

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

**APLICAÇÃO DE DISPOSITIVOS *FACTS* PARA O
AMORTECIMENTO DE OSCILAÇÕES
ELETROMECCÂNICAS DE BAIXA FREQUÊNCIA
EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

Adriana Fávaro Domingues

Este exemplar corresponde a redação final da tese
defendida por ADRIANA FÁVARO
DOMINGUES e aprovada pela Comissão
Julgada em 31/08/2001
Vivaldo F. da Costa
Orientador

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa (Orientador) - FEEC/UNICAMP
Prof^a Dr^a Maria Helena Murta Vale – UFMG
Prof. Dr. Pedro Luis Dias Peres – FEEC/UNICAMP
Prof. Dr. Anésio dos Santos Jr. – FEEC/UNICAMP

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

Campinas, SP, Agosto de 2001

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE



UNIDADE de
N.º CHAMADA:
T/UNICAMP
D713a
V. _____ Ex. _____
TOMBO BC/ 468-27
PROC. 16-892/07
C D
PREC. R\$ 11,00
DATA 3/11/01
N.º CPD _____

CM00161208-3

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

D713a Domingues, Adriana Fávaro
Aplicação de dispositivos *FACTS* para o amortecimento
de oscilações eletromecânicas de baixa frequência em
sistemas de energia elétrica / Adriana Fávaro
Domingues. --Campinas, SP: [s.n.], 2001.

Orientador: Vivaldo Fernando da Costa.
Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação.

1. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 2. Teoria
da bifurcação. 3. Análise modal. 4. Oscilações. I.
Costa, Vivaldo Fernando da. II. Universidade Estadual
de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de
Computação. III. Título.

*“O que importa não é o que fizeram de nós,
mas sim o que fazemos do que fizeram de nós.”*

(Jean-Paul Sartre)

*“Mire, veja: o mais importante e bonito, do mundo, é isto:
que as pessoas não estão sempre iguais, ainda não foram terminadas – mas que elas vão
sempre mudando.”*

(João Guimarães Rosa)

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

*Dedico este trabalho
a meus pais.*

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo sobre a influência de dois dispositivos *FACTS*, o Compensador Série Controlado a Tiristores (*TCSC*) e o Compensador Estático de Reativos (*SVC*), no amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência de modo local em sistemas de energia elétrica. Este estudo é realizado através da análise modal, incluindo a identificação de autovalores críticos e análise de bifurcações, utilizando-se um Modelo de Sensibilidade de Potência para a representação de um sistema constituído por um gerador conectado a uma barra infinita. Os resultados obtidos comprovam a ação eficaz desses dois dispositivos no amortecimento das oscilações do rotor, destacando-se a maior eficiência do Compensador Série Controlado a Tiristores em relação ao Compensador Estático de Reativos na manutenção da estabilidade angular do sistema.

ABSTRACT

In this work, the influence of two *FACTS* devices, the Tiristor Controlled Series Compensator (*TCSC*) and the Static VAR Compensator (*SVC*), on power systems low frequency electromechanical oscillations damping, is analyzed by modal analysis, including critical eigenvalues identification and bifurcation analysis. A Power Sensitivity Model is used to represent a single machine infinite bus system. The results obtained show that both devices are effective in damping rotor oscillations, emphasizing that the Tiristor Controlled Series Compensator provides a better effectiveness than the Static VAR Compensator in keeping system angular stability.

AGRADECIMENTOS

- À CAPES, pelo apoio financeiro;
- Ao Professor Vivaldo, pela excelente orientação, e pela confiança e amizade;
- A Luiz Carlos, pelos conselhos e dicas, e pela amizade;
- A Maurício;
- A Tânia e Flávia;
- A todos que contribuíram para o sucesso deste trabalho;
- A Deus.

SIMBOLOGIA

$\{A_g\}$	coeficientes de sensibilidade de potência ativa referentes ao gerador;
$\{A_e, A_m, A_s\}$	coeficientes de sensibilidade de potência ativa referentes à rede;
B_{SVC}	susceptância do <i>SVC</i> ;
D	coeficiente de amortecimento do gerador síncrono;
δ	ângulo de potência do gerador;
Δ	variação incremental;
E_{FD}	tensão de campo do gerador;
E'_q	componente de eixo em quadratura da tensão transitória;
<i>FACTS</i>	Flexible AC Transmission Systems;
j	operador complexo;
k	grau de compensação do <i>TCSC</i> ;
K_A, K_V	coeficientes de reação de armadura;
K_e	ganho estático do regulador de tensão;
K_{PSS}	ganho estático do <i>PSS</i> ;
K_{SVC}	ganho estático do <i>SVC</i> ;
K_{TCSC}	ganho estático do <i>TCSC</i> ;
K_1 a K_6	coeficientes do Modelo Heffron-Phillips;
M	coeficiente de inércia;
<i>MSP</i>	Modelo de Sensibilidade de Potência;
ω	velocidade angular;

ω_n	freqüência natural de oscilação;
ω_0	velocidade angular síncrona;
P_g	potência ativa gerada;
P_e, P_m, P_s	fluxos de potência ativa;
$P_{e_{ref}}$	potência ativa de referência do <i>TCSC</i> ;
P_M	potência mecânica;
<i>PSS</i>	Power System Stabilizer;
Q_g	potência reativa gerada;
Q_e, Q_m, Q_s	fluxos de potência reativa;
ξ	taxa de amortecimento;
$\{R_g\}$	coeficientes de sensibilidade de potência reativa referentes ao gerador;
$\{R_e, R_m, R_s\}$	coeficientes de sensibilidade de potência reativa referentes à rede;
s	operador de Laplace;
<i>SVC</i>	Static VAR Compensator;
T_{ac}	torque acelerante;
<i>TCR</i>	Tiristor Controlled Reactor;
<i>TCSC</i>	Tiristor Controlled Series Capacitor;
T_d	torque de amortecimento;
T_c	constante de tempo do regulador de tensão;
T_E	torque elétrico do rotor;
T'_{do}	constante de tempo transitória de eixo direto com estator em circuito aberto;

T_M	torque mecânico;
T_{PSS}	constante de tempo do <i>PSS</i> ;
<i>TSC</i>	Tiristor Switched Capacitor;
T_{SVC}	constante de tempo do <i>SVC</i> ;
T_{TCSC}	constante de tempo do <i>TCSC</i> ;
θ_m	ângulo na barra do meio da linha;
θ_t	ângulo na barra terminal do gerador;
V_m	tensão na barra do meio da linha;
$V_{m_{ref}}$	tensão de referência do <i>SVC</i> ;
V_{ref}	tensão de referência do sistema de excitação;
V_t	tensão terminal do gerador;
V_0	tensão no barramento infinito;
x_C	reatância do capacitor do <i>TCSC</i> ;
X_C	reatância do <i>TCSC</i> ;
x_d	reatância síncrona de eixo direto;
X_e	reatância efetiva da linha de transmissão com <i>TCSC</i> ;
$x_{e_{ref}}$	reatância de referência do <i>TCSC</i> ;
X_L	reatância da linha de transmissão do sistema original;
x'_d	reatância transitória de eixo direto;
x_q	reatância síncrona de eixo em quadratura;
X_{SL}	reatância do <i>SVC</i> (“slope”);
X_{TCR}	reatância do <i>TCR</i> .

ÍNDICE

RESUMO.....	iv
ABSTRACT.....	iv
AGRADECIMENTOS.....	v
SIMBOLOGIA.....	vi
CAPÍTULO 1 Introdução.....	1
CAPÍTULO 2 Estabilidade de Ângulo em Sistemas de Energia Elétrica	
2.1 Introdução.....	4
2.2 Oscilações Eletromecânicas de Baixa Freqüência.....	5
2.2.1 Modos de Oscilação.....	7
2.3 Oscilações de Modo Local.....	9
2.3.1 Torques Sincronizante e de Amortecimento.....	11
2.3.2 Sinais Estabilizantes Suplementares.....	13
2.3.3 Modelo Heffron-Phillips.....	14
2.4 Metodologias de Análise.....	20
2.4.1 Análise Modal.....	21
2.4.2 Teoria das Bifurcações.....	23
CAPÍTULO 3 Dispositivos <i>FACTS</i> e Modelagem do Sistema	
3.1 Introdução.....	26
3.2 Compensador Estático de Reativos (<i>SVC</i>).....	27
3.2.1 Princípio de Operação.....	29
3.2.2 Modelagem do <i>SVC</i> em Programas Convencionais de Fluxo de Potência.....	34

3.2.3	Modelo Dinâmico do <i>SVC</i>	35
3.3	Aplicação do <i>SVC</i> para o Amortecimento de Oscilações de Modo Local.....	37
3.3.1	Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP): inclusão do <i>SVC</i>	38
3.3.2	Forma de Estado do MSP.....	41
3.4	Compensador Série Controlado a Tiristores (<i>TCSC</i>).....	43
3.4.1	Princípio de Operação.....	45
3.4.2	Modelo Dinâmico do <i>TCSC</i>	48
3.5	Aplicação do <i>TCSC</i> para o Amortecimento de Oscilações de Modo Local.....	50
3.5.1	Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP): inclusão do <i>TCSC</i>	52
3.5.2	Forma de Estado do MSP.....	54
CAPÍTULO 4 Simulações e Resultados		
4.1	Introdução.....	56
4.2	Testes Realizados.....	56
CAPÍTULO 5 Conclusões.....		
Sugestões para Trabalhos Futuros.....		78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		79
APÊNDICE A		83
APÊNDICE B.....		88

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A ocorrência de oscilações eletromecânicas fracamente amortecidas tem se constituído numa das principais restrições à operação estável de sistemas de energia elétrica interligados durante as últimas décadas. Flutuações normais de carga podem levar ao seu aparecimento. Estas oscilações resultam do fato de que os rotores dos geradores síncronos, comportando-se como corpos rígidos, oscilarem uns contra os outros, trocando energia através da rede de transmissão. Desta forma, elas são mais evidentes como oscilações de fluxos de potência sincronizante nas linhas de transmissão, e podem ser um reflexo das interações dinâmicas entre grupos de geradores (um grupo oscila contra o outro), ou entre um gerador (ou grupo de geradores) e o resto do sistema. No primeiro caso, elas são denominadas de **oscilações de modo interárea**, e no segundo, de **oscilações de modo local**. A faixa de frequência em que as oscilações de modo interárea podem ocorrer é de 0.1 a 0.8 Hz, enquanto que para as de modo local é de 1.0 a 2.0 Hz [Kundur, 1989].

A essência dos problemas que estas **oscilações eletromecânicas de baixa frequência** podem acarretar para a estabilidade de sistemas de energia elétrica reside no fato de que para estas frequências [Kundur, 1993]:

- Os sistemas apresentam um baixo amortecimento natural;
- Em certas circunstâncias, características combinadas das cargas, dos sistemas de controle dos geradores (excitação e velocidade), bem como do carregamento das linhas de transmissão, podem reduzir substancialmente, ou

mesmo tornar negativo, o amortecimento de algum modo de oscilação do sistema (interárea ou local).[Kundur, 1993]

O fato de os sistemas de energia elétrica serem cada vez mais levados a operar próximos de seus limites de estabilidade, em razão do crescimento contínuo da demanda e das dificuldades para a instalação de novas linhas de transmissão e unidades geradoras devidas às restrições econômicas e ambientais, tem sido a causa essencial do agravamento dos problemas que estas oscilações acarretam. Estes problemas podem ter conseqüências desastrosas para a estabilidade de sistemas de energia elétrica interligados, podendo levá-los a colapsos parciais, ou mesmo totais (*black-out*), visto que um processo de desligamento em cascata (implicando a separação em subsistemas) pode ser desencadeado. Desta forma, a existência de amortecimento positivo para as oscilações eletromecânicas de baixa freqüência de modo interárea e local é uma condição absolutamente necessária para a operação segura de sistemas de energia elétrica. A aplicação de sinais estabilizantes suplementares na excitação dos geradores síncronos do sistema através de dispositivos denominados **Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS)** tem sido a forma mais simples, econômica e efetiva de garantir que esta condição seja satisfeita [Kundur, 1993].

No entanto, uma alternativa à aplicação de *PSS* que tem sido bastante incentivada na área é a utilização de dispositivos *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)*. O conceito de *FACTS* foi concebido de forma a generalizar a utilização da eletrônica de potência para um controle mais flexível da transmissão em corrente alternada em alta tensão [Hingorani, 2000]. Desde a concepção deste conceito pelo *EPRI (Electric Power Research Institute)* há aproximadamente 13 anos, a utilização desses dispositivos (controladores baseados na eletrônica de potência) tem sido fortemente incentivada, visto que abre novas perspectivas para a operação de sistemas de energia elétrica. Dispositivos

FACTS podem propiciar um rápido controle dos fluxos de potência na rede de transmissão, mantendo os mesmos em rotas estabelecidas, bem como um aumento da capacidade de transmissão e uma melhoria da estabilidade do sistema, particularmente no que diz respeito ao problema das oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

Este trabalho tem por objetivo analisar a influência de dois dispositivos *FACTS*, o **Compensador Estático de Reativos (*SVC – Static Var Compensator*)** e o **Compensador Série Controlado a Tiristores (*TCSC – Thyristor Controlled Series Compensator*)**, no amortecimento das oscilações de modo local em sistemas de energia elétrica. A sua organização é apresentada em seguida.

No Capítulo 2 é feita uma apresentação do problema, na qual são destacadas as principais causas que levam ao seu aparecimento, bem como uma revisão das principais metodologias de análise que têm sido utilizadas para a sua solução.

No Capítulo 3 é apresentada a modelagem desenvolvida neste trabalho para a análise das oscilações de modo local.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados das simulações realizadas.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões gerais deste trabalho, bem como as sugestões para futuras continuações.

Os principais detalhes dos desenvolvimentos matemáticos são apresentados nos Apêndices.

CAPÍTULO 2

ESTABILIDADE DE ÂNGULO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 - Introdução

O problema da estabilidade de ângulo em sistemas de energia elétrica refere-se à capacidade que estes sistemas possuem de manter todos os seus geradores operando em paralelo (mesma velocidade), ou seja, em sincronismo, sob condições normais de operação ou quando submetidos a distúrbios ou perturbações. Portanto, a estabilidade angular de sistemas de energia elétrica é regida, essencialmente, pelas dinâmicas dos rotores dos geradores síncronos e seus sistemas de controle. Um aspecto fundamental deste problema diz respeito às oscilações eletromecânicas associadas com os desequilíbrios de torque eletromecânico nos geradores síncronos, resultando em trocas oscilatórias de potência através das interligações. O problema inerente à ocorrência dessas oscilações é que para a faixa de frequência envolvida (0.1 a 2.0 Hz), os sistemas apresentam um baixo amortecimento natural. Assim, oscilações fracamente amortecidas podem ocorrer. Em alguns casos, essas oscilações podem persistir por um longo período de tempo (minutos), e as amplitudes que podem ser toleradas dependem da **capacidade** das linhas de transmissão. Em outros, oscilações de amplitudes crescentes podem ocorrer, causando a perda de sincronismo entre um gerador e o resto do sistema ou entre grupo de geradores (separação em subsistemas). Estes problemas têm sido contornados através da introdução de amortecimento positivo às oscilações do sistema via modulação da excitação dos geradores síncronos, o que é realizado através de dispositivos denominados **Estabilizadores de Sistemas de Potência (PSS)**.

Neste capítulo, é feita a apresentação do problema das **oscilações eletromecânicas de baixa frequência**, e uma revisão das principais metodologias de análise que têm sido utilizadas para a sua abordagem. Especial atenção é dada ao **Modelo Heffron-Phillips**, o qual provê a base teórica para a aplicação de *PSS*.

2.2 – Oscilações Eletromecânicas de Baixa Frequência

A teoria clássica dos estudos de estabilidade angular, que serve de base para os métodos atuais, foi desenvolvida durante os anos 20 e 30 do século passado [Kimbark, 1956]. Esta teoria se caracteriza pela não inclusão dos controles automáticos (tensão e velocidade) na modelagem dos geradores síncronos, os quais são representados por uma fonte de tensão de magnitude constante conectada à rede de transmissão através de uma impedância constante. Este modelo é referido na literatura como **modelo clássico** do gerador. Estudos de estabilidade que utilizam o modelo clássico não propiciam praticamente nenhuma informação sobre o amortecimento das oscilações eletromecânicas, visto que, em grande parte, esse amortecimento é determinado por variações dos fluxos de campo dos geradores, as quais não são levadas em conta pelo modelo clássico. Portanto, o fato do modelo clássico ter sido utilizado de forma satisfatória até o final dos anos 50 mostra que até então o amortecimento das oscilações não era um fator restritivo para a estabilidade de sistemas de energia elétrica. A avaliação da estabilidade restringia-se somente à possibilidade de ocorrência de instabilidades monotônicas, traduzidas por uma aceleração contínua dos rotores dos geradores. Estas instabilidades aperiódicas são devidas à falta de torque sincronizante dos geradores, e podem ocorrer sob condições de pequenas ou grandes perturbações. No primeiro caso, o problema era referido como de **estabilidade**

de regime permanente, e no segundo, como de **estabilidade transitória**. A avaliação da Estabilidade de Regime Permanente restringia-se ao cálculo dos coeficientes sincronizantes dos geradores, enquanto que a da Estabilidade Transitória restringia-se à primeira oscilação dos rotores no período subsequente à ocorrência de uma grande perturbação tal como uma falta. Em razão disso, o problema também é referido como **estabilidade de primeira oscilação** (*first swing*). Portanto, estava implícito nesta avaliação que o amortecimento das oscilações subsequentes não era um problema, e que um ponto de operação estável pós-perturbação seria atingido se o sistema sobrevivesse à **instabilidade transitória**.

