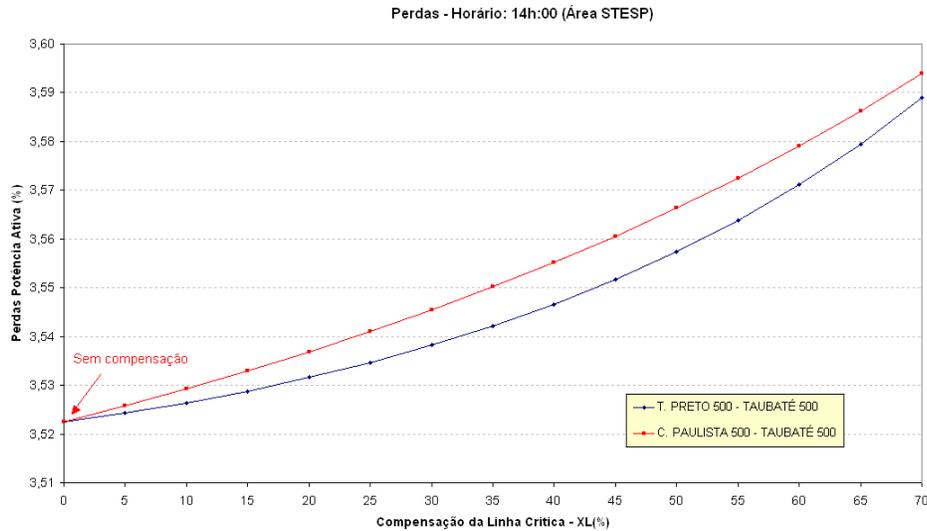


Figura 5.62 – Comportamento das Perdas Ativas com FSC nas linhas críticas da zona NORTE

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

O intercâmbio de potência reativa (Figura 5.63) também é afetado pela compensação série via FSC's. À medida que as linhas são compensadas, suas reatâncias equivalentes diminuem e com isso o consumo de potência reativa das linhas devido ao seu efeito indutivo. Ao mesmo tempo, a compensação série resulta em algum aumento no perfil de tensão da linha, e com isso em maior produção de potência reativa devido ao seu efeito capacitivo. Assim, pode-se concluir que a compensação série diminui a necessidade de importação de reativos provenientes das áreas externas, conforme demonstra a Figura 5.63 (diminuição de 100MVar).

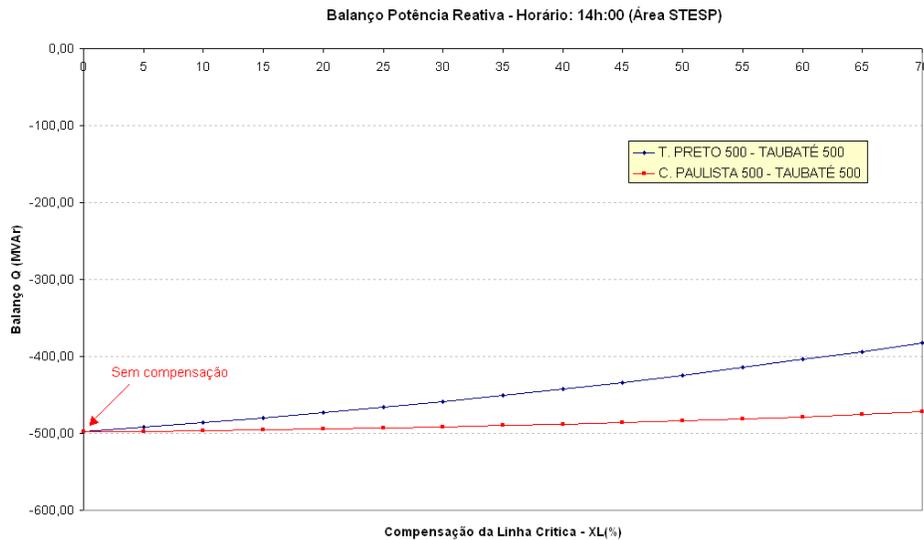


Figura 5.63 – Comportamento do Balanço da Potência Reativa no Sistema com FSC nas linhas críticas da zona NORTE

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

Para a análise do perfil de tensão (Figuras 5.64, 5.65) são consideradas as barras da primeira e segunda vizinhança com respeito à barra crítica. O objetivo é observar a mudança no perfil de tensão dessas barras incrementando o grau de compensação série na linha crítica. O que se pode concluir é que a compensação série provoca um certo aumento no perfil de tensão de toda a vizinhança, no entanto essa variação de tensão se dá em uma faixa muito mais estreita comparada aos casos de aplicação de SVC's. Quanto maior o grau de compensação, maior seria o aumento no perfil de tensão. Outra constatação é que no caso da compensação série, os impactos no perfil de tensão são bem mais restritos às barras envolvidas na compensação, não atingindo as primeiras vizinhanças de forma significativa.

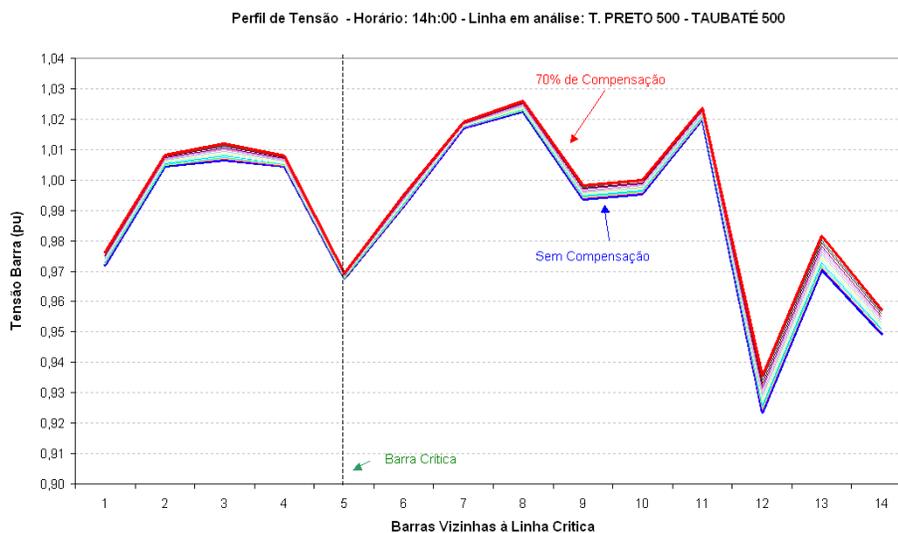


Figura 5.64 – Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica
Linha crítica: T. PRETO 500 – TAUBATÉ 500

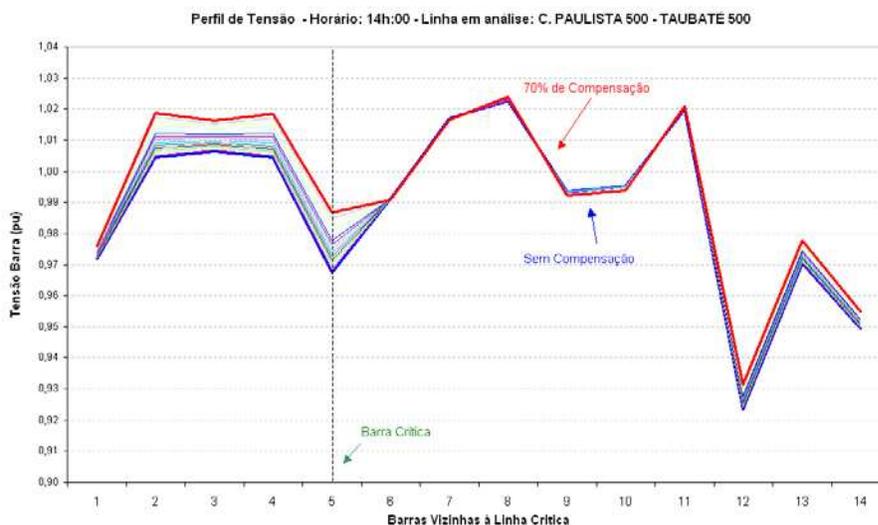


Figura 5.65 – Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas à barra crítica
Linha crítica: C. PAULISTA 500 – TAUBATÉ 500

- Análise da Potência Reativa do FSC

Esta análise (Figura 5.66) permite identificar a capacidade do FSC a ser instalado em cada linha crítica em estudo. Considerando o grau máximo de compensação de 70%, de forma

a ter um ganho máximo na margem de estabilidade, reduzir o intercâmbio de potência reativa e melhorar o perfil de tensão, a melhor alocação do FSC seria na linha T.PRETO 500 – TAUBATÉ 500, com uma capacidade de 250 MVar capacitivo. No caso da linha C. PAULISTA 500 – TAUBATÉ 500, o FSC precisaria ter a capacidade de 130 MVar capacitivo.

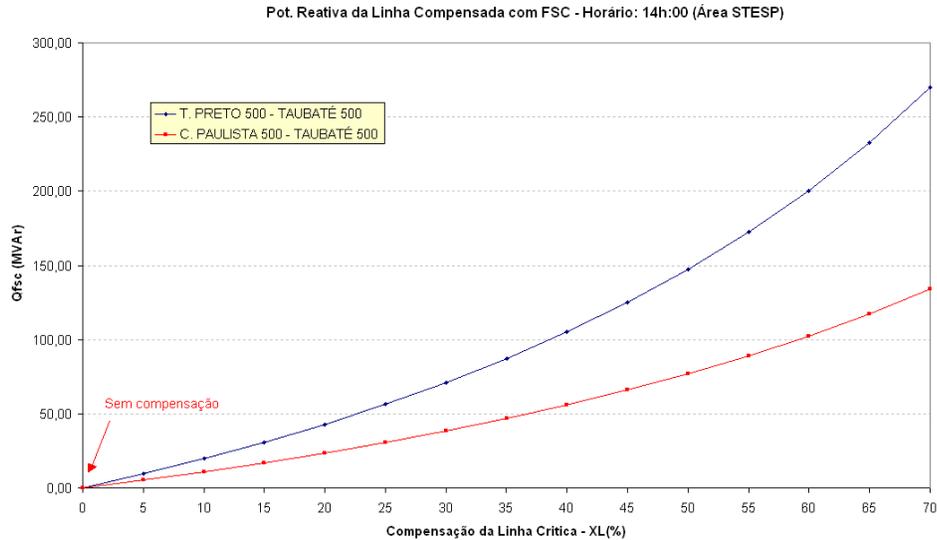


Figura 5.66 – Comportamento da Potência Reativa do FSC instalado nas linhas críticas zona NORTE

b) Linhas críticas – Zona CENTRO

- Análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET)