No entanto, os grandes sistemas elétricos interligados que se constituíram a partir do final da década de 50 passaram a apresentar um comportamento dinâmico qualitativamente diferente dos antigos sistemas de energia elétrica. Isto se tornou evidente nos primeiros casos de instabilidades que foram constatados. Em transitórios devidos à ocorrência de grandes perturbações, constatou-se que o sistema, após aparentemente resistir ao “choque” inicial durante 1 ou 2 segundos, ou seja, não apresentando instabilidade transitória, tornava-se instável sem nenhum estímulo adicional. Esta instabilidade, caracterizada por oscilações de amplitudes crescentes, podia ocorrer desde alguns segundos ou até mesmos minutos após o impacto original. Em função disso, ocorreu uma redefinição da classificação dos estudos de estabilidade. O problema do amortecimento das oscilações subsequentes à primeira oscilação dos rotores dos geradores passou a ser referido como **estabilidade dinâmica**, e posteriormente como **estabilidade oscilatória** [Kundur, 1993]. Para a avaliação deste tipo de estabilidade, o modelo clássico é totalmente inadequado, e uma representação detalhada dos geradores síncronos é necessária.

Desta forma, embora a interligação de sistemas de energia elétrica tenha tornado possível a geração e transmissão de energia elétrica de forma mais econômica (menor

reserva girante) e confiável (assistência mútua entre áreas de geração e consumo), isto teve como consequência o aparecimento de um novo problema dinâmico, isto é, o problema da estabilidade oscilatória, ou em outras palavras, o problema do amortecimento das oscilações eletromecânicas. Este fenômeno tem se constituído num dos principais obstáculos à operação estável de sistemas de energia elétrica nas últimas quatro décadas.

2.2.1 – Modos de Oscilação

Embora a instabilidade oscilatória possa ocorrer sob condições de grandes perturbações, este fenômeno tem sido tradicionalmente considerado como um problema de estabilidade do estado pós-falta do sistema sob condições de pequenas perturbações, ou seja, é considerado como sendo essencialmente linear [Kundur, 1993]. Desta forma, a estabilidade oscilatória de sistemas de energia elétrica traduz-se pela existência de amortecimento positivo para todos os seus **modos naturais de oscilação** quando estes são excitados por pequenas perturbações, ou mesmo por flutuações normais de carga. Embora existam no sistema vários modos de oscilação tais como os introduzidos pelas ações dos sistemas de controle de excitação e de velocidade, os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência, os quais são associados ao comportamento dinâmico dos rotores dos geradores. Estes modos eletromecânicos, ou oscilações eletromecânicas de baixa frequência, podem ocorrer na faixa de frequência natural de 0.1 a 2.0 Hz, e podem ser um reflexo das interações dinâmicas entre grupo de geradores (um grupo oscila contra o outro), ou entre um gerador (ou grupo de geradores) e o resto do sistema. No primeiro caso, essas oscilações são denominadas **oscilações de modo interárea**, e no segundo caso, **oscilações de modo local**. A faixa de frequência em que as oscilações de modo interárea

podem ocorrer é de 0.1 a 0.8 Hz, enquanto que para as de modo local é de 1.0 a 2.0 Hz. Devido ao baixo amortecimento natural de grandes sistemas elétricos interligados nessa faixa de frequência, em certas condições de operação, tipicamente as de forte carregamento, características combinadas das cargas e dos sistemas de controle dos geradores (tensão e velocidade) podem reduzir substancialmente ou mesmo tornar negativo o amortecimento de algum modo de oscilação do sistema (local ou interárea), resultando em instabilidade oscilatória.

As oscilações de modo interárea tendem a ocorrer quando os sistemas são interligados por linhas de transmissão fracas, ou seja, com capacidades muito inferiores às capacidades dos sistemas que elas interligam. As oscilações de modo local tendem a ocorrer quando os geradores (ou grupos de geradores) são conectados ao sistema por linhas de transmissão que apresentam valores grandes de reatância (maiores que 0.5 pu). Este é, principalmente, o caso das grandes usinas hidrelétricas situadas distantes de seus centros de carga, e, portanto, conectadas por longas linhas de transmissão (essencialmente radiais) em alta e extra-alta tensão.

As características dos modos de oscilação interáreas e os fatores que os influenciam não são ainda muito bem compreendidos. Estes modos possuem uma natureza complexa e, portanto, são muito difíceis de serem controlados. Em geral, uma representação detalhada de todo o sistema interligado é necessária para analisar este fenômeno. Neste trabalho, somente o problema das oscilações de modo local é abordado.

2.3 – Oscilações de Modo Local

Os aspectos básicos (taxa de amortecimento e frequência) relacionados às oscilações de modo local podem ser visualizados considerando-se um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão puramente reativa, conforme ilustrado na Figura 2.1.

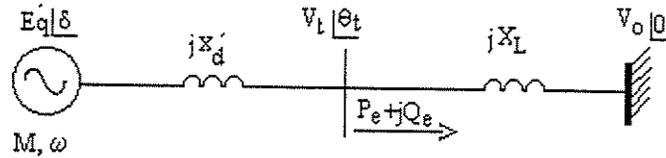


Figura 2.1 – Sistema Gerador-Barramento Infinito

A equação de balanço de torques ou de oscilação (*swing*) linearizada do gerador pode ser expressa por:

$$\Delta T_M - \Delta T_E - \Delta T_d = \Delta T_{ac} \quad (2.1)$$

onde ΔT_M , ΔT_E , ΔT_d e ΔT_{ac} são, respectivamente, as variações de torque mecânico, de torque elétrico, de torque de amortecimento e acelerante.

Supondo variações nulas de potência mecânica e adotando-se o modelo clássico para o gerador ($E'_q = \text{cte}$), a equação (2.1) pode ser reescrita como [Saadat, 1999]:

$$\frac{d^2}{dt^2} \Delta \delta + \frac{\omega_0}{M} D \frac{d}{dt} \Delta \delta + \frac{\omega_0}{M} K_1 \Delta \delta = 0 \quad (2.2)$$

onde todas as quantidades estão em p.u., e

$$K_1 = \left. \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \right|_{E_q = \text{cte.}} = \frac{E_q' V}{x_d' + X_L} \cos \delta_0 \quad (2.3)$$

é o coeficiente sincronizante do gerador (δ_0 é o ângulo de regime permanente entre a tensão interna E_q' e a tensão V do barramento infinito).

A equação (2.3) pode ser reescrita em termos da forma padrão de equações diferenciais de segunda ordem, ou seja:

$$\frac{d^2}{dt^2} \Delta \delta + 2\xi \omega_n \frac{d}{dt} \Delta \delta + \omega_n^2 \Delta \delta = 0 \quad (2.4)$$

onde ω_n e ξ são, respectivamente, a frequência natural de oscilação e a taxa de amortecimento, dadas por:

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 K_1}{M}} \quad (2.5)$$

$$\xi = \frac{D}{2\sqrt{\omega_0 K_1 M}}$$

A equação característica é:

$$s^2 + 2\xi \omega_n s + \omega_n^2 = 0 \quad (2.6)$$

Para condições normais de operação, $\xi < 1$, e, portanto, as raízes ou autovalores dessa equação característica são complexos, ou seja:

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm j\omega_d = -\xi \omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (2.7)$$

onde ω_d é a frequência de oscilação amortecida do modo eletromecânico.

Para os valores típicos de inércias, reatâncias e carregamento, as frequências das oscilações de modo local (ω_d) situam-se numa faixa de 1.0 a 2.0 Hz, sendo praticamente iguais às frequências de ressonância (ω_n), visto que as taxas de amortecimento em condições normais de carga são muito baixas.

Os baixos valores dessas frequências se devem em essência ao próprio crescimento dos sistemas interligados. Pressões econômicas levam a instalações de usinas de grandes capacidades e, portanto, com grandes inércias, o que leva ao desenvolvimento, também por razões econômicas, de geradores com valores elevados de reatâncias. Como se pode notar na equação (2.3), altas reatâncias dos geradores e das linhas de transmissão, bem como a tendência existente da operação em condições fortemente estressadas (alto carregamento, isto é, valores elevados de δ_o), resulta em baixos coeficientes sincronizantes, ou seja, em uma baixa rigidez elétrica na conexão do gerador ao sistema, e, por conseguinte, conforme se pode notar na equação (2.5), em valores baixos da frequência de oscilação.

2.3.1 – Torques Sincronizante e de Amortecimento

Para uma dada frequência de oscilação do rotor do gerador, existe uma variação do torque elétrico, de mesma frequência, e proporcional à amplitude da oscilação. Visto que em razão dos baixos valores da taxa de amortecimento as variações angulares $\Delta\delta$ e as variações de velocidade $\Delta\omega$ são essencialmente ortogonais, esta variação do torque elétrico pode ser decomposta em duas componentes, ou seja:

$$\Delta T_E = K_s \Delta\delta + K_d \Delta\omega \quad (2.8)$$

A componente proporcional às variações angulares ($K_s\Delta\delta$) é denominada **torque sincronizante**, e a componente proporcional às variações de velocidade ($K_d\Delta\omega$) é denominada **torque de amortecimento**. A componente sincronizante varia em fase no tempo com a variação angular, e a componente de amortecimento varia em fase no tempo com a variação de velocidade [De Mello, 1969].

Sob condições de pequenas perturbações, a estabilidade do gerador depende dos valores destas duas componentes. A instabilidade pode ocorrer em razão da falta de torque sincronizante ou da falta de torque de amortecimento. Conforme é ilustrado na Figura 2.2, no primeiro caso, a instabilidade caracteriza-se por oscilações de amplitudes crescentes (**instabilidade oscilatória**), e no segundo, por um crescimento contínuo do ângulo do rotor (**instabilidade monotônica**). Os cancelamentos dos torques sincronizante ($K_s = 0$) e de amortecimento ($K_d = 0$) definem, respectivamente, o **limite de estabilidade de regime permanente** e o **limite de estabilidade oscilatória**.

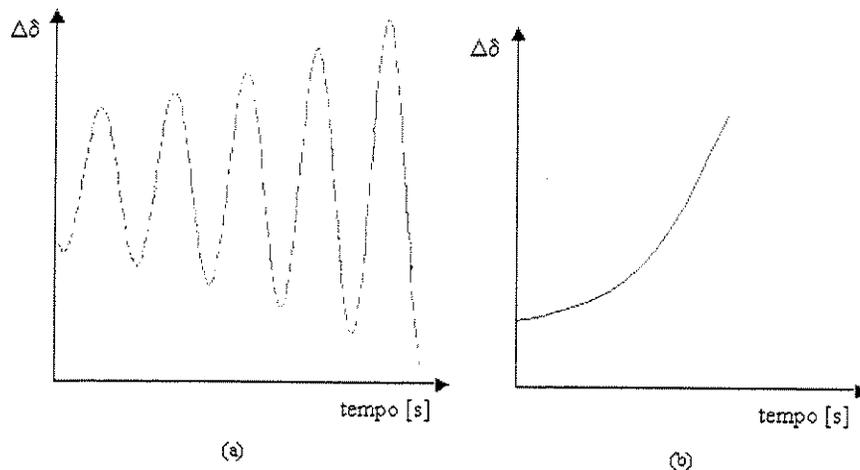


Figura 2.2 – Formas de instabilidade angular em sistemas de energia elétrica

(a) $K_d < 0$ (b) $K_s < 0$

2.3.2 – Sinais Estabilizantes Suplementares

A estabilidade oscilatória do gerador pode ser melhorada, ou mesmo garantida, através da introdução artificial de amortecimento positivo no sistema. Isto pode ser visualizado através do sistema mostrado na Figura 2.1, considerando-se variações nulas da potência mecânica, modelo clássico para o gerador, e coeficiente de amortecimento (D) nulo. Nestas condições, a equação *swing* linearizada na forma de estado é:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{K_s}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Esta equação mostra que, com a modelagem utilizada, a resposta do sistema é puramente oscilatória. Se um sinal suplementar dado por:

$$\Delta P = K_\omega \Delta \omega + K_\delta \Delta \delta \quad (2.10)$$

for introduzido no sistema, a equação *swing* torna-se [Noorozian, 1996]:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_\omega}{M} & -\frac{(K_s + K_\delta)}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Se neste caso a resposta do sistema for oscilatória, os autovalores da matriz de estado são:

$$\lambda_{1,2} = -\frac{K_\omega}{2M} \pm j \left[\frac{-(K_s + K_\delta)}{M} + \frac{K_\omega^2}{4M^2} \right]^{1/2} \quad (2.12)$$

Esta equação mostra que somente a componente de $\Delta \omega$ em (2.10) contribui para o amortecimento, e que a componente de $\Delta \delta$ afeta somente a frequência de oscilação (torque sincronizante).

2.3.3 – Modelo Heffron-Phillips

Os reguladores automáticos de tensão dos geradores síncronos são os principais responsáveis pela redução substancial, ou mesmo cancelamento, do amortecimento natural positivo de sistemas de energia elétrica em baixas frequências. A constatação desse fato foi feita inicialmente nas investigações realizadas no período de 1962 a 1966 pelos engenheiros da empresa Ontário Hydro do Canadá, com o objetivo de determinar as causas do aparecimento de oscilações fracamente amortecidas que levaram à abertura de interligações no sistema elétrico da região central deste país (Saskatchewan – Manitoba - Ontario West interconnection) [Hanson, 1968]. As oscilações dos fluxos de potência observadas nas interligações apresentaram natureza senoidal, com frequências de 0.35 e 0.45 Hz. Os estudos e testes de campo realizados demonstraram que o amortecimento dessas oscilações podia ser sensivelmente aumentado se os ganhos estáticos dos reguladores de tensão dos geradores fossem reduzidos. A ratificação desse procedimento ficou estabelecida pelo fato de que as oscilações sustentadas se extinguíam quando os reguladores de tensão passavam a operar sob controle manual. Porém, a simples redução dos ganhos estáticos dos reguladores não era uma solução aceitável, visto que ganhos altos propiciam benefícios à regulação de tensão do sistema em regime permanente, bem como à estabilidade transitória. Frente a estes aspectos conflitantes, a solução mais adequada encontrada foi a introdução de sinais suplementares nos sistemas de controle de excitação dos geradores. No entanto, os meios para uma análise mais sistemática desse problema foram fornecidos pela primeira vez por De Mello e Concórdia em [De Mello, 1969], utilizando os conceitos de torques sincronizante e de amortecimento. Neste artigo clássico, reside a base teórica para a implementação de sinais estabilizantes suplementares para fortalecer o amortecimento positivo ou eliminar o amortecimento negativo das oscilações eletromecânicas de baixa

freqüência. De Mello e Concórdia utilizaram para a análise do problema um modelo linearizado desenvolvido por Heffron e Phillips [Heffron, 1952] de um sistema constituído por um gerador síncrono conectado ao barramento infinito através de uma linha de transmissão. O diagrama de blocos que descreve esse modelo, referido na literatura como **Modelo Heffron-Phillips**, é mostrado na Figura 2.3.