A Figura 5.67 apresenta o comportamento da MET para cada porcentagem de compensação atuando nas cinco linhas críticas da zona CENTRO, considerando uma variação da porcentagem de compensação série da linha de 5% até 70%. De maneira geral, o aumento obtido na margem de estabilidade com a compensação série não é significativo, independente do grau de compensação e da escolha da linha a ser compensada. Observa-se que a linha ETTESO 230 – BOTUCATU 238, apresenta um incremento maior da MET comparado às outras linhas ligadas a essa barra crítica.

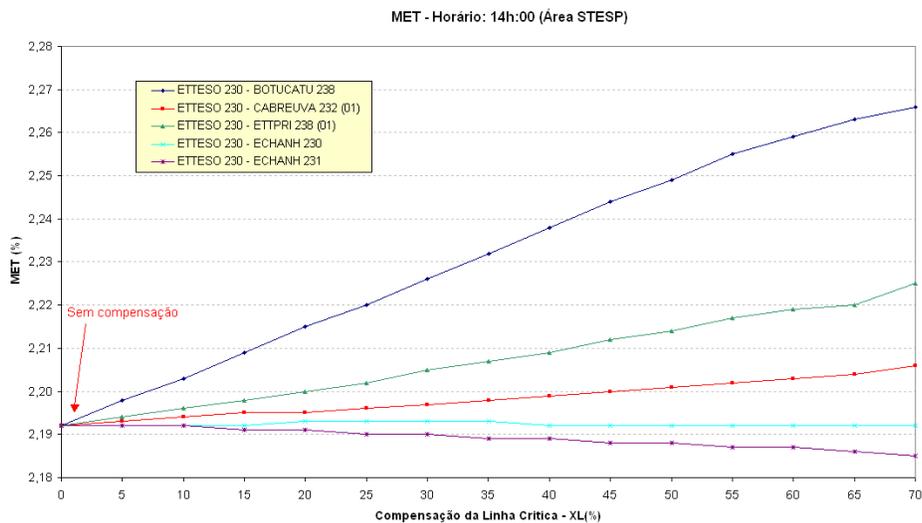


Figura 5.67 – Comportamento do MET com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO

- Análise das Perdas Ativas no Sistema

A Figura 5.68 mostra que ocorre aumento das perdas à medida que o grau de compensação aumenta, conforme explicado para o caso anterior. Observa-se que a linha ETTESO 230 – BOTUCATU 238 é a que apresenta maior aumento das perdas; as outras linhas quase não apresentam variação nas perdas.

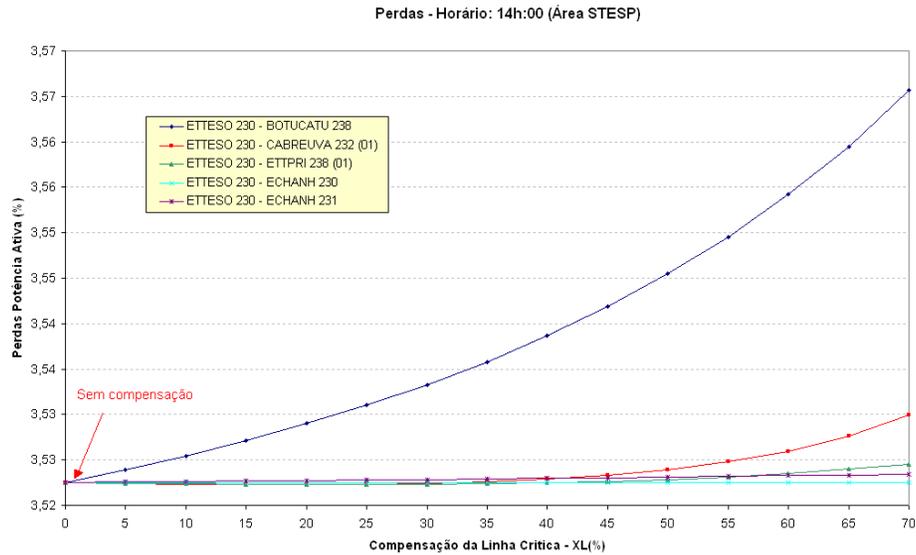


Figura 5.68 – Comportamento das Perdas Ativas com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO

- Análise do Intercâmbio de Potência Reativa do Sistema

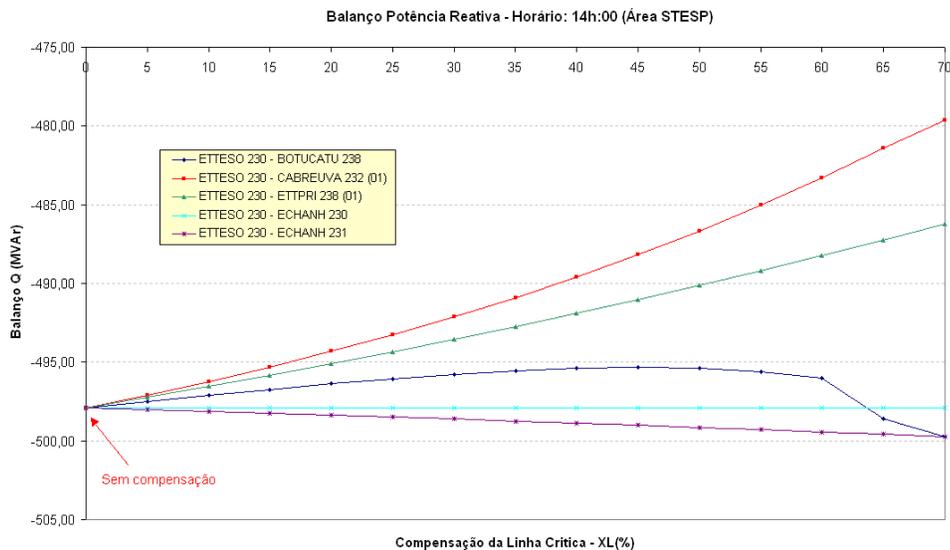


Figura 5.69 – Comportamento do Balanço da Potência Reativa no Sistema com FSC nas linhas críticas da zona CENTRO

A partir da análise da Figura 5.69 percebe-se que a compensação série nas linhas da zona CENTRO não afeta de forma significativa o intercâmbio de potência reativa do sistema. Nota-se que há um déficit de potência reativa em relação às áreas externas (da ordem de 495MVar) e esse déficit permanece após a instalação dos FSC's (com o melhor resultado em torno de 480MVar). Isto se deve à baixa capacidade da compensação máxima permitida para essas linhas.

- Análise do Perfil de Tensão do Sistema

A análise do perfil de tensão para a zona CENTRO (Figuras 5.70, 5.71) considera as barras da primeira e segunda vizinhança com respeito à barra crítica a fim de observar o comportamento da tensão das barras incrementando o grau de compensação série na linha crítica. Percebe-se claramente que a compensação série da linha não tem um impacto significativo na tensão das barras vizinhas, e quase insignificante para todas as linhas críticas dessa área.

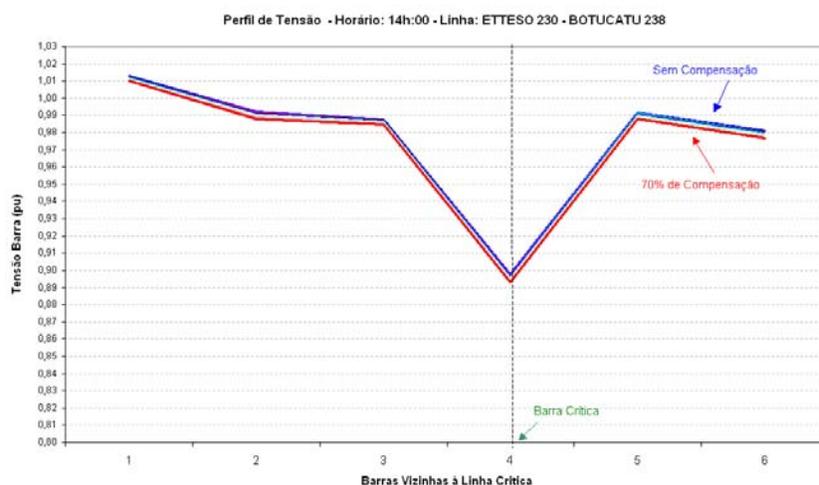


Figura 5.70 – Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas a barra crítica
Linha crítica: ETTESO 230 – BOTUCATU 238

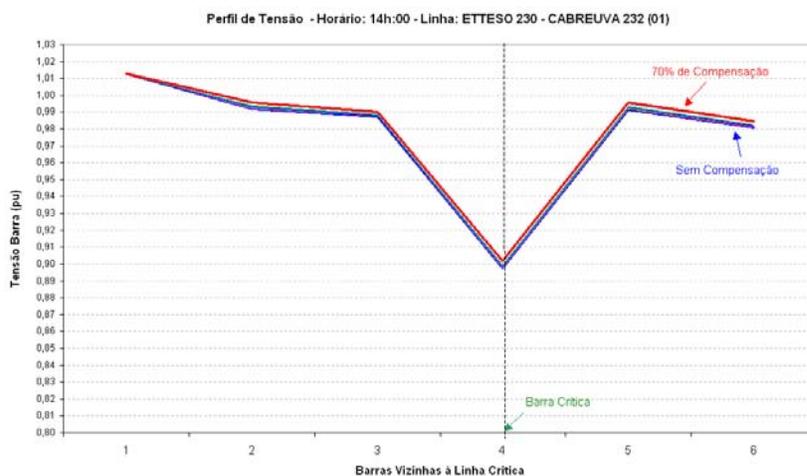


Figura 5.71 – Perfil de Tensão com FSC das barras vizinhas a barra crítica
Linha crítica: ETTESO 230 – CABREUVA 232 (01)

- Análise da Potência Reativa do FSC

Através desta análise (Figura 5.72) é possível identificar a capacidade do FSC que poderia ser instalado em cada linha crítica em estudo, considerando que ele atue tendo uma compensação máxima de 70% da reatância da linha. A melhor alocação do FSC seria na linha ETTESO 230 – BOTUCATU 238, com capacidade de 30 Mvar capacitivo. No caso da linha ETTESO 230 – CABREUVA 232 (1), o FSC precisaria ter uma capacidade de 25 Mvar capacitiva.