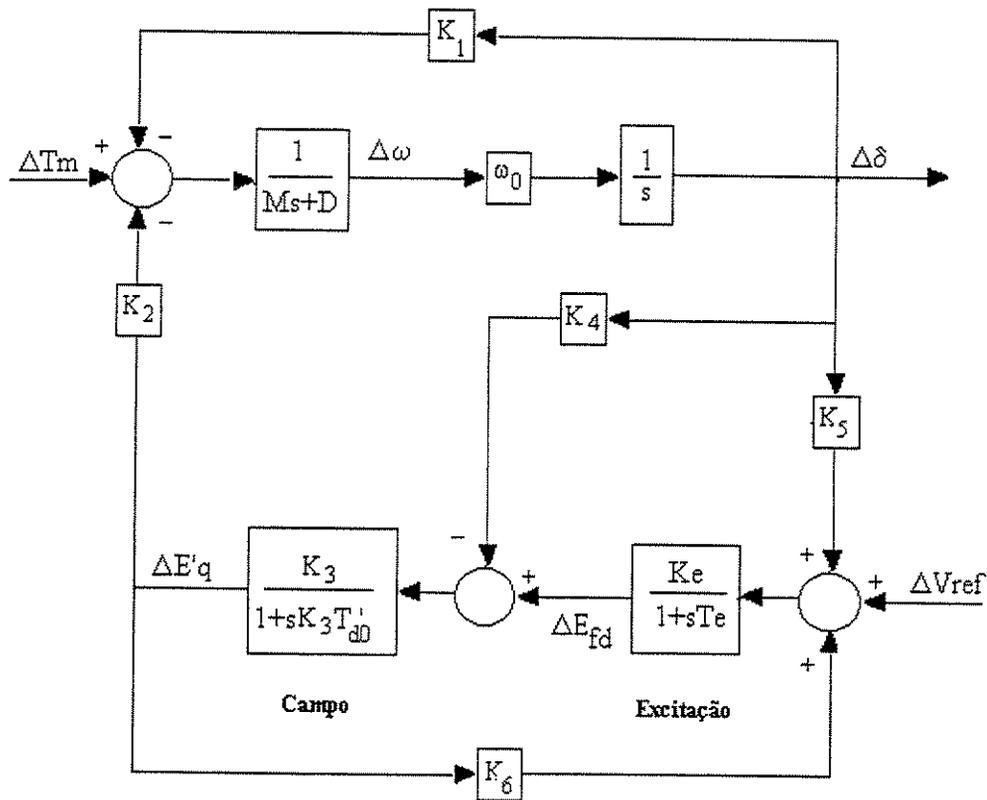


Figura 2.3 - Modelo Heffron-Phillips

Conforme se pode notar na Figura 2.3, este modelo leva em conta os efeitos da dinâmica do circuito de campo e do sistema de excitação do gerador. Os efeitos dos enrolamentos amortecedores e das correntes parasitas não são considerados. Os valores dos coeficientes K_1 a K_6 são funções dos parâmetros da máquina, da impedância externa, e do ponto de operação. As expressões desses coeficientes são dadas em [De Mello, 1969]. Os

coeficientes K_1 , K_2 , K_3 , K_4 , e K_6 são, em geral, positivos, mas K_5 pode assumir valores positivos ou negativos. O efeito do regulador de tensão no amortecimento das oscilações depende primariamente do valor deste coeficiente.

- **Efeito do Regulador de Tensão na Estabilidade da Máquina**

No Modelo Heffron-Phillips, para uma pequena variação do torque mecânico, a variação correspondente do torque elétrico é dada por:

$$\Delta T_E = \Delta T_E|_{K_1} + \Delta T_E|_{K_2} = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q \quad (2.13)$$

onde $K_1 \Delta \delta$ representa uma componente de torque sincronizante, e $K_2 \Delta E'_q$ representa a componente de torque devida às variações do fluxo concatenado com o circuito de campo. O torque $K_2 \Delta E'_q$ pode ser também decomposto nas seguintes componentes:

$$\Delta T_E|_{K_2} = \Delta T_E|_{K_4} + \Delta T_E|_{K_5} \quad (2.14)$$

Estas duas componentes representam, respectivamente, as contribuições de torque devidas à reação de armadura (ação desmagnetizante do ângulo do rotor via parâmetro K_4) e a ação do controle de tensão da máquina (via parâmetro K_5). Esta última componente pode ser expressa por [Da Costa, 1992]:

$$\Delta T_E|_{K_5} = - \frac{K_2 K_e K_5}{\left(\frac{1}{K_3} + K_6 K_e \right) + s \left(\frac{T_E}{K_3} + T_{d0} \right) + s^2 T_{d0} T_E} \Delta \delta \quad (2.15)$$

Para uma dada frequência de oscilação do rotor, substituindo-se o operador de Laplace (s) por $j\omega$ nesta equação, e tendo em vista que $j\Delta \delta = \Delta \omega$, obtém-se:

$$\Delta T_E|_{K_5} = \Delta T_s|_{K_5} + j \Delta T_d|_{K_5} \quad (2.16)$$

onde as componentes sincronizante e de amortecimento são dadas por:

$$\Delta T_s|_{K_5} = -\frac{K_2 K_e K_5}{\frac{1}{K_3} + K_e K_6 - \omega^2 T_{d0}' T_E} \Delta \delta \quad (2.17)$$

$$\Delta T_d|_{K_5} = \frac{K_2 K_e K_5 \left(\frac{T_E}{K_3} + T_{d0}' \right) \omega}{\left(\frac{1}{K_3} + K_e K_6 - \omega^2 T_{d0}' T_E \right)^2 + \left(\frac{T_E}{K_3} + T_{d0}' \right)^2 \omega^2} \Delta \omega \quad (2.18)$$

Tendo em vista que K_2 , K_3 e K_6 são sempre positivos, pode-se notar nestas expressões que se K_5 for negativo, o que, em geral, é a situação que ocorre na prática (reatâncias altas e forte carregamento do gerador), o regulador de tensão introduz uma componente de torque sincronizante positiva e uma componente de torque de amortecimento negativa. Desta forma, se por um lado o aumento do ganho estático K_e do regulador de tensão fortalece o acoplamento entre a máquina e o sistema (aumento do torque sincronizante), isto pode ter como consequência o cancelamento do amortecimento natural que esta possui, resultando, portanto, na instabilidade oscilatória. O amortecimento natural é constituído essencialmente pela contribuição devida à reação de armadura (via K_4), a qual caracteriza-se por apresentar valores muito reduzidos.

A influência danosa que a ação do regulador de tensão causa na estabilidade do gerador pode ser visualizada considerando-se as componentes do torque elétrico como fasores no plano de fase $\Delta \delta - \Delta \omega$ à frequência de oscilação ω , conforme ilustrado na Figura 2.4.

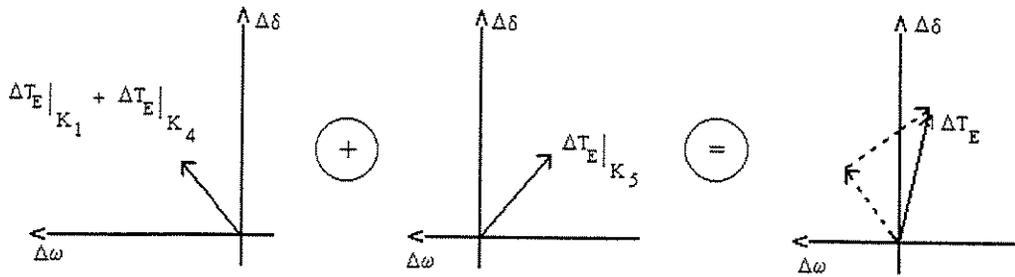


Figura 2.4 – Plano de fase

Como se pode notar na Figura 2.4, o torque elétrico resultante ΔT_E apresenta (em decorrência de um alto valor do ganho estático K_e) uma componente de amortecimento negativa. Conforme já foi dito neste trabalho, tendo em vista manter os benefícios que valores altos do ganho K_e propiciam à estabilidade transitória e à regulação de tensão em regime permanente, a solução do problema reside na introdução de amortecimento artificial positivo através da modulação da excitação do gerador.

- **Controle Suplementar de Excitação**

A ação do controle suplementar da excitação do gerador é exercida através do Estabilizador de Sistemas de Potência (*PSS*). A idéia básica é aplicar um sinal de modulação da tensão de referência do regulador de tensão de forma a introduzir uma componente extra de torque de amortecimento. Ou seja, a ação desse sinal deve produzir variações de potência ativa que estejam em fase no tempo com as variações de velocidade do eixo da máquina. Os sinais mais freqüentemente utilizados são os derivados da

velocidade da máquina, da potência ou da frequência elétrica [Kundur, 1989]. O modelo de um *PSS* convencional baseado na velocidade é mostrado na Figura 2.5.

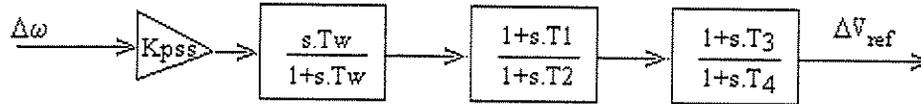


Figura 2.5 – Diagrama de blocos do *PSS*

Este modelo consiste de um bloco de ganho (estático) K_{PSS} , um bloco de filtragem (*washout*) e dois blocos de compensação avanço-atraso (constantes de tempo T_1 , T_2 , T_3 e T_4). O sinal de “*washout*” funciona como um filtro passa-alta que tem por finalidade impedir que as variações de velocidade em regime permanente modifiquem a tensão terminal da máquina. Assim, sua saída é atenuada para frequências de oscilação inferiores a um valor pré-fixado ($\omega = 1/T_w$). O valor da constante de tempo T_w situa-se, em geral, na faixa de 1 a 20 segundos [Kundur, 1993].

O efeito da ação do *PSS* pode ser visualizado qualitativamente através do plano de fase $\Delta\delta - \Delta\omega$ mostrado na Figura 2.6, onde ΔT_R é o torque resultante na presença do *PSS*. Como se pode notar, a introdução de uma componente extra de torque ΔT_{PSS} pelo *PSS* não só elimina o amortecimento negativo, como também, dependendo do ganho estático K_{PSS} , pode fortalecer consideravelmente o amortecimento das oscilações do rotor.

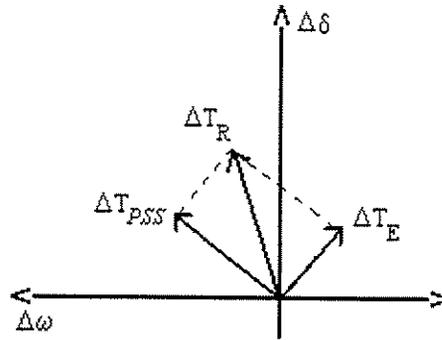


Figura 2.6 – Plano de fase para o sistema com *PSS*

Várias metodologias de análise têm sido propostas para o projeto e a implementação de *PSS* em sistemas de potência. As mais utilizadas na prática são abordadas em seguida.

2.4 Metodologias de Análise

Na prática, os *PSS* utilizados são basicamente estabilizadores descentralizados [Larsen, 1981, Gomes, 1993]. O projeto desses controladores é baseado na modelagem de um gerador síncrono conectado a um barramento infinito, ou seja, não levando em conta as interações dinâmicas entre os geradores síncronos do sistema. Desta forma, o objetivo da aplicação de *PSS* é concentrado no fortalecimento das oscilações de modo local. A abordagem via análise modal utilizando técnicas de autovalores é a que tem sido mais utilizada para essa aplicação [Mansour, 1989].

2.4.1 Análise Modal

Um sistema de energia elétrica pode ser descrito por um conjunto de equações diferenciais e algébricas, da forma:

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (2.19)$$

$$0 = g(x, y, u) \quad (2.20)$$

onde x é um vetor $n \times 1$ de variáveis de estado, y é um vetor $k \times 1$ de variáveis algébricas, e u é um vetor $r \times 1$ de variáveis de entrada. As equações diferenciais representam a dinâmica dos geradores, reguladores e cargas, enquanto que as equações algébricas representam a rede de transmissão, as cargas estáticas, e as conexões da rede com os dispositivos dinâmicos do sistema.

Para pequenas variações em torno do ponto de operação (x_0, y_0, u_0) , a forma linearizada do sistema de equações (2.19) e (2.20) é expressa por:

$$\Delta \dot{x} = J_1 \Delta x + J_2 \Delta y + B_1 \Delta u \quad (2.21)$$

$$0 = J_3 \Delta x + J_4 \Delta y + B_2 \Delta u \quad (2.22)$$

onde J_1, J_2, J_3 e J_4 são as matrizes Jacobianas das funções f e g com relação às variáveis de estado e algébricas, respectivamente. As matrizes B_1 e B_2 são os Jacobianos relacionados às variáveis de entrada u .

Quando a matriz Jacobiana J_4 é não-singular, as equações algébricas (2.22) podem ser eliminadas, obtendo-se desta maneira a equação de estado do sistema

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (2.23)$$

onde a matriz de estados A do sistema é dada por:

$$A = J_1 - J_2 J_4^{-1} J_3 \quad (2.24)$$

sendo

$$B = B_1 - J_2 J_4^{-1} B_2 \quad (2.25)$$

a matriz de entradas.

A essência da análise modal reside na determinação da estrutura modal da matriz A , isto é, no cálculo de seus autovalores (e autovetores associados), os quais caracterizam a estabilidade local do ponto de operação do sistema. As ferramentas computacionais existentes se baseiam em métodos modais que são fundamentados na análise dos autovalores da matriz A . Várias técnicas modais têm sido propostas para o projeto de *PSS*, bem como para a alocação e coordenação desses controladores em sistemas multimáquinas [Martins, 1986, 1989; Lu, 1990]. Visto que os *PSS* utilizados em sistemas de potência são em sua vasta maioria controladores convencionais, isto é, de estrutura e parâmetros fixos, e, portanto, apresentam um desempenho degenerado quando as condições de operação do sistema variam, técnicas de controle robusto, tais como otimização H_∞ [Chen, 1995; Yang, 1997] e LMIs (*Linear Matrix Inequalities*) [Snyder, 1999; Taranto, 1998] têm sido propostas para o projeto desses controladores. O conceito de robustez implica operar o sistema com adequadas margens de estabilidade e grau de desempenho, apesar das várias incertezas inerentes ao sistema e das simplificações dos modelos. Ao contrário do controle adaptativo cujos parâmetros são variantes no tempo, o controle robusto é definido a parâmetros fixos. A idéia básica é determinar os parâmetros dos controladores de forma que estes consigam proporcionar um bom desempenho em várias condições de operação. Visto que o surgimento de novas tecnologias tais como, por exemplo, os *FACTS*, e a tendência

existente atualmente de transformar os sistemas de energia elétrica num mercado aberto, proporcionam um aumento na complexidade da operação desses sistemas, a necessidade de robustez nos mesmos tem se tornado cada vez mais imperativa [Milanovic, 1998].

A aplicação de *PSS* requer estudos envolvendo a análise modal e/ou outros métodos lineares, bem como a simulação não linear no domínio do tempo. Esta última metodologia é necessária para a convalidação das abordagens lineares utilizadas no projeto desses controladores. O teste de convalidação é realizado submetendo o sistema às condições mais severas possíveis tais como uma falta na rede de transmissão.

Neste trabalho, o projeto de *PSS* não é abordado. O principal objetivo é a análise da influência de dispositivos *FACTS* no amortecimento das oscilações de modo local, a qual é realizada através da monitoração do autovalor crítico da matriz de estados do sistema, conforme o carregamento do gerador é gradativamente aumentado. Esta monitoração é feita à luz da teoria das bifurcações.

2.4.2 - Teoria das Bifurcações

A teoria das bifurcações propicia um entendimento do comportamento dinâmico do sistema em termos da dependência que este possui de seus parâmetros, os quais podem variar com o tempo, bem como com as condições de operação. Conforme esses parâmetros variam, mudanças qualitativas radicais no comportamento dinâmico do sistema podem ocorrer. Estas mudanças são denominadas bifurcações. Conforme é ilustrado na Figura 2.7, a partir de um dado ponto de equilíbrio estável, o aumento gradativo de um parâmetro do

sistema (carregamento) pode levá-lo a perder a estabilidade segundo três trajetórias do autovalor crítico no plano complexo:

1. um autovalor real move-se para o semiplano direito cruzando o eixo imaginário. No ponto de carregamento crítico, tem-se um autovalor nulo, indicando transição para a instabilidade monotônica;
2. um par conjugado de autovalores move-se para o semiplano direito cruzando o eixo imaginário. No ponto de carregamento crítico, têm-se dois autovalores puramente imaginários, indicando transição para a instabilidade oscilatória;
3. um autovalor move-se para o semiplano direito cruzando o eixo imaginário através de pontos infinitos. No ponto de carregamento crítico, tem-se um autovalor tendendo ao infinito, indicando transição para a instabilidade aperiódica.