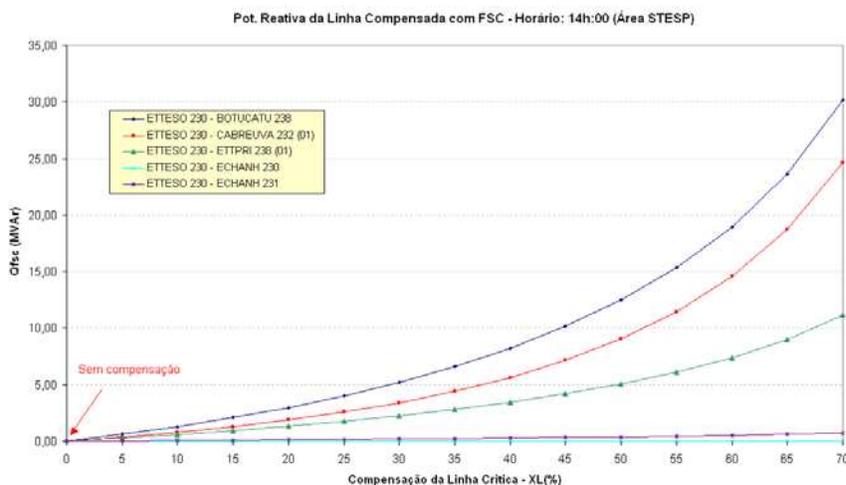


Figura 5.72 – Comportamento da Potência Reativa do FSC instalado nas linhas críticas zona CENTRO

5.5 Sumário dos Estudos de Aplicação de FSC's

Após a análise dos resultados para todos os casos estudados, levando-se em conta os benefícios e também os impactos negativos que resultam da instalação de FSC's no sistema, pode-se sugerir as seguintes configurações dos FSC's para uma análise comparativa adicional caso esses dispositivos fossem instalados na rede elétrica do Estado de São Paulo:

Tabela 5.06 – FSC's a instalar caso (N-0)

Linha	KV	Área	Capacidade (MVar) Qfsc
T.PRETO 500 – TAUBATÉ 500	500	Norte	250
ETTESO 230 – BOTUCATU 238	230	Centro	30

Com esses FSC's consegue-se melhorar a margem de estabilidade de tensão, melhorar o perfil de tensão, reduzir os intercâmbios de potência reativa com as áreas externas da rede elétrica do estado de São Paulo, no entanto, em geral ocorre um pequeno aumento nas perdas do sistema.

E assim, com a instalação de cada um desses FSC's nas linhas indicadas na Tabela 5.06, obtém-se os seguintes valores das grandezas analisadas (Tabela 5.07):

Tabela 5.07 – Resultados com FSC's instalados - caso (N-0)

Linha com FSC	Capacidade Qfsc (MVar)	Compensação da Linha (%)	MET (%)	Perdas Ativas (%)	Balço Q (MVar)
T.PRETO 500 – TAUBATÉ 500	250	67,32	3,8478	3,5839	-388,8997
ETTESO 230 – BOTUCATU 238	30	69,90	2,2659	3,5656	-499,7055
Sem FSC no sistema	-	0,00	2,1920	3,5225	-497,8985

a) Margem de Estabilidade de Tensão com FSC's

A Figura 5.73 mostra como a MET seria melhorada desde 2,19% até 3,85% com a instalação de um FSC na linha T. PRETO 500 – TAUBATÉ 500. Caso o FSC seja instalado na linha do centro: ETTESO 230 – BOTUCATU 238, o impacto na margem seria mínimo, não justificando sua instalação. É assim é possível mencionar que um FSC na linha crítica da zona norte, resulta ser o dispositivo que tem maior participação para melhorar a MET.

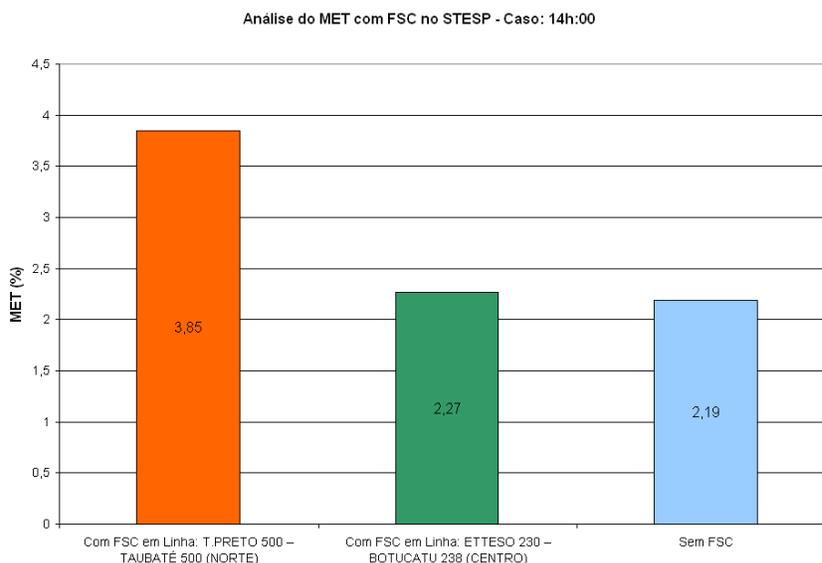


Figura 5.73 – Comportamento da Margem de Estabilidade de Tensão com FSC – (Caso N-0)