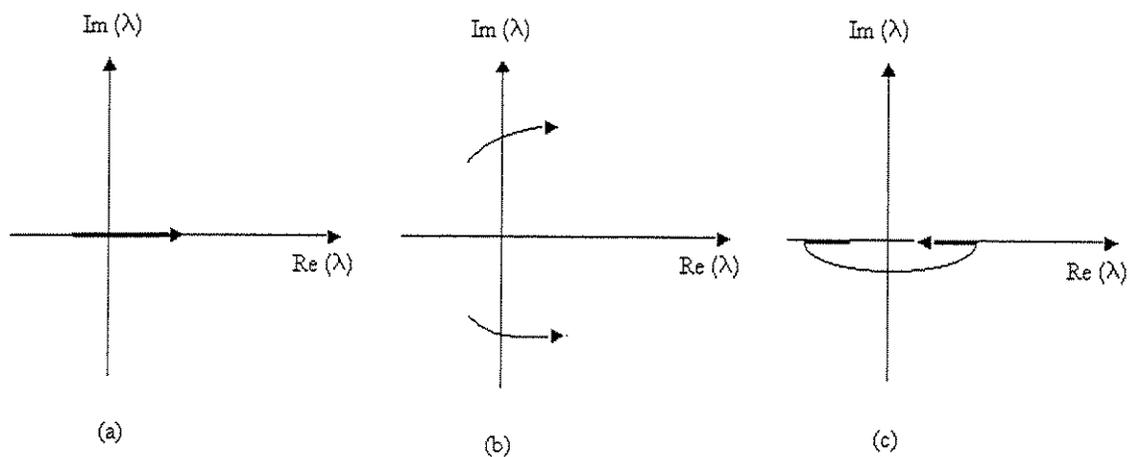


Figura 2.7 – Trajetória do autovalor no plano complexo

Os pontos críticos correspondentes à transição de um autovalor de um semiplano a outro são chamados **pontos de bifurcação**. Para cada caso descrito anteriormente, são definidos os seguintes tipos de bifurcação [Kwatny, 1995]:

1. **Bifurcação Sela - Nó**: caracterizada por um autovalor nulo na matriz de estados A
2. **Bifurcação de Hopf**: caracterizada por um par conjugado de autovalores puramente imaginários.
3. **Bifurcação de Singularidade Induzida**: caracterizada por um autovalor que tende ao infinito.

CAPÍTULO 3

DISPOSITIVOS *FACTS* E MODELAGEM DO SISTEMA

3.1 - Introdução

As restrições econômicas e ambientais que têm sido impostas ao desenvolvimento de novas linhas de transmissão e unidades geradoras têm levado as empresas de energia elétrica a operarem seus sistemas de forma a maximizar a utilização de suas instalações, com o objetivo de atender a crescente demanda de carga. Nestas condições, torna-se cada vez mais complexo contornar as limitações básicas da transmissão de potência em corrente alternada, ou seja, a manutenção da estabilidade do sistema e a controlabilidade dos fluxos de potência nas linhas de transmissão. Isto tende a se agravar com o processo de desregulamentação em curso em vários países, como o Brasil, por exemplo, cuja implantação exige uma rede de transmissão capaz de garantir as transações de potência entre empresas geradoras e consumidores de energia elétrica em um ambiente de mercado competitivo. Uma das alternativas encontradas pelo setor elétrico para contornar estes problemas tem sido a utilização de dispositivos *FACTS*. O conceito de *FACTS (Flexible AC Transmission Systems)* foi concebido de forma a generalizar a utilização da eletrônica de potência para um controle mais flexível da transmissão de corrente alternada em alta tensão [Hingorani, 2000]. Desde a concepção deste conceito pelo EPRI há aproximadamente 13 anos, a utilização desses dispositivos tem sido fortemente incentivada, visto que abre novas perspectivas para a operação de sistemas de energia elétrica. Dispositivos *FACTS* possibilitam a obtenção de variações contínuas e rápidas de grandezas tais como tensão, corrente e reatância, propiciando, desta forma, um rápido controle dos

fluxos de potência na rede de transmissão, mantendo os mesmos em rotas estabelecidas, bem como um aumento da capacidade de transmissão. Embora esses sejam os objetivos básicos da aplicação de dispositivos *FACTS*, uma melhoria significativa da estabilidade do sistema também pode ser obtida através da compensação dinâmica de reativos realizada por esses dispositivos, particularmente no que diz respeito à estabilidade oscilatória. Um amortecimento consistente e rápido das oscilações pode ser obtido através da compensação *shunt* (modulação da tensão nodal na rede) ou *série* (modulação das reatâncias série das linhas). Os principais dispositivos *FACTS* que têm sido utilizados em sistemas de energia elétrica para atingir este objetivo são o **Compensador Estático de Reativos (SVC)** e o **Compensador Série Controlado a Tiristores (TCSC)**. Neste trabalho, estes dois dispositivos são abordados tendo por objetivo analisar as influências dos mesmos no amortecimento das oscilações de modo local de sistemas de energia elétrica. Neste capítulo, é desenvolvida a modelagem para análise e estudos dinâmicos desses dois dispositivos num sistema gerador - barramento infinito, utilizando-se o método de linearização das equações do balanço nodal de potência.

3.2 - Compensador Estático de Reativos (SVC)

Os compensadores estáticos de reativos (*SVCs*) são os precursores dos controladores *FACTS* existentes atualmente. Desenvolvidos no início dos anos 70 para a compensação reativa de fornos a arco, foram posteriormente adaptados para aumentar a capacidade e melhorar a transmissão de potência em sistemas de energia elétrica. Esses compensadores são ditos estáticos por não apresentarem partes móveis, e os principais elementos que os compõem são controladores tiristorizados, indutores e capacitores. A Figura 3.1 mostra uma configuração típica de um *SVC*, constituída de um reator controlado a tiristores (*TCR* –

Thyristor Controlled Reactor) ligado em paralelo com um banco de capacitores chaveados por tiristores (*TSC - Thyristor Switched Capacitor*). Através de uma coordenação adequada do chaveamento dos capacitores e do controle do reator, a potência reativa injetada (ou absorvida) pelo *SVC* na barra em que é conectado pode ser variada continuamente para controlar a tensão da mesma, de forma a manter o fluxo de potência desejado na rede de transmissão sob condições normais de operação, bem como sob condições de perturbações ou contingências.

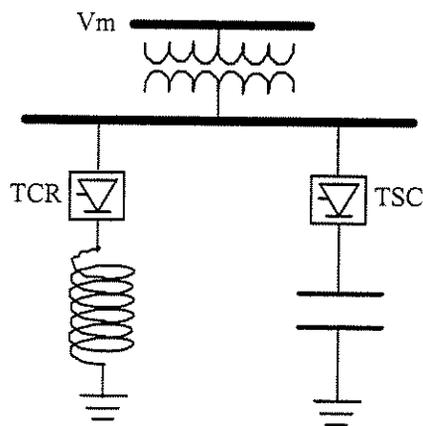


Figura 3.1 – Compensador Estático de Reativos

Embora o *SVC* atue diretamente no fluxo de potência reativa, sinais de controle adicionais podem ser introduzidos de forma a produzir pequenas variações no fluxo de potência ativa através da modulação da tensão da barra em que o mesmo é conectado. Isto pode contribuir para o amortecimento das oscilações de potência no sistema. A idéia básica é realizar esta modulação de forma a aumentar a potência elétrica transmitida através do aumento da tensão da barra (via VARS capacitivos) quando os rotores dos geradores do sistema aceleram, e diminuí-la através da diminuição da tensão (via VARS indutivos) quando os rotores desaceleram. Desta forma, a eficiência do *SVC* no amortecimento das

oscilações de potência é função da variação de tensão que o mesmo é capaz ou permitido de produzir.

3.2.1 – Princípio de Operação

Conforme ilustrado na Figura 3.2(a), do ponto de vista do sistema, um compensador estático de reativos é equivalente a um capacitor *shunt* e um indutor *shunt*, ambos os quais podem ser ajustados para controlar a tensão e a potência reativa em seus terminais. Na Figura 3.2(b), é mostrada a característica tensão versus corrente de um compensador ideal, o qual, como se pode notar, apresenta uma capacidade ilimitada de geração ou absorção de reativos, pois o capacitor e o indutor podem variar infinitamente.

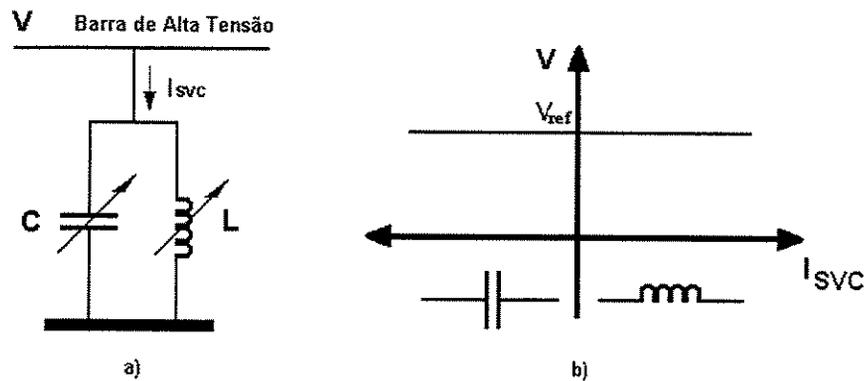


Figura 3.2 – (a) Compensador Estático; (b) Característica do compensador ideal

Um *SVC* real é, em geral, composto por um reator controlável e um capacitor fixo. A característica tensão versus corrente deste dispositivo e a composição das características de cada componente (capacitor e indutor) são mostradas na Figura 3.3. Como se pode notar, existe uma faixa de controle contínua do *SVC*, na qual a tensão pode ser regulada.

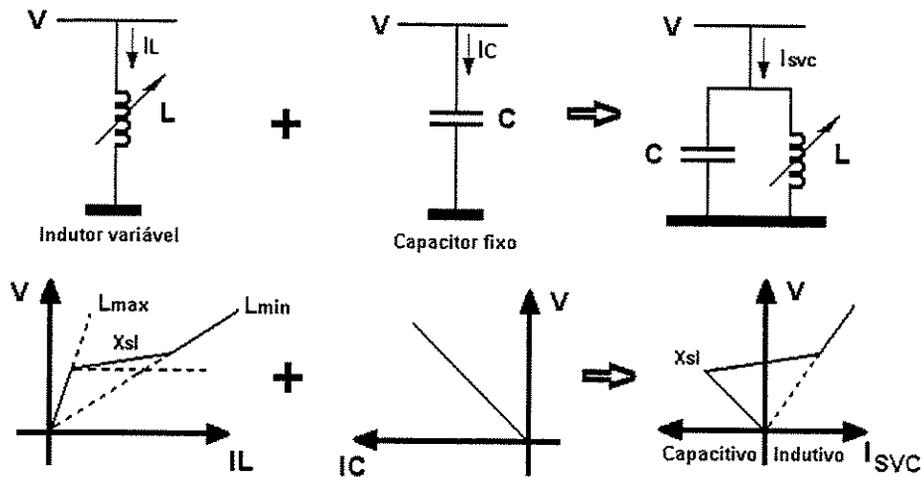


Figura 3.3 – Características $V \times I$ dos componentes do SVC

Para se avaliar como o SVC opera quando aplicado ao sistema, as suas características e as do sistema precisam ser examinadas conjuntamente. A característica V versus I_{SVC} do sistema pode ser determinada através do equivalente Thevenin visto da barra cuja tensão se deseja controlar, conforme ilustrado na Figura 3.4.

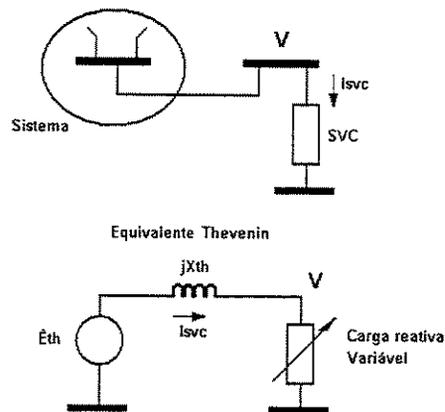


Figura 3.4 – Equivalente Thevenin

A característica tensão x corrente correspondente é mostrada na Figura 3.5(a), onde se pode notar que a tensão aumenta linearmente com corrente de carga capacitiva, e

decrece linearmente com corrente de carga indutiva. As Figuras 3.5(b) e (c) mostram como esta característica é afetada por variações da tensão E_{th} e da reatância X_{th} .

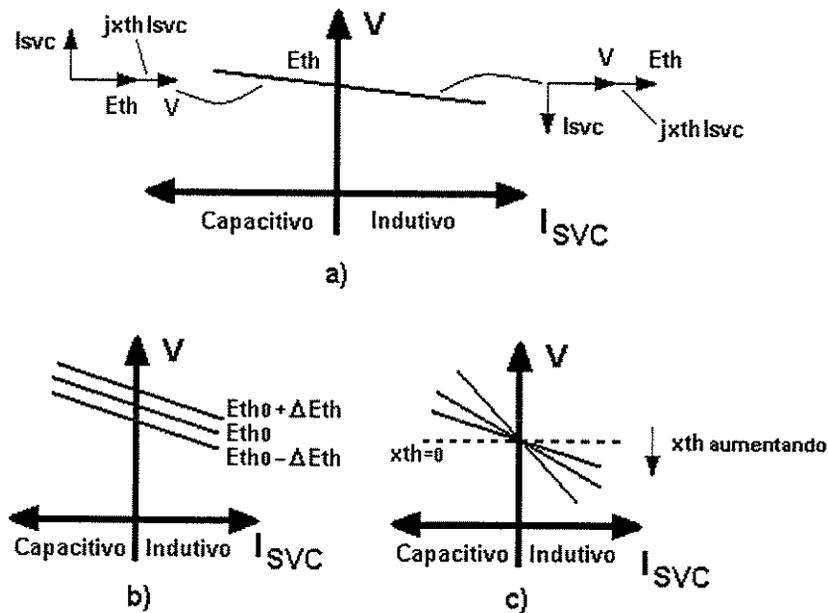


Figura 3.5 – Característica $V \times I_{SVC}$ do sistema: (a) $E_{th} \times I_{SVC}$; (b) Efeito da variação da tensão E_{th} ; (c) Efeito da variação da reatância X_{th}

A composição das características do sistema e do SVC é mostrada na Figura 3.6. São apresentadas três características possíveis correspondendo a três valores de E_{th} . A reta b representa as condições nominais do sistema e intercepta a curva característica do SVC no ponto A, onde $V=V_{ref}$ e $I_{SVC}=0$. Se E_{th} aumenta de ΔE_{th} , devido a um decréscimo da carga, por exemplo, a tensão V aumenta para V_1 na ausência do SVC (reta a). Na presença do SVC , o ponto de operação move-se para o ponto B, absorvendo corrente indutiva I_3 , mantendo a tensão em V_3 . Se E_{th} diminui de ΔE_{th} devido, por exemplo, a um aumento da carga, a tensão V decresce para V_2 sem o SVC (reta c). Na presença do SVC , o ponto de operação move-se para o ponto C, injetando corrente capacitiva na barra e mantendo a

tensão em V_4 . Como se pode notar, se a inclinação da característica do *SVC* fosse nula (compensador ideal), a tensão seria mantida no ponto A em ambos os casos considerados.

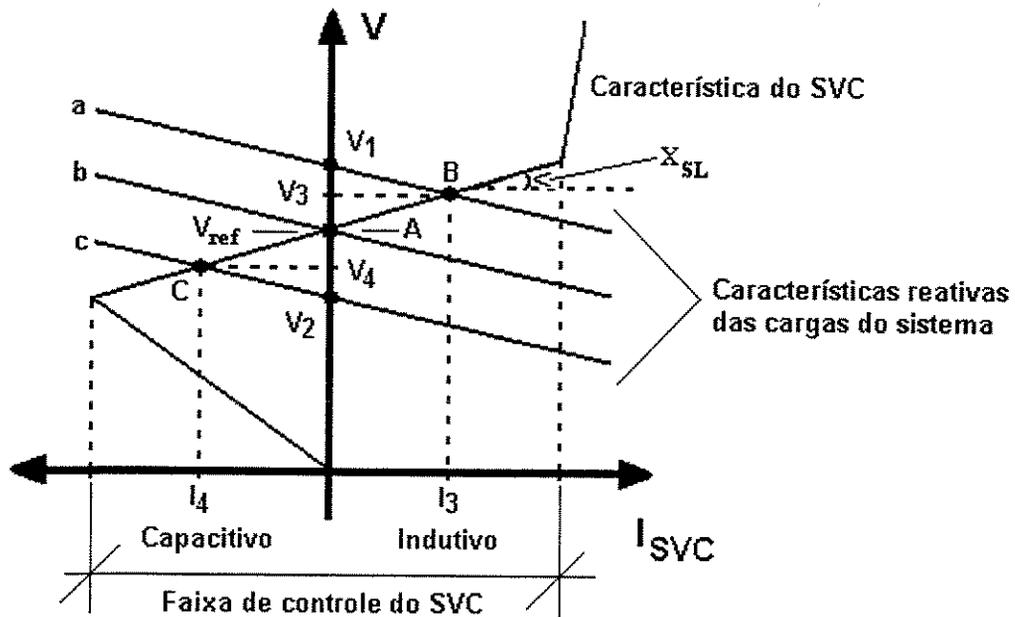


Figura 3.6 – Característica $V \times I_{SVC}$ da composição Sistema - *SVC*

Visto que o *SVC* altera a tensão da barra na qual está conectado variando a corrente reativa drenada ou fornecida ao sistema, o mesmo pode ser visualizado como uma carga reativa variável, a qual é ajustada de forma a manter a tensão aproximadamente constante. Desta forma, a operação do *SVC* é, em geral, baseada no princípio de susceptância controlável. Este controle da susceptância pode ser relativo ao reator ou ao capacitor. Uma configuração típica de um *SVC* constituído por um *TCR* com capacitores fixos é mostrada na Figura 3.7.

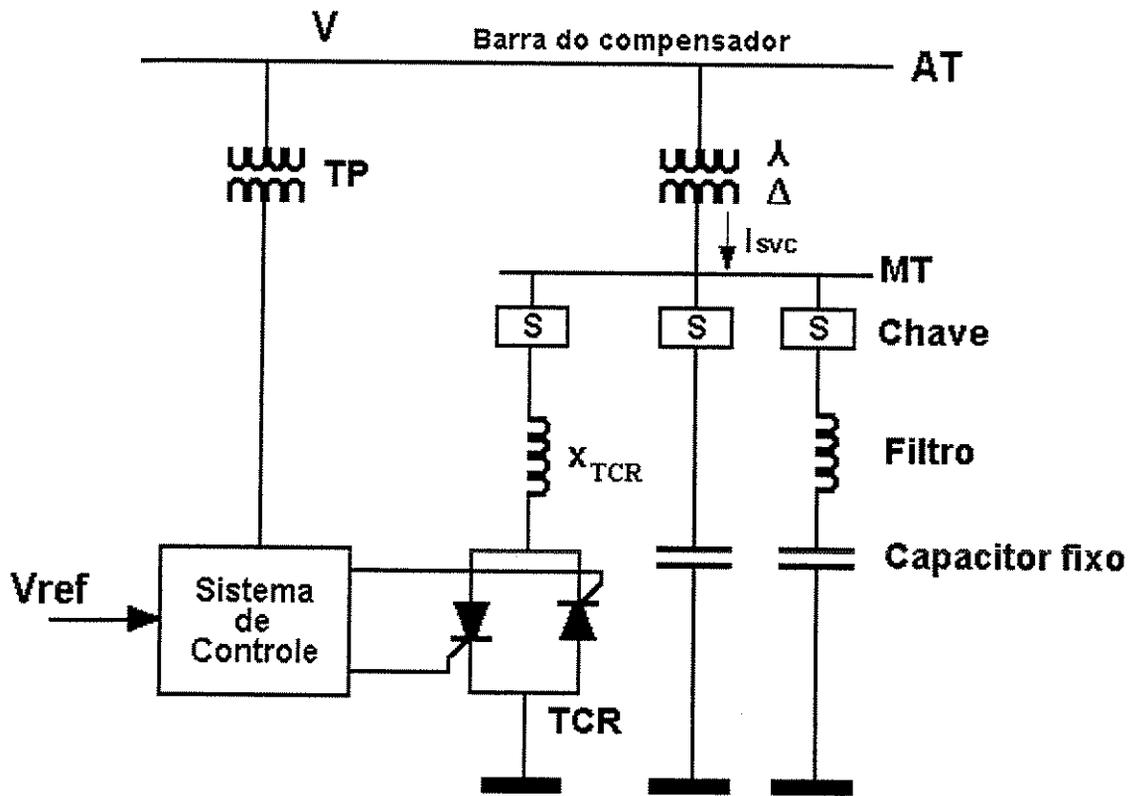


Figura 3.7 – SVC constituído por TCR com capacitores fixos

Como se pode notar na Figura 3.7, o TCR é constituído basicamente por reator em série com um tiristor bi-direcional. No tocante à componente fundamental da corrente, o TCR é uma susceptância controlável. A susceptância efetiva em função do ângulo de disparo dos tiristores α , o qual é medido a partir do instante ($t=0$) em que a tensão é nula, é dada por [Kundur, 1993]:

$$B(\alpha) = \frac{2(\pi - \alpha) + \text{sen } 2\alpha}{\pi X_{TCR}} \quad (3.1)$$

Para $\alpha=90^\circ$, a corrente é essencialmente reativa e senoidal, ou seja, ocorre a condução plena. Nesta condição, a susceptância efetiva tem valor máximo igual a $1/X_{TCR}$. Para

valores de α maiores que 90° e menores que 180° , tem-se a condução parcial. O valor mínimo é zero, obtido com $\alpha=180^\circ$. Portanto, o efeito de aumentar o valor de α é o de reduzir a componente harmônica fundamental da corrente, o que equivale a um aumento efetivo da indutância (redução efetiva da susceptância). O *TCR* requer um sistema de controle que determine os instantes de disparo e que gere os pulsos aos tiristores. Em alguns casos, o sistema de controle responde a um sinal que representa diretamente a susceptância desejada. Em outros, o controle responde a sinais de erro tais como o desvio de tensão, sinais estabilizantes auxiliares, etc. Estas ações de controle têm como resultado a característica de regime permanente mostrada na Figura 3.6.

Na faixa de controle linear, o *SVC* é equivalente a uma fonte de tensão V_{ref} em série com uma reatância X_{SL} , e, portanto, a sua característica de controle é descrita por:

$$V = V_{ref} + X_{SL}I_{SVC} \quad (3.2)$$

onde X_{SL} é determinada pelo inverso do ganho estático K_{SVC} do controlador. A escolha do valor de X_{SL} depende da regulação de tensão desejada, e valores típicos variam entre 1% e 5%. Como se pode notar na Figura 3.6, para valores elevados de X_{SL} , o *SVC* responde menos às variações da tensão da barra na qual está conectado.

3.2.2 - Modelagem do *SVC* em Programas Convencionais de Fluxo de Potência

O modo normal de operação de um *SVC* é a operação na faixa de controle linear (Figura 3.6). Neste modo, conforme abordado anteriormente, o *SVC* visto da barra na qual está conectado é equivalente a uma fonte de tensão V_{ref} em série com a reatância X_{SL} . Em programas convencionais de fluxo de potência, isto é representado através de uma barra

auxiliar (fictícia), conforme mostrado na Figura 3.8. Ou seja, o *SVC* é representado por uma barra PV (com $P = 0$) conectada à barra cuja tensão se deseja regular, através da reatância X_{SL} . Quando um dos limites reativos é atingido, o *SVC* torna-se uma simples susceptância de valor fixo conectada à barra em questão, cuja tensão passa a ser não controlada [Kundur, 1993].

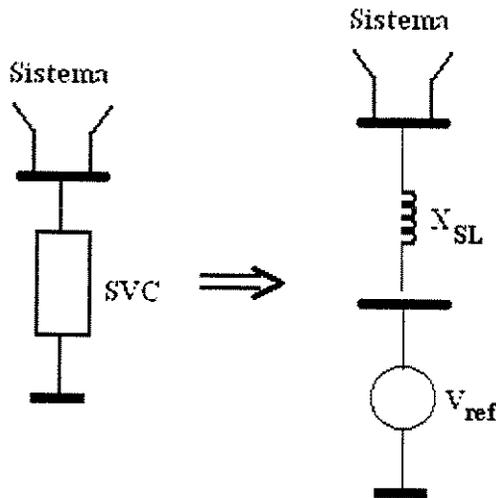


Figura 3.8 – Representação do *SVC* no Fluxo de Potência

3.2.3 – Modelo Dinâmico do *SVC*

Modelos dinâmicos padrões que sejam capazes de representar em detalhe vários tipos de compensadores estáticos que têm sido utilizados em sistemas de energia elétrica ainda não foram desenvolvidos [Kundur, 1993]. Modelos básicos que têm sido utilizados para estudos preliminares relativos a instalações de compensadores estáticos são recomendados em [CIGRE, 1977], [CIGRE, 1986], bem como em [IEEE, 1994]. Um modelo típico para estudos de estabilidade, sob condições de pequenas perturbações, é apresentado em seguida.

Inicialmente, considere-se a potência reativa trocada pelo *SVC* com o sistema, expressa por:

$$Q_{SVC} = B_{SVC} \cdot V^2 \quad (3.3)$$

Para pequenas variações em torno do ponto de equilíbrio, tem-se:

$$Q_{SVC} + \Delta Q_{SVC} = (B_{SVC} + \Delta B_{SVC})(V + \Delta V)^2 \quad (3.4)$$

$$Q_{SVC} + \Delta Q_{SVC} = (B_{SVC} + \Delta B_{SVC})(V^2 + 2V\Delta V + (\Delta V)^2) \quad (3.5)$$

Desprezando-se o termo $(\Delta V)^2$, tem-se:

$$Q_{SVC} + \Delta Q_{SVC} = B_{SVC}V^2 + 2B_{SVC}V\Delta V + \Delta B_{SVC}V^2 + 2V\Delta V\Delta B_{SVC} \quad (3.6)$$

O termo $2V\Delta V\Delta B_{SVC}$ também pode ser ignorado e portanto:

$$\Delta Q_{SVC} = 2B_{SVC}V\Delta V + V^2\Delta B_{SVC} \quad (3.7)$$

As variações de susceptância do *SVC* (ΔB_{SVC}) ocorrem devido às variações dos ângulos de disparo dos tiristores, cujas constantes de tempo podem ser desprezadas. Estas variações de ΔB_{SVC} , em função das variações de tensões ΔV e ΔV_{ref} , podem ser representadas pelo diagrama de blocos mostrado na Figura 3.9:

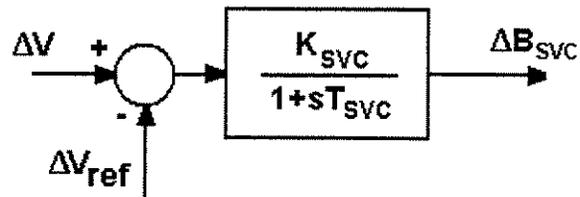


Figura 3.9 – Modelo Dinâmico do *SVC*

Embora o modelo de primeira ordem do *SVC* mostrado na Figura 3.9 seja muito simples, ele é similar aos modelos existentes na maioria dos programas de estabilidade em

uso pelas empresas concessionárias de energia elétrica [IEEE, 1994]. Neste modelo, caracterizado por um regulador de tensão do tipo proporcional, o ganho estático K_{SVC} é o inverso da reatância X_{SL} . Assim, um ganho de 100 pu $B_{SVC}/pu \Delta V$ na base do *SVC* significa uma reatância $X_{SL} = 1\%$. Valores típicos da constante de tempo T_{SVC} situam-se na faixa de 50 ms a 100 ms [Kundur, 1993].

3.3 – Aplicação do *SVC* para o Amortecimento de Oscilações de Modo Local

Neste trabalho, a análise da influência do *SVC* no amortecimento das oscilações de modo local de sistemas de energia elétrica é realizada para a configuração do sistema mostrada na Figura 3.10, que consiste de um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão puramente reativa, com um barramento intermediário, no qual o *SVC* é conectado. Este barramento intermediário situa-se no ponto médio da linha de transmissão, visto que este é o melhor local para se realizar a compensação reativa. Isto se deve ao fato de que o afundamento da tensão (*voltage sag*) ao longo de uma linha não compensada é maior neste ponto [Hingorani, 2000].

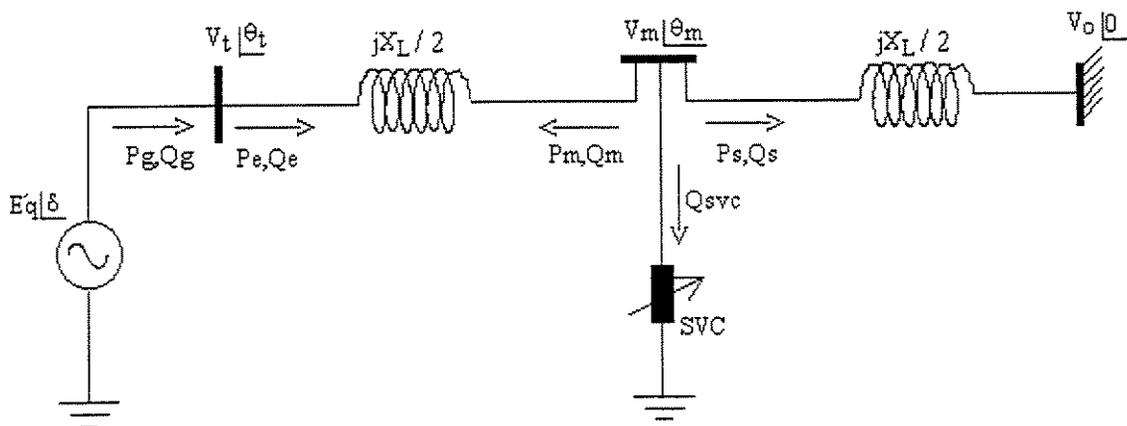


Figura 3.10 – Sistema Gerador-Barramento Infinito incluindo o *SVC*

3.3.1 – Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP): inclusão do SVC

O Modelo de Sensibilidade de Potência é um modelo linearizado desenvolvido por Da Costa e Deckmann para a análise das oscilações eletromecânicas de baixa frequência em sistemas de energia elétrica [Da Costa, 1992; Deckmann, 1994]. Na sua versão máquina-barramento infinito, o MSP é uma alternativa ao Modelo Heffron-Phillips para a análise das oscilações de modo local. A formulação do MSP é baseada no balanço nodal de potência aplicado a cada nó do sistema, o qual permite assumir que durante um processo dinâmico, o equilíbrio de potências ativa e reativa deve ser satisfeito a todo instante em cada barra do sistema. Esta metodologia é utilizada em seguida para obter-se o MSP para a configuração mostrada na Figura 3.10.

Para este sistema, os balanços de potência ativa e reativa na barra terminal do gerador (barra t) e na barra intermediária (barra m) podem ser expressos por:

Barra t

$$\begin{cases} P_g - P_e = 0 \\ Q_g - Q_e = 0 \end{cases} \quad (3.8)$$

Barra m

$$\begin{cases} -P_m - P_s = 0 \\ -Q_m - Q_s - Q_{SVC} = 0 \end{cases} \quad (3.9)$$

Em condições dinâmicas, as expressões de potências ativa e reativa indicadas nessas equações são dadas por:

$$P_g = \frac{V_t E_q'}{x_d} \text{sen}(\delta - \theta_t) + \frac{V_t^2}{2} \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] \text{sen } 2(\delta - \theta_t) \quad (3.10)$$

$$Q_g = \frac{V_t E_q'}{x_d} \cos(\delta - \theta_t) - \frac{V_t^2}{x_d} - \frac{V_t^2}{x_d} \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] [1 - \cos 2(\delta - \theta_t)] \quad (3.11)$$

$$P_e = \frac{V_t V_m}{x_L / 2} \text{sen}(\theta_t - \theta_m) \quad (3.12)$$

$$Q_e = \frac{V_t^2}{x_L / 2} - \frac{V_t V_m}{x_L / 2} \cos(\theta_t - \theta_m) \quad (3.13)$$

$$P_m = \frac{V_m V_t}{x_L / 2} \text{sen}(\theta_m - \theta_t) \quad (3.14)$$

$$Q_m = \frac{V_m^2}{x_L / 2} - \frac{V_m V_t}{x_L / 2} \cos(\theta_m - \theta_t) \quad (3.15)$$

$$P_s = \frac{V_m V_0}{x_L / 2} \text{sen } \theta_m \quad (3.16)$$

$$Q_s = \frac{V_m^2}{x_L / 2} - \frac{V_m V_0}{x_L / 2} \cos \theta_m \quad (3.17)$$

$$Q_{SVC} = B_{SVC} V_m^2 \quad (3.18)$$

onde as variáveis internas $\{E_q', \delta\}$ e externas $\{V_t, \theta_t, V_m, \theta_m \text{ e } B_{SVC}\}$ possuem uma implícita dependência com o tempo. As deduções das expressões (3.10) e (3.11) são apresentadas em [Da Costa, 1992].

Através do desenvolvimento em série de Taylor das equações (3.10) a (3.18) em torno de um ponto de equilíbrio, retendo-se somente os termos de primeira ordem, os pares de equações (3.8) e (3.9) podem ser expressos pelas seguintes equações incrementais:

$$\begin{aligned}
A_{1g}\Delta(\delta - \theta_i) + A_{2g}\Delta E'_q + A_{3g}\Delta V_T - A_{1e}\Delta(\theta_i - \theta_m) - A_{2e}\Delta V_i - A_{3e}\Delta V_m &= 0 \\
R_{1g}\Delta(\delta - \theta_i) + R_{2g}\Delta E'_q + R_{3g}\Delta V_T - R_{1e}\Delta(\theta_i - \theta_m) - R_{2e}\Delta V_i - R_{3e}\Delta V_m &= 0 \\
-A_{1m}\Delta(\theta_m - \theta_i) - A_{3m}\Delta V_m - A_{2m}\Delta V_i - A_{1s}\Delta\theta_m - A_{2s}\Delta V_m &= 0 \\
-R_{1m}\Delta(\theta_m - \theta_i) - R_{3m}\Delta V_m - R_{2m}\Delta V_i - R_{1s}\Delta\theta_m - R_{2s}\Delta V_m - 2B_{SVC}V_m\Delta V_m - V_m^2\Delta B_{svc} &= 0
\end{aligned} \tag{3.19}$$

onde os coeficientes $\{A_g, A_e, A_m\}$ e $\{R_g, R_e, R_m\}$, dados no Apêndice A, representam as sensibilidades locais das funções de potência ativa e reativa às variáveis de estado e algébricas.