b) Perdas Ativas no sistema com FSC's

No caso das perdas ativas no sistema, observa-se que a instalação do FSC no sistema, independente da área, resulta em aumento das perdas devido ao aumento de fluxo de corrente na linha crítica (Figura 5.74). Observa-se que o nível de perdas no caso do FSC no Centro ou no Norte é quase o mesmo.

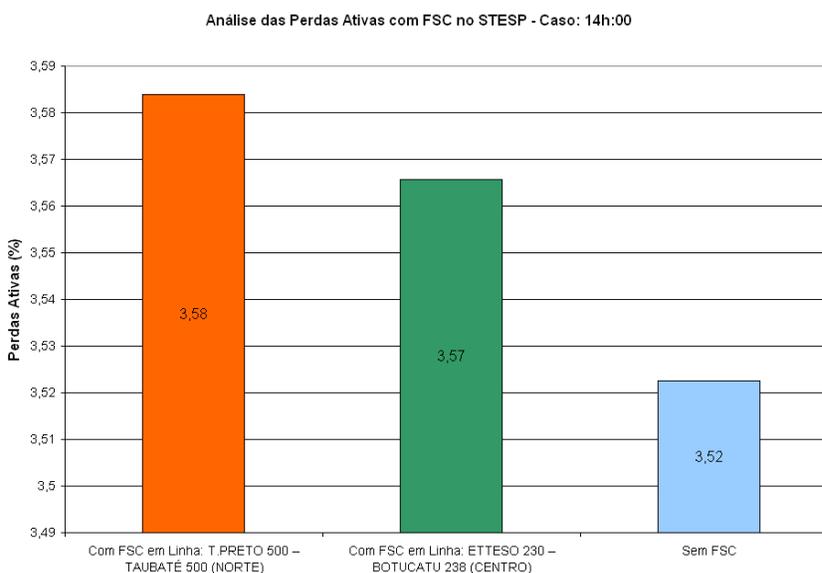


Figura 5.74 – Comportamento das Perdas Ativas no Sistema interno de São Paulo com FSC's – (Caso N-0)

c) Intercâmbio de Potência Reativa com FSC's

O intercâmbio de potência reativa entre o sistema interno e externo do estado de São Paulo, também é influenciado pela instalação do FSC, já que o FSC vai injetar potência reativa na rede. Nesse ponto pode-se observar que o FSC da zona Norte consegue atender melhor a redução do intercâmbio de potência reativa, tendo uma redução considerável. No caso do FSC na zona do Centro, o impacto não é muito significativo (Figura 5.75).

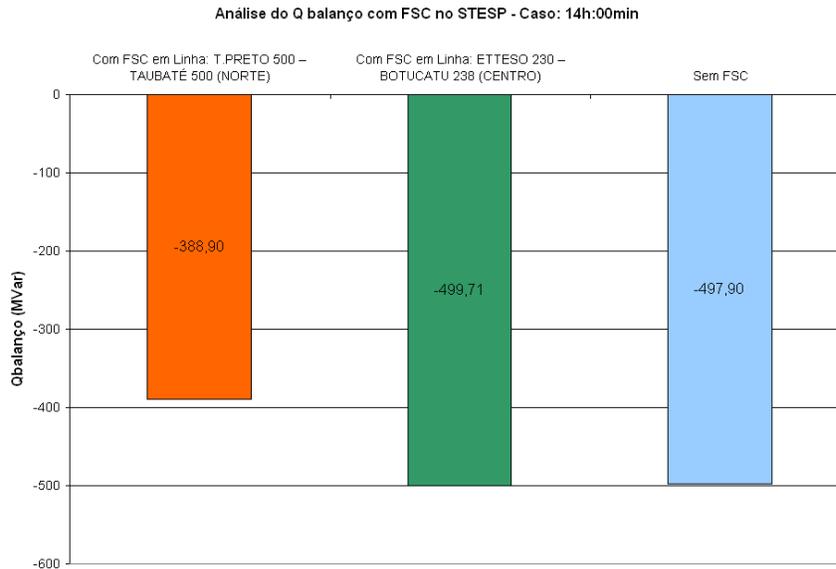


Figura 5.75 – Comportamento do Intercâmbio de Potência Reativa no Sistema com FSC's – (Caso N-0)

Este estudo permite concluir que a instalação de dispositivos FACTS em série, nesse caso o FSC, pode resultar em benefícios ao sistema no caso de operação (N-0), conseguindo aumentar a MET, melhorando o perfil de tensão, reduzindo o intercâmbio de potência reativa com as áreas externas do estado de São Paulo. A partir da Tabela 5.07 pode-se concluir que com a instalação de 01 FSC de 250 Mvar na linha T. PRETO 500 – TAUBATE 500, alocado na zona norte do sistema de São Paulo, resultaria numa melhora significativa com relação à estabilidade de tensão. No caso do FSC na zona do centro, o impacto na estabilidade no sistema é mínimo, portanto não seria recomendável a instalação nessa zona.