O sistema de equações incrementais (3.19) representa a condição de balanço instantâneo de potência que deve ser satisfeita em qualquer instante de tempo durante um processo dinâmico. Para satisfazer o balanço nodal dinâmico de potência, é necessário agregar as equações diferenciais que estão implícitas nas variáveis $\Delta\delta$ e $\Delta E'_q$. Estas equações adicionais, representadas no domínio da frequência, são:

- **Equação de oscilação do rotor (Equação “Swing”)**

$$\Delta\omega = \frac{1}{(Ms + D)} [\Delta P_M - \Delta P_g] \tag{3.20}$$

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{s} [\Delta\omega] \tag{3.21}$$

- **Equação de balanço do fluxo de campo**

$$\Delta E'_q = \frac{\frac{X'_d}{X_d}}{1 + sT'_{d0} \frac{X'_d}{X_d}} [\Delta E_{FD} + K_V \Delta V_T - K_A \Delta(\delta - \theta_i)] \tag{3.22}$$

As deduções destas equações são apresentadas em [Da Costa, 1992]. Na equação (3.20), ΔP_M representa as variações de potência mecânica, as quais são consideradas nulas neste trabalho.

Para se realizar a simulação dinâmica, estas equações exigem um esquema de integração passo a passo com as seguintes entradas:

$$\begin{aligned}\Delta P_g &= A_{1g} \Delta(\delta - \theta_t) + A_{2g} \Delta E'_g + A_{3g} \Delta V_t \\ \Delta E_{FD} &= \frac{K_e}{1 + sT_e} (\Delta V_{ref} - \Delta V_t) \\ \Delta B_{SVC} &= \frac{K_{SVC}}{1 + sT_{SVC}} (\Delta V_{m_{ref}} - \Delta V_m)\end{aligned}\tag{3.23}$$

Neste sistema de equações, ΔP_g representa as variações de potência elétrica solicitada pela rede ao gerador, ΔV_{ref} representa as variações da tensão de referência do sistema de excitação, e $\Delta V_{m_{ref}}$ representa as variações da tensão de referência do sistema de controle do *SVC*.

O sistema de equações (3.19) - (3.23) representa, integralmente, o MSP. Conforme foi realizado em [Da Costa, 1992], este modelo pode ser representado na forma de diagrama de blocos. Neste trabalho, é utilizada a representação de espaço de estados do MSP.

3.3.2 – Forma de Estado do MSP

O sistema de equações (3.19) - (3.23) que representa o MSP pode ser colocado na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{E}_q \\ \Delta \dot{E}_{FD} \\ \Delta \dot{B}_{SVC} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A_{1g}}{M} & -\frac{A_{2g}}{M} & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_A}{T_{d0}} & -\frac{x_d}{x_d T_{d0}} & \frac{1}{T_{d0}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{SVC}} \end{bmatrix}}_{J_1} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E_q \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta B_{SVC} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A_{1g}}{M} & 0 & -\frac{A_{3g}}{M} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T_{d0}} & 0 & \frac{K_V}{T_{d0}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{K_e}{T_e} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{SVC}}{T_{SVC}} \end{bmatrix}}_{J_2} \begin{bmatrix} \Delta \theta_t \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_t \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A_{1g} & A_{2g} & 0 & 0 \\ 0 & R_{1g} & R_{2g} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -V_m^2 \end{bmatrix}}_{J_3} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E_q \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta B_{SVC} \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A_{1g} - A_{1e} & A_{1e} & A_{3g} - A_{2e} & -A_{3e} \\ -R_{1g} - R_{1e} & R_{1e} & R_{3g} - R_{2e} & -R_{3e} \\ A_{1m} & -A_{1m} - A_{1s} & -A_{2m} & -A_{3m} - A_{2s} \\ R_{1m} & -R_{1m} - R_{1s} & -R_{2m} & -R_{3m} - R_{2s} - 2B_{SVC}V_m \end{bmatrix}}_{J_4} \begin{bmatrix} \Delta \theta_t \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_t \\ \Delta V_m \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Considerando as variáveis de entrada ΔP_M , ΔV_{ref} e $\Delta V_{m,ref}$, as equações (3.24) e

(3.25) podem ser reescritas, respectivamente, como as equações (2.21) e (2.22), ou seja:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= J_1 \Delta x + J_2 \Delta y + B \Delta u \\ 0 &= J_3 \Delta x + J_4 \Delta y \end{aligned} \quad (3.26)$$

onde:

$$\begin{aligned}\Delta x &= [\Delta\omega \quad \Delta\delta \quad \Delta E'_q \quad \Delta E_{FD} \quad \Delta B_{SVC}]^t \\ \Delta y &= [\Delta\theta_t \quad \Delta\theta_m \quad \Delta V_t \quad \Delta V_m]^t \\ \Delta u &= [\Delta P_M \quad \Delta V_{ref} \quad \Delta V_{m,ref}]^t\end{aligned}$$

são, respectivamente, o vetor de estado, o vetor de variáveis algébricas e o vetor de variáveis de entrada. As matrizes J_1 , J_2 , J_3 e J_4 estão indicadas nas equações (3.24) e (3.25).

A matriz B é dada por:

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{M} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{K_{SVC}}{T_{SVC}} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

A análise da estabilidade angular, sob condições de pequenas perturbações, pode ser realizada através da análise modal da matriz de estados A ($A=J_1 - J_2J_4^{-1}J_3$), ou seja, pelo cálculo de seus autovalores e autovetores associados.

3.4 - Compensador Série Controlado a Tiristores (TCSC)

Capacitores série têm sido utilizados há décadas em sistemas de potência para melhorar a estabilidade e aumentar a capacidade das linhas de transmissão [Kundur, 1993]. A idéia básica da aplicação desses capacitores é compensar a queda de tensão indutiva na linha através da inserção de uma tensão capacitiva ou, em outras palavras, reduzir a reatância efetiva da linha de transmissão. Esta tensão inserida pelo capacitor série é proporcional e em quadratura com a corrente da linha. Portanto, a potência reativa gerada pelo capacitor é proporcional ao quadrado da magnitude da corrente, o que significa que o

capacitor série tem uma característica de auto-regulação. Ou seja, quando o carregamento do sistema aumenta e as quedas de tensão na reatância da linha tornam-se maiores, a potência reativa gerada pelo capacitor também aumenta, o que torna possível regular a tensão do sistema conforme o desejado. Por reduzir a reatância da linha, a compensação série também aumenta as margens de estabilidade de tensão do sistema, e, portanto, a sua aplicação é uma medida eficaz para prevenir a ocorrência do colapso de tensão [Taylor, 1993]. A forma mais simples de se realizar a compensação série é através de capacitores fixos. No entanto, o desenvolvimento da eletrônica de potência tornou possível a obtenção de fontes de tensão ou capacitores série controláveis que podem realizar essa função de uma maneira muito mais generalizada, propiciando um completo controle do fluxo de potência ativa e reativa na linha de transmissão. Um dos mais importantes dispositivos *FACTS* desenvolvidos para realizar essa função é o Compensador Série Controlado a Tiristores (*TCSC*). Este dispositivo, proposto por Vithayathil em 1986 [Hingorani, 2000] como um “método de ajuste rápido de impedância da rede”, é constituído por um reator controlado a tiristores em paralelo com um banco de capacitores série. A configuração básica de um *TCSC* com um capacitor fixo é mostrada na Figura 3.11.

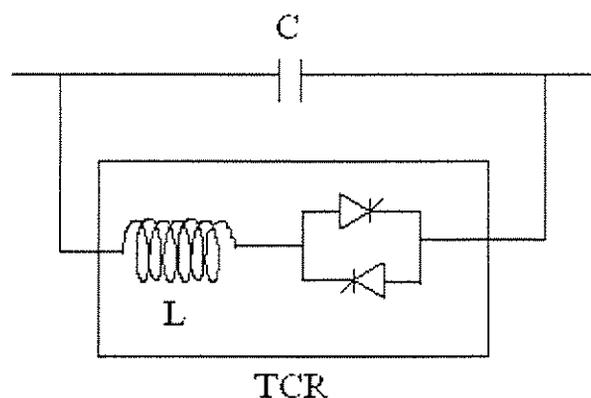


Figura 3.11 – Compensador Série Controlado a Tiristores (*TCSC*)

Com essa composição, variações do ângulo de disparo dos tiristores levam a mudanças rápidas na reatância do *TCSC* e, como consequência, no nível de compensação da linha de transmissão. Os objetivos básicos da aplicação de *TCSCs* são: aumentar a capacidade das linhas de transmissão e manter os fluxos de potência na rede em condições de regime permanente sob rotas especificadas. Entretanto, o *TCSC*, por ser um dispositivo controlado de atuação rápida, pode também ser utilizado para melhorar a estabilidade do sistema, particularmente a estabilidade oscilatória, ou seja, para introduzir amortecimento adicional positivo nas oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

3.4.1 – Princípio de Operação

O princípio de funcionamento do *TCSC* está relacionado à contínua variação de sua reatância capacitiva através do aumento (ou diminuição) do período de condução dos tiristores (controle do ângulo de disparo), ou seja, do aumento (ou diminuição) da corrente no *TCR*. No tocante à frequência fundamental, o *TCSC* é uma reatância controlável dada pela reatância do *TCR* em paralelo com o capacitor fixo. Sendo a reatância do *TCR* dada por [Cañizares, 1999]:

$$X_{TCR} = x_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \text{sen } 2\alpha} \quad (3.28)$$

a reatância equivalente do *TCSC* é expressa por:

$$X_{TCSC} = \frac{x_C x_L}{\frac{x_C}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \text{sen } 2\alpha] - x_L} \quad (3.29)$$

A Figura 3.12 mostra X_{TCSC} em função do ângulo de disparo dos tiristores [Gama, 1997].

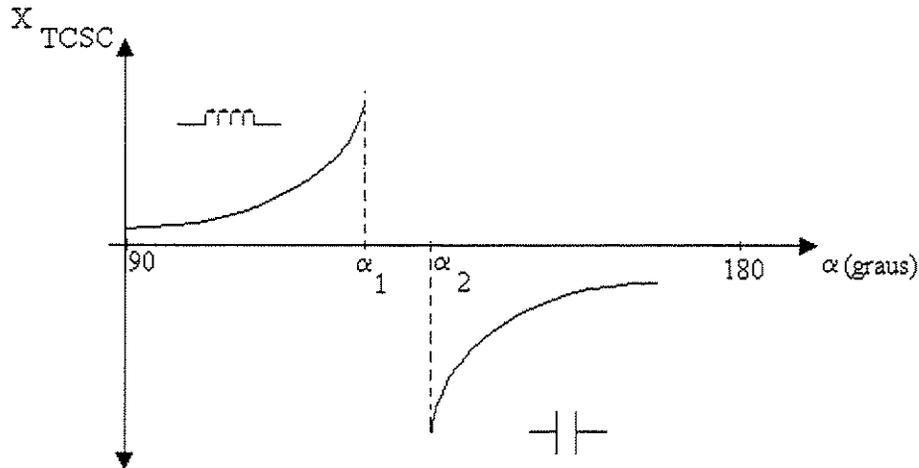


Figura 3.12 – Reatância Equivalente do *TCSC*

- **Modos de Operação**

A partir da Figura 3.12, pode-se descrever os três modos distintos de operação do *TCSC*:

- Modo “bypassado”: caso em que $\alpha=90^\circ$. Nesta situação, o reator, que tem um valor muito pequeno, está totalmente inserido e atrai toda a corrente da linha, “bypassando” o capacitor.
- Modo bloqueado: caso em que $\alpha=180^\circ$ (tiristores bloqueados). Nesta situação, toda a corrente flui pelo capacitor fixo, que representa o valor mínimo de compensação do equipamento.
- Modo de controle contínuo (*Vernier*): neste caso, o ângulo de disparo pode variar entre 90° e 180° , possibilitando que o *TCSC* apresente uma reatância variável, tanto na região capacitiva quanto na região indutiva. É importante

notar que há uma região de operação próxima à faixa de ressonância (onde $x_C = X_{TCR}$) que deve ser evitada, impondo-se, para isso, limites de ângulo de disparo (α_1 e α_2).

A Figura 3.13 apresenta a curva de capacidade de reatância do TCSC em função da corrente na linha, destacando todos os seus limites operativos [Gama, 1997]:

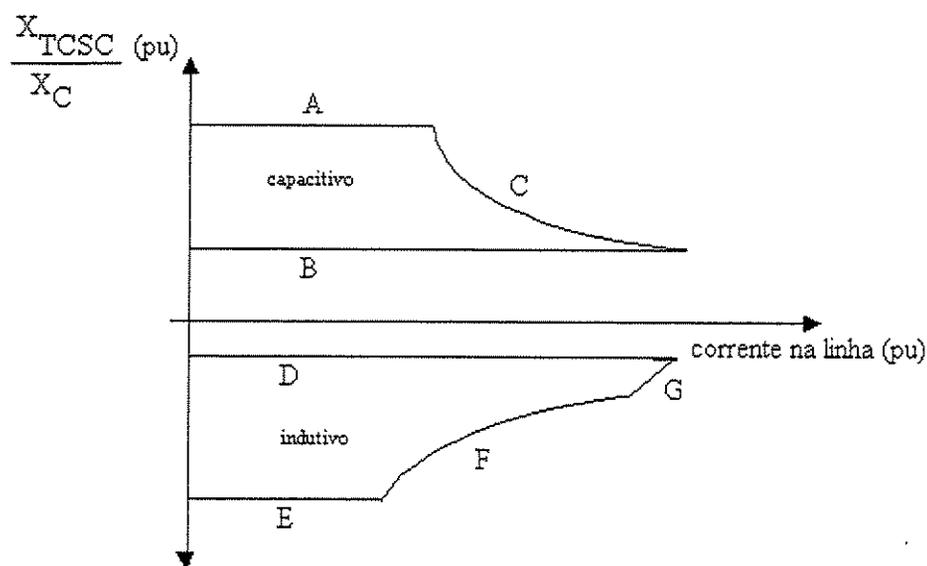


Figura 3.13 – Capacidade de reatância do TCSC

- A – Limite de ângulo de disparo na região capacitiva
- B – Tiristores bloqueados
- C – Limite de tensão máxima no capacitor
- D – Tiristores em condução máxima
- E – Limite de ângulo de disparo na região indutiva
- F – Limite de aquecimento harmônico
- G – Limite de corrente máxima no tiristor

3.4.2 – Modelo Dinâmico do TCSC

O conceito básico por detrás do TCSC é o controle do fluxo de potência na linha de transmissão através da variação da reatância da linha. A reatância efetiva X_e da linha de transmissão com a compensação série capacitiva é dada por:

$$X_e = X_L - X_C \quad (3.30)$$

ou

$$X_e = (1 - k)X_L \quad (3.31)$$

onde k é o grau de compensação, isto é:

$$k = \frac{X_C}{X_L}, \quad 0 \leq k < 1 \quad (3.32)$$

As reatâncias X_L e X_C estão indicadas na Figura 3.14, a qual mostra um sistema gerador – barramento infinito, incluindo o TCSC. Como se pode notar através da equação (3.31), a potência transmitida P_e aumenta com o grau de compensação k .

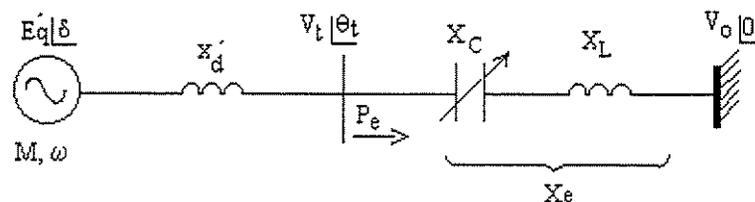


Figura 3.14 – Sistema gerador-barramento infinito

Um modelo dinâmico típico do TCSC é mostrado na Figura 3.15 [Salgado, 1996].

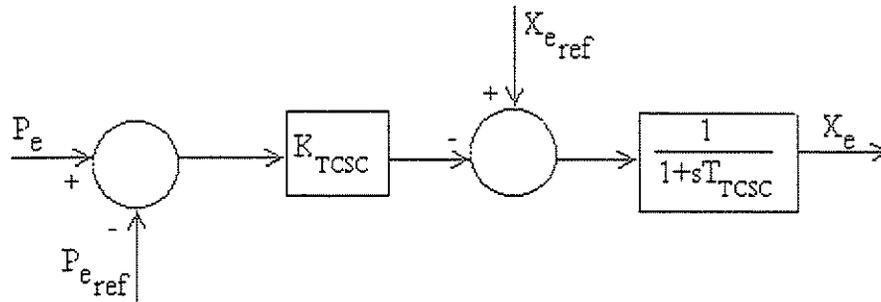


Figura 3.15 – Modelo Dinâmico do *TCSC*

Este modelo representa o modo de controle primário do *TCSC*, isto é, o Controle de Potência. Este controlador tem como entrada o módulo da potência ativa da linha de transmissão, o qual é comparado com o fluxo de potência no caso básico ($P_{e_{ref}}$). O parâmetro K_{TCSC} ajusta o ganho desejado do controlador. Este ganho deve ser inversamente proporcional ao fluxo de potência ativa na linha de transmissão (ou no *TCSC*), uma vez que a eficiência do *TCSC* para amortecer oscilações fica sensivelmente reduzida para baixos valores de corrente na linha. Com baixos valores de corrente, mesmo com grandes variações de reatância do *TCSC* não se obtém grandes variações de tensão. Cabe salientar, que são as variações controladas de tensão série na linha (fonte de tensão controlada) que, em última análise, amortecem as oscilações [Gama, 1997].

O modelo dinâmico linearizado correspondente é mostrado na Figura 3.16.

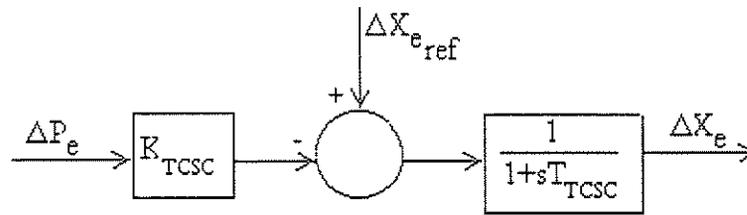


Figura 3.16 – Modelo Dinâmico Linearizado do TCSC

A entrada $\Delta X_{e_{ref}}$ pode ser, por exemplo, um sinal estabilizante propiciado por um PSS, o qual é adicionado a saída do controle primário.

3.5 – Aplicação do TCSC para o Amortecimento de Oscilações de Modo Local

A melhora da estabilidade oscilatória que o TCSC pode introduzir pode ser visualizada através do sistema gerador - barramento infinito mostrado na Figura 3.14. Considerando-se potência mecânica constante, modelo clássico para o gerador ($E_q' = \text{cte}$) e, que não existe nenhum torque de amortecimento no sistema a não ser a possível contribuição do TCSC, as equações linearizadas da máquina são dadas por:

$$\begin{cases} M \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = -\Delta P_e \\ \frac{d}{dt}(\Delta\delta) = \Delta\omega \end{cases} \quad (3.33)$$

onde

$$P_e = bE_q'V \text{ sen } \delta \quad (3.34)$$

e

$$b = \frac{1}{X_L - X_C + x_d'} \quad (3.35)$$

Considerando o desvio de velocidade $\Delta\omega$ como sinal de controle para o TCSC, a lei de controle é:

$$\Delta X_C = K_C \Delta\omega \quad (3.36)$$

onde K_C é o ganho estático. Assim, a equação de estado do sistema é dada por [Noorozian, 1996]:

$$\begin{bmatrix} \frac{d}{dt} \Delta\omega \\ \frac{d}{dt} \Delta\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{K_C b^2 E_q' V \text{ sen } \delta}{M} & -\frac{b E_q' V \text{ cos } \delta}{M} \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Como se pode notar através desta equação, o termo de amortecimento depende de K_C e $\text{sen}\delta$, o que revela que o TCSC pode melhorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas e que este efeito é mais intenso conforme o carregamento do sistema aumenta. Isto é uma característica importante do TCSC, visto que o amortecimento do sistema é normalmente baixo para linhas fortemente carregadas.

Neste trabalho, a influência do *TCSC* no amortecimento das oscilações eletromecânicas é analisada para o sistema mostrado na Figura 3.17, o qual consiste de um gerador conectado ao barramento infinito através de uma linha de transmissão. Assume-se que um *TCSC* é inserido na linha, e que o gerador é dotado de um regulador automático de tensão estático, de alta velocidade de resposta, com possibilidade de utilização de sinais adicionais estabilizantes (*PSS*).

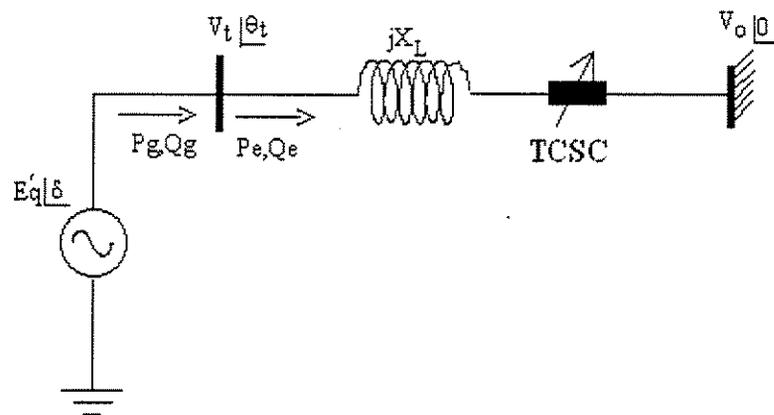


Figura 3.17 – Sistema gerador - barramento infinito com *TCSC*

3.5.1 – Modelo de Sensibilidade de Potência (MSP): inclusão do *TCSC*

Para o sistema mostrado na Figura 3.17, o balanço de potência na barra terminal do gerador é dado por:

$$\begin{cases} P_g - P_e = 0 \\ Q_g - Q_e = 0 \end{cases} \quad (3.38)$$

Considerando as expressões de P_g e Q_g dadas pelas equações (3.10) e (3.11), e as expressões dos fluxos de potência ativa e reativa na linha de transmissão dadas por:

$$P_e = \frac{V_i V_0}{X_e} \text{sen } \theta_i \quad (3.39)$$

$$Q_e = \frac{V_i^2}{X_e} - \frac{V_i V_0}{X_e} \text{cos } \theta_i \quad (3.40)$$

as seguintes equações incrementais de balanço de potência podem ser obtidas:

$$A_{1g} \Delta(\delta - \theta_i) + A_{2g} \Delta E'_g + A_{3g} \Delta V_i - A_{1e} - A_{2e} \Delta V_i - A_{4e} \Delta X_e = 0 \quad (3.41)$$

$$R_{1g} \Delta(\delta - \theta_i) + R_{2g} \Delta E'_g + R_{3g} \Delta V_i - R_{1e} - R_{2e} \Delta V_i - R_{4e} \Delta X_e = 0 \quad (3.42)$$

onde os coeficientes $\{A_g, A_e\}$ e $\{R_g, R_e\}$ são dados no Apêndice A.

As equações algébricas (3.41) e (3.42), em conjunto com as equações diferenciais (3.20), (3.21), (3.22), e com as seguintes entradas:

$$\begin{aligned} \Delta P_g &= A_{1g} \Delta(\delta - \theta_i) + A_{2g} \Delta E'_g + A_{3g} \Delta V_i \\ \Delta E_{FD} &= \frac{K_e}{1 + sT_e} (\Delta V_{ref} - \Delta V_i) \\ \Delta X_e &= \frac{1}{1 + sT_{TCSC}} (\Delta X_{e_{ref}} - K_{TCSC} \Delta P_e) \end{aligned} \quad (3.43)$$

constituem o MSP.

3.5.2 – Forma de Estado do MSP

O sistema de equações (3.20), (3.21), (3.22), (3.41), (3.42) e (3.43) que representa o MSP pode ser colocado na seguinte forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{E}_q \\ \Delta \dot{E}_{FD} \\ \Delta \dot{X}_e \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & -\frac{A_{1g}}{M} & -\frac{A_{2g}}{M} & 0 & 0 \\ \omega_0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{K_A}{T_{d0}} & -\frac{x_d}{x_d T_{d0}} & \frac{1}{T_{d0}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_e} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{(1+K_{TCSC}A_{4e})}{T_{TCSC}} \end{bmatrix}}_{J_1} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E_{d0} \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta X_e \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{A_{1g}}{M} & -\frac{A_{3g}}{M} \\ 0 & 0 \\ \frac{K_A}{T_{d0}} & \frac{K_V}{T_{d0}} \\ 0 & -\frac{K_e}{T_e} \\ -\frac{K_{TCSC}A_{1e}}{T_{TCSC}} & -\frac{K_{TCSC}A_{2e}}{T_{TCSC}} \end{bmatrix}}_{J_2} \begin{bmatrix} \Delta \theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & A_{1g} & A_{2g} & 0 & -A_{4e} \\ 0 & R_{1g} & R_{2g} & 0 & -R_{4e} \end{bmatrix}}_{J_3} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta E_{d0} \\ \Delta E_{FD} \\ \Delta X_e \end{bmatrix} + \underbrace{\begin{bmatrix} -A_{1g} & -A_{1e} & A_{3g} & -A_{2e} \\ -R_{1g} & -R_{1e} & R_{3g} & -R_{2e} \end{bmatrix}}_{J_4} \begin{bmatrix} \Delta \theta_t \\ \Delta V_t \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Considerando as variáveis de entrada ΔP_M , ΔV_{ref} e $\Delta X_{e,ref}$, as equações (3.44) e (3.45) podem ser reescritas, respectivamente, como:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= J_1 \Delta x + J_2 \Delta y + B \Delta u \\ 0 &= J_3 \Delta x + J_4 \Delta y\end{aligned}\tag{3.46}$$

onde:

$$\begin{aligned}\Delta x &= [\Delta \omega \quad \Delta \delta \quad \Delta E'_q \quad \Delta E_{FD} \quad \Delta X_e]^t \\ \Delta y &= [\Delta \theta_t \quad \Delta V_t]^t \\ \Delta u &= [\Delta P_M \quad \Delta V_{ref} \quad \Delta X_{e,ref}]^t\end{aligned}$$

são, respectivamente, o vetor de estado, o vetor de variáveis algébricas e o vetor de variáveis de entrada. As matrizes J_1 , J_2 , J_3 e J_4 estão indicadas nas equações (3.44) e (3.45).

A matriz B é dada por:

$$B = \begin{bmatrix} \frac{1}{M} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{K_e}{T_e} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{T_{TCSC}} \end{bmatrix}\tag{3.47}$$

CAPÍTULO 4

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados os resultados de simulações realizadas no sistema em estudo. Estes resultados mostram o impacto provocado pelo acréscimo de dispositivos *FACTS* (*SVC* e *TCSC*) no amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência de modo local do sistema, bem como o efeito da inclusão de sinais estabilizantes (*PSS*) na malha de controle de cada um destes dispositivos. A estabilidade angular do sistema é analisada, para todos estes casos, através da verificação do comportamento do ângulo do rotor em função do tempo quando o sistema é submetido a pequenas perturbações, bem como através da monitoração dos autovalores da matriz de estado do sistema linearizado mediante sucessivos incrementos de carga.

O algoritmo do programa desenvolvido para a realização das simulações e obtenção dos resultados que são mostrados a seguir encontra-se no Apêndice B. Para os gráficos no domínio do tempo, simula-se uma pequena perturbação através da função **step** do MATLAB[®] aplicada à variável referente à potência mecânica do rotor.

4.2 TESTES REALIZADOS

São considerados os sistemas descritos nas Figuras 4.1 e 4.2, sendo ambos constituídos por um gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão sem perdas, acrescidos de um *SVC* e de um *TCSC*, respectivamente.

O sistema é representado por um modelo de quarta ordem, o qual compreende a equação “Swing” e as equações referentes à dinâmica do circuito de campo do gerador, sendo o regulador de tensão utilizado do tipo estático. Os efeitos dos enrolamentos amortecedores são desprezados.

No caso da Figura 4.1 foi acrescentada uma barra a mais no meio da linha, por ser este local o mais apropriado para se instalar o *SVC* e obter uma maior eficiência do mesmo. Conforme dito no Capítulo 3, item 3.3, a barra adicional é situada no ponto médio da linha de transmissão, onde é maior o afundamento da tensão (*voltage sag*) e, conseqüentemente, a compensação de reativos é mais eficaz.

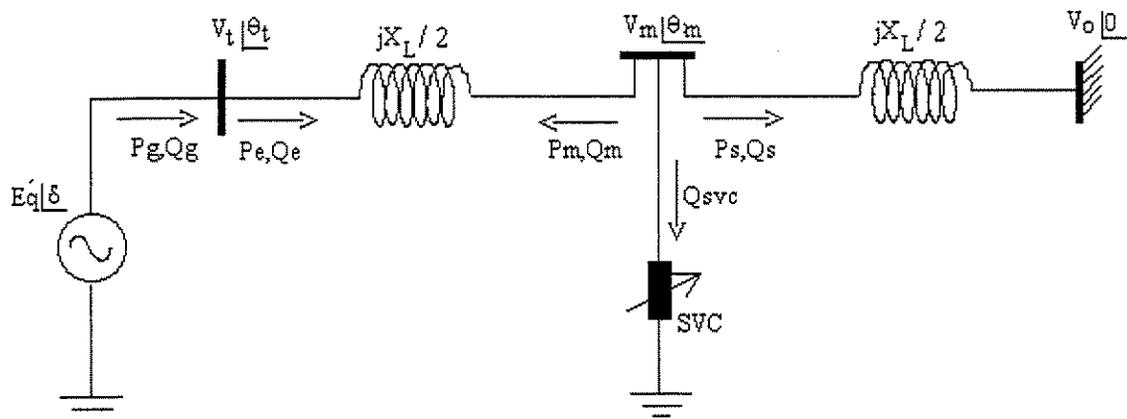


Figura 4.1 - Sistema Gerador-Barramento Infinito incluindo o *SVC*

A Figura 4.2 mostra o *TCSC* inserido na linha de transmissão, em série com a reatância original da linha, não sendo necessária qualquer alteração estrutural no sistema, tal como o acréscimo de barras adicionais.

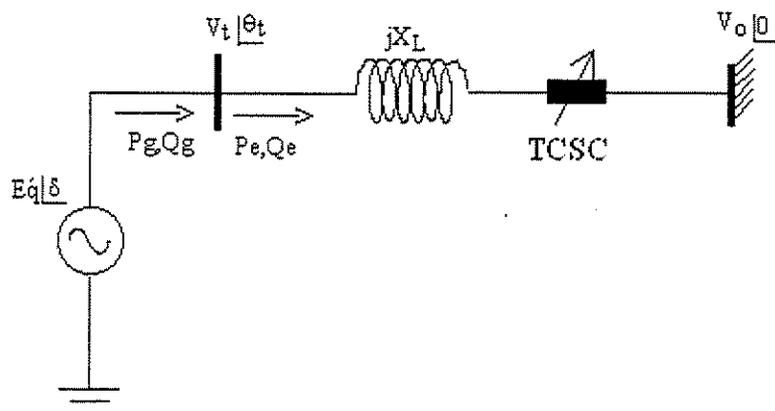


Figura 4.2 - Sistema Gerador-Barramento Infinito incluindo o *TCSC*

As Tabelas 4.1 a 4.6 apresentam os dados do gerador, da linha de transmissão, do regulador automático de tensão, do *SVC*, do *TCSC* e do *PSS*, respectivamente.

Tabela 4.1 – Dados do gerador

M	D	R_e (pu)	x_d (pu)	x'_d (pu)	x_q (pu)	T_{d0} (s)
10.0	0	0.0	1.6	0.32	1.55	6.0

Tabela 4.2 – Dados da linha

X_L (pu)	R_L (pu)
0.4	0

Tabela 4.3 – Dados do regulador de tensão

K_e	T_e (s)
12.5	0.05

Tabela 4.4 – Dados do *SVC*

K_{SVC} (pu)	T_{SVC} (s)
0.01	0.05

Tabela 4.5 – Dados do *TCSC*

K_{TCSC}	T_{TCSC} (s)	k
0.2	0.05	0.25

Tabela 4.6 – Dados do *PSS*

K_{PSS}	T_{PSS} (s)
30	0.05

A Figura 4.3 apresenta um conjunto de gráficos da variação angular do rotor em função do tempo, considerando as situações do sistema em sua forma original (sem a inclusão de dispositivos *FACTS*), com *SVC* e com *TCSC*. Para esta simulação, onde a potência entregue ao sistema (P_g) é igual a 1.2 pu, observa-se que o sistema original apresenta instabilidade oscilatória devida à falta de torque de amortecimento. Com a adição do *SVC* ao sistema as oscilações são amortecidas. Com o acréscimo do *TCSC*, as oscilações são mais efetivamente amortecidas, mostrando que, para um mesmo valor de carregamento, o *TCSC* é mais eficiente que o *SVC* no amortecimento das oscilações do rotor.