Capítulo 6

Conclusões

Em relação aos testes realizados para o cálculo da margem de estabilidade de tensão do Sistema de Transmissão do Estado de São Paulo (STESP) pode-se chegar a algumas conclusões sobre a metodologia e sobre os resultados.

- ❖ Após a repetição de várias estratégias diferentes chegou-se a um método de cálculo da margem coerente com a operação real do sistema e concordante com os critérios de estabilidade de tensão existentes, bem como com o manual de procedimentos de redes do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Nesse método, as cargas de todo o estado são incrementadas de forma proporcional ao caso base e com a manutenção do fator de potência de cada barra constante durante o processo de cálculo das curvas PV. Os intercâmbios com os sistemas externos são mantidos constantes para cada intervalo, considerando sua variação como dados fornecidos pelo estimador de estados para cada intervalo de teste.
- ❖ Em relação aos resultados obtidos, pode-se concluir que o STESP corre risco de colapso de tensão, pois mesmo sem a consideração de contingências obtiveram-se margens com níveis inadequados para alguns horários. Deve-se ressaltar que os critérios de estabilidade de tensão atualmente em uso sugerem a manutenção de margem mínima de 5 a 6% mesmo considerando a contingência simples mais severa, e que o sistema STESP não está atendendo esse critério nem mesmo para o caso N-0, onde não se leva em consideração contingência alguma.

Com os resultados da aplicação do método de análise modal para a identificação das áreas/barras críticas do sistema STESP em relação à estabilidade de tensão, as principais conclusões podem ser resumidas como segue:

- ❖ Os fatores de participação ativo (FPA) e reativo (FPR) fornecem informações complementares sobre as condições de estabilidade de tensão de um sistema de potência. Os dois fatores não são necessariamente iguais. O FPA revela locais onde ações de controle relacionadas à potência ativa seriam mais eficientes em termos de reforço fornecido ao sistema, enquanto que o FPR indica os melhores locais para a compensação de reativos, sendo neste projeto considerada a compensação com a instalação dos SVC's e ou FSC's.
- ❖ A utilização das técnicas de análise modal possibilitou a identificação das regiões críticas em relação à estabilidade de tensão através do agrupamento de barras críticas próximas geoelectricamente. Foram

identificadas três principais áreas críticas em relação à estabilidade de tensão: Região 01 – Taubaté, Região 02 – Sul, Região 03 – Centro.

Com os resultados obtidos sobre as perdas do sistema STESP, conclui-se o seguinte:

- ❖ As perdas de potência ativa representam uma porcentagem com respeito à carga, razoável para todos os casos de estudo sendo menor para as cargas leves, tendo como o horário de menor perda ativa as 03h02min, com 277 MW. Sendo o horário de 21h00min, com a maior presença de perda ativa no dia, 3.82% chegando até 574 MW.
- ❖ Com respeito ao comportamento da potência reativa pode-se observar que para a carga leve o sistema tem excesso de potência reativa capaz de fornecer potência reativa aos sistemas externos, no entanto para as cargas média e alta o sistema tem déficit de potência reativa, precisando se abastecer de potência reativa dos sistemas externos.

Após a realização de estudos aplicando SVC's e FSC's nas barras críticas e linhas críticas do sistema STESP, pode-se concluir o seguinte:

- ❖ Os SVC's instalados nas barras críticas do sistema, tanto no caso (N-0) como no caso (N-1), resultam em aumento na MET, melhoram o perfil de tensão, ajudam a reduzir as perdas ativas assim como a reduzir o intercâmbio de potência reativa com as áreas externas do Estado de São Paulo.
- ❖ Com a instalação de 01 SVC -50/500 MVar na barra TAUBATÉ 500 é 01 SVC 0/250 MVar na barra ETTESO 80 o sistema de São Paulo conseguiria uma melhora significativa com respeito à estabilidade de tensão para ambos casos de operação (N-0) e (N-1).
- ❖ Em relação aos FSC's, também se observou uma melhora na margem de estabilidade de tensão do sistema STESP com a instalação destes dispositivos. No entanto, o FSC leva a um pequeno aumento nas perdas ativas do sistema pelo aumento de fluxo de corrente na linha crítica onde se instala o FSC. Mas em geral consegue-se aumentar a MET, melhorar o perfil de tensão e reduzir o intercâmbio de potência reativa com as áreas externas do estado de São Paulo.
- ❖ Entre os casos estudados com a inclusão de FSC o que se mostrou mais vantajoso foi a instalação de 01 FSC de 250 MVar na linha T.PRETO 500 – TAUBATÉ 500, alocado na zona norte do STESP, conseguindo uma melhora significativa com respeito à estabilidade de tensão.

Conclui-se assim que este trabalho de pesquisa fornece uma boa base para prosseguir estudos futuros da melhoria do desempenho do sistema completo de transmissão de energia elétrica no Brasil, o SIN, assim também sendo possível estudar os impactos da instalação dos FACTS para outros sistemas elétricos na América Latina.

Referências Bibliográficas

- [1] V. Sitnikov, Siemens Russia, D. Retzmann, Siemens Germany, "Benefits os FACTS for Large Power Systems", CIGRE Conference for Synchronous Operation of the East – West Interconnection in Europe; St. Petersburg 2003.
- [2] E. H. Watanabe, P. G. Barbosa, K. C. Almeida, and G. N. Taranto, "Tecnologia FACTS - tutorial," SBA Controle & Automação, vol. 9, no. 1, pp. 39–55, 1998.
- [3] IEEE FACTS Working Group 15.05.15 in cooperation with CIGRE, "Facts overview," IEEE Special Publication, vol. 96-TP-108, 1996.
- [4] Y. H. Song and A. T. Johns, Flexible AC Transmission System (FACTS). The Institute of Electrical Engineers, 1999.
- [5] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press - Jon Wiley & Sons, 2000.
- [6] Kundur, P., "Power system stability and control" (McGraw-Hill, New York, 1994).
- [7] Gao, B., "Voltage Stability Analysis of Large Power Systems", 1992, Tese de Doutorado, University of Toronto, Canada.
- [8] Prada, R. B. and Souza, L. J., "Voltage stability and thermal limit: Constraints on the maximum loading of electrical energy distribution feeders", Proc. IEE Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, No 5, pp. 573-577, September, 1998.
- [9] Siemens AG / PTD H16 Germany; "Reactive Power Compensation – Reference List", Abril 2005.
- [10] Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. 2. ed. – Brasília: ANEEL, 2005
- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Procedimentos de Rede: Submódulo 10.9", 2003.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Procedimentos de Rede: Submódulo 10.21", 2006.
- [13] Operador Nacional do Sistema Elétrico, "Planejamento da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional – Área São Paulo", 2006.

-
- [14] L. da Silva, Luiz C. P. da Silva, "Análise da Estabilidade de Tensão e Áreas Críticas da Rede Elétrica do Estado de São Paulo", 2006, Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Brasil.
- [15] Ilic, M., Galiana, F., Fink, L., "Power Systems Restructuring: Engineering and Economics", (Kluwer Academic Publishers, 1998).
- [16] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, 154p., www.wsc.com.
- [17] 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 SNTPEE, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
- [18] Kundur, P., (Project Leader), "VSTAB/Voltage Stability Analysis Program-Application Guide", 1993, Electric Power Research Institute.
- [19] Van Cutsem T., "A Method to Compute Reactive Power Margins with Respect to Voltage Collapse", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, 1991, pp. 145-156.
- [20] Mansour, Y. ed.: "Suggested techniques for voltage stability analysis", IEEE Working Group on Voltage Stability, Publication 93TH0620-5-PWR, 1993.
- [21] Taylor C., "Power System Voltage Stability", New York: McGraw-Hill, 1994, p. 273.
- [22] Ajarapu, V. and 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.
- [23] Chiang, H.D., Flueck, A.J., Shah, K.S. and Balu, N.: "CPFLOW: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations", IEEE Trans. on Power Systems, 1995, vol. 10, pp.623-634.
- [24] 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.
- [25] Gao, B., Morison, G.K., and Kundur, P., "Voltage stability evaluation using modal analysis", IEEE Trans. on Power Systems, 1992, vol. 7, no. 4, 1529-1542.
- [26] Da Silva, L.C.P.; Wang, Y.; da Costa, V.F.; Xu, W.; "Assessment of generator impact on system power transfer capability using modal participation factors", IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 5, 2002, pp. 564 - 570.

-
- [27] C. Castro - Notas de Apostila de Cálculo de Fluxo de Carga, 2006.
- [28] Siemens Power Transmission and Distribution – “Discover the World of FACTS – Technology”; Technical Compendium.
- [29] Hingorani, N. G.: Flexible AC transmission; IEEE Spectrum, pp. 40-45, April 1993.
- [30] FACTS Overview; IEEE and Cigré, Catalog Nr. 95 TP 108.
- [31] C. Gama, R. Leoni, J. B. Gribel, R. Fraga, M. J. Eiras, W. Ping, A. Ricardo, J. Cavalcanti, R. Tenório, “Brazilian North-South Interconnection – Application of Thyristor Controlled Series Compensation (TCSC) to Damp Inter-Area Oscillation Mode”, [Cigré 37 Session, Paris, 1998].
- [32] C. Gama, “Prospective Application of Controlled Series Compensation to Improve Transmission System Performance”, [Cigré 35 Session, Paris, 1994].
- [33] L. Kirschner, M. Correia Lima, J. E. Campos Fernandes, R. Munchmeier, “Benefits and Design Aspects of São João do Piauí 500 kV Series Capacitors”, 2004.
- [34] Siemens Proposta PTD H 7010 Eletronorte, Descrição Técnica Static Var Compensator para Subestação São Luis II 230 kV, +150 / -100 MVar.