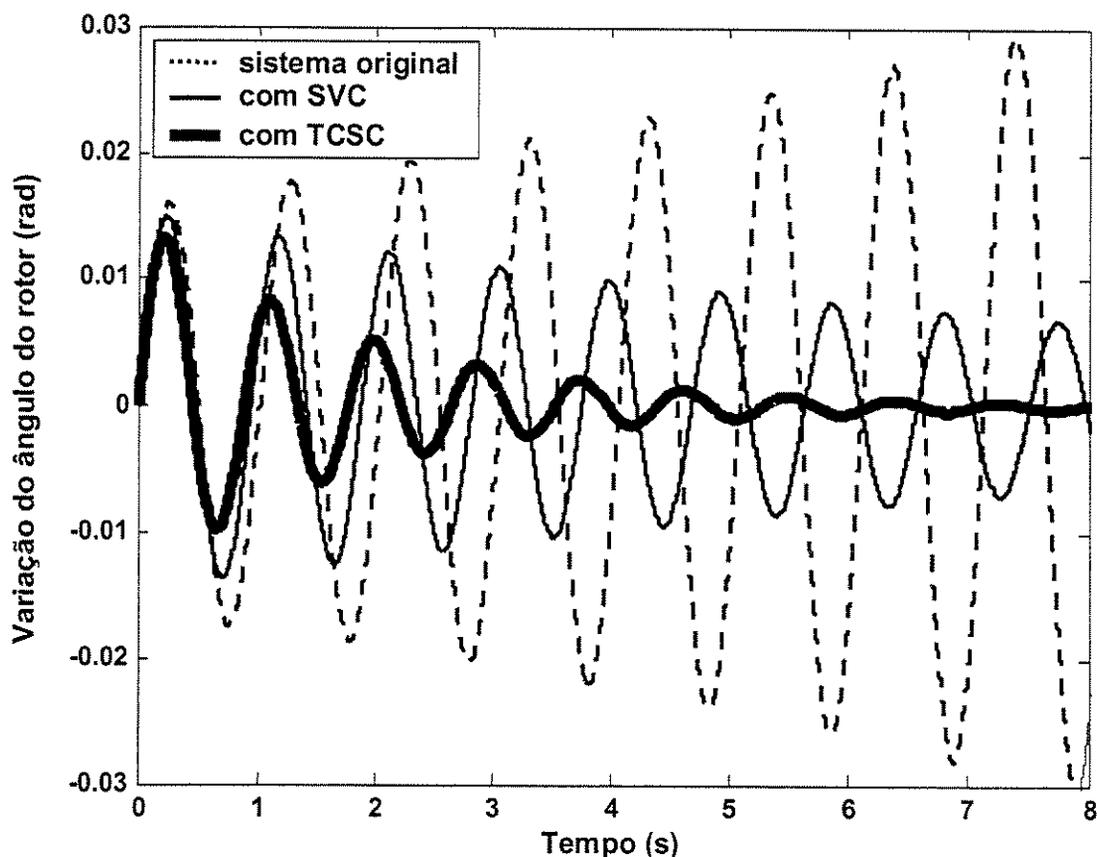


Figura 4.3 – Gráficos $\Delta\delta$ x tempo ($P_g=1.2$ pu)

As Figuras 4.4 e 4.5 mostram a variação da velocidade do rotor em função do tempo, para o sistema com *SVC* e com *TCSC*, respectivamente, considerando a mesma perturbação provocada no caso anterior, e um carregamento (P_g) de 1.2 pu. Para cada um destes gráficos, foram feitas duas simulações: com e sem o *PSS* no sistema de controle do dispositivo. A adição do *PSS* é feita conforme indicado na Figura 2.5, onde um sinal derivado da velocidade do rotor processado pelo *PSS* é injetado na malha de controle do *SVC* ou *TCSC* como um sinal de entrada adicional. Verifica-se que a ação do *PSS* promove

uma melhoria significativa na atuação de ambos os dispositivos *FACTS* no amortecimento das oscilações do rotor.

A Figura 4.6 apresenta um gráfico comparativo dos sistemas com *TCSC* e com *SVC*, ambos acrescidos do *PSS*.

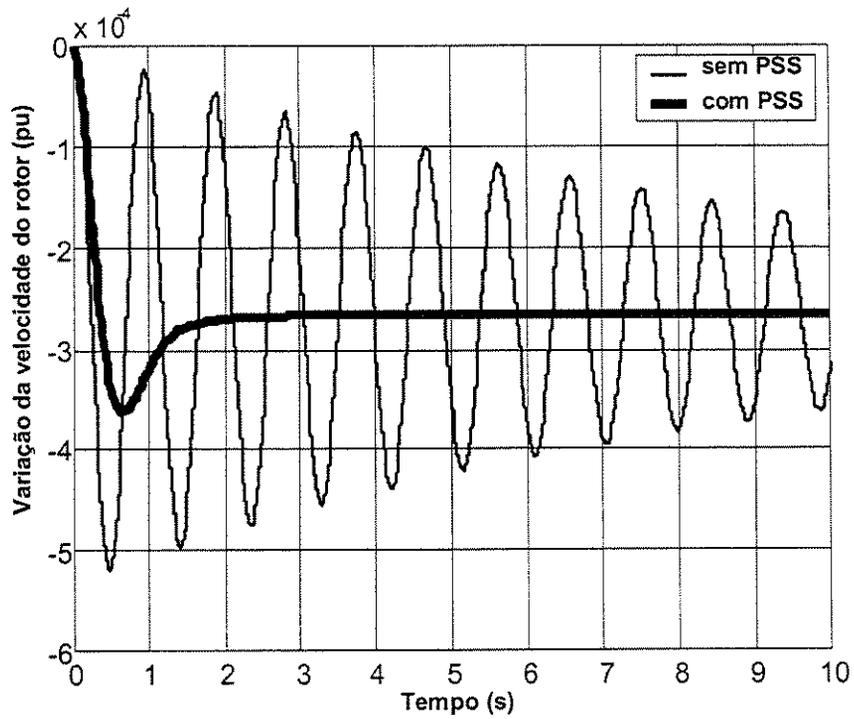


Figura 4.4 – Gráficos $\Delta\omega$ x tempo para sistema com *SVC* ($P_g = 1.2$ pu)

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL
SEÇÃO CIRCULANTE

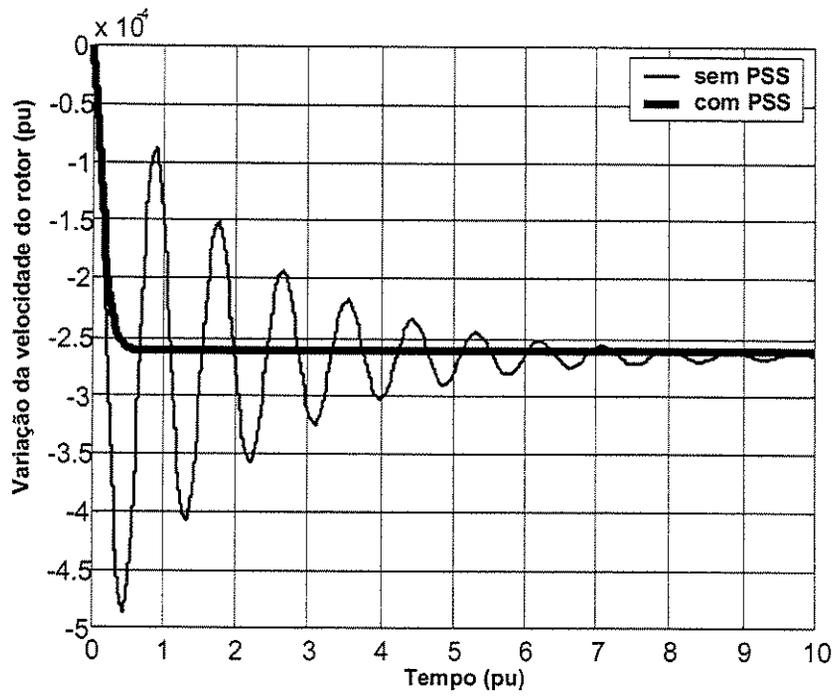


Figura 4.5 – Gráficos $\Delta\omega$ x tempo para sistema com TCSC ($P_g = 1.2$ pu)

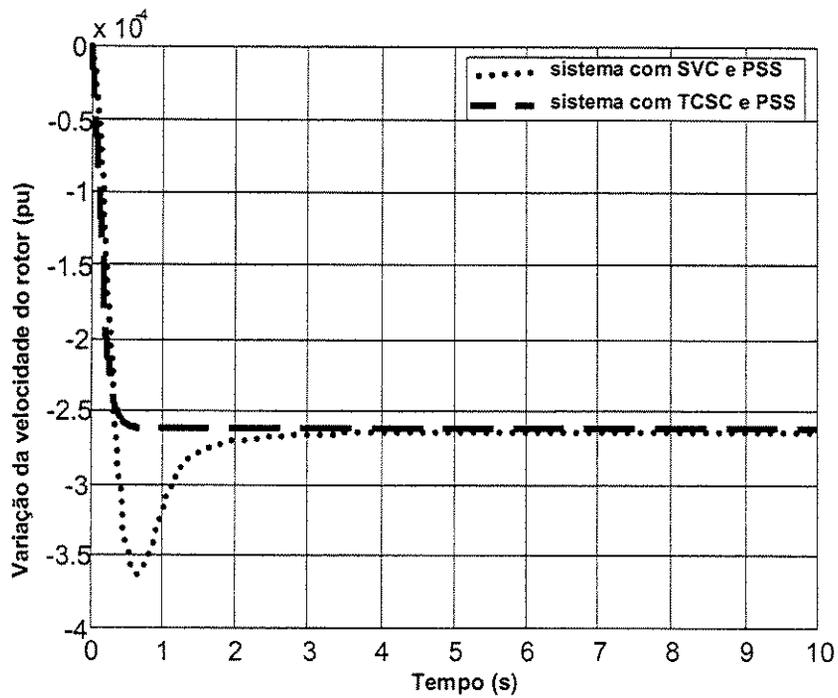


Figura 4.6 – Gráficos $\Delta\omega$ x tempo para sistemas com PSS ($P_g = 1.2$ pu)

A estabilidade também pode ser avaliada através da monitoração da trajetória dos autovalores do sistema no plano complexo. Segundo a Teoria das Bifurcações, descrita no Capítulo 2, a ocorrência da instabilidade oscilatória do sistema é devida a um par conjugado de autovalores que migram para o semiplano direito, o que caracteriza a ocorrência de uma bifurcação de Hopf (cruzamento do eixo imaginário). No caso do estudo aqui realizado, a ocorrência dessa bifurcação está associada à falta de torque de amortecimento do rotor. Da mesma forma, a instabilidade monotônica do sistema é caracterizada pela presença de um autovalor real que se move em direção ao semiplano direito, o que caracteriza a ocorrência de uma bifurcação denominada sela-nó. Esta bifurcação está associada à falta de torque sincronizante do gerador.

A instabilidade oscilatória do sistema original, verificada na Figura 4.3, é identificada na Figura 4.7 através da ocorrência da Bifurcação de Hopf. O ponto de bifurcação para o sistema original ocorre para uma potência P_g igual a 1.06 pu.

A trajetória dos autovalores para o sistema com *SVC* é mostrada na Figura 4.8. Na presença do *SVC*, a bifurcação de Hopf ocorre para um valor de P_g igual a 1.56 pu. Isso mostra que o *SVC* possibilita que o sistema opere em situações de carregamento superior ao carregamento limite do sistema original, mantendo, contudo, sua estabilidade. Além dos benefícios proporcionados para a manutenção da estabilidade oscilatória do sistema, o *SVC* também contribui positivamente para a estabilidade monotônica do mesmo. Isso pode ser verificado pela trajetória do autovalor real que se move para a esquerda, garantindo maior torque sincronizante ao sistema à medida que o carregamento aumenta.

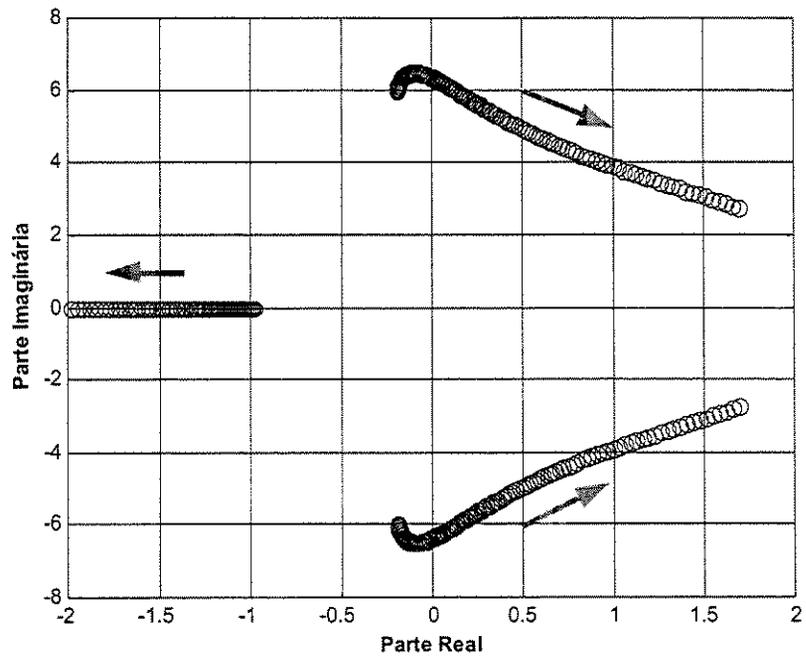


Figura 4.7 – Trajetória dos autovalores para o sistema original ($P_{g_{m\acute{a}x}} = 2.0$ pu)

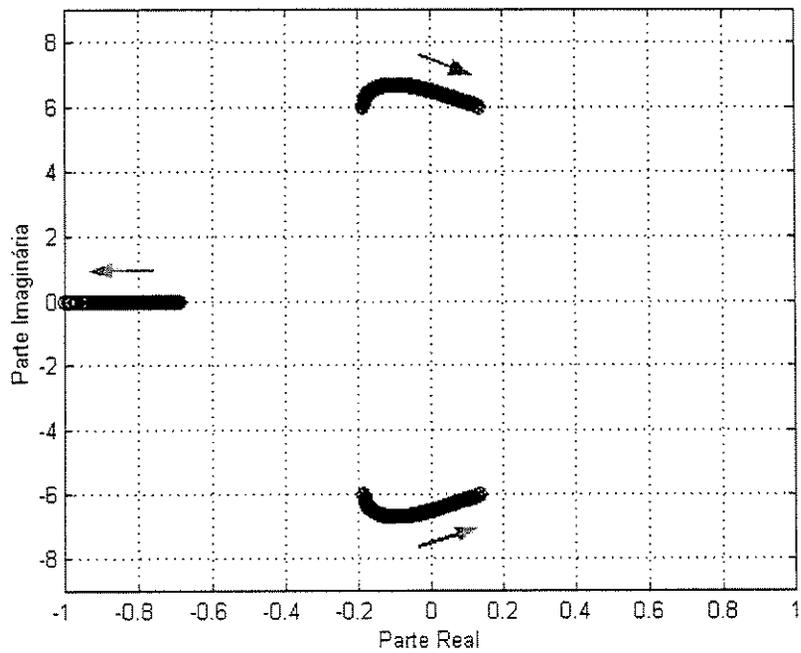


Figura 4.8 – Trajetória dos autovalores para o sistema com SVC ($P_{g_{m\acute{a}x}} = 2.0$ pu)

A trajetória dos autovalores do sistema com *TCSC* é mostrada na Figura 4.9, a qual foi obtida incrementando-se a potência P_g até um valor máximo de 2.0 pu (mesmo valor para as simulações das Figuras 4.7 e 4.8). Como se pode notar nessa Figura, a bifurcação de Hopf não ocorre, e a estabilidade oscilatória do sistema com *TCSC* é mantida para qualquer valor do carregamento.

No entanto, verifica-se que há um autovalor real movendo-se em direção ao semiplano direito. Considerando uma simulação onde o valor máximo de P_g seja 3.0 pu, verifica-se que este autovalor cruza o eixo imaginário (bifurcação sela-nó) para um valor de P_g igual a 2.71 pu, caracterizando o surgimento da instabilidade monotônica do sistema. Ou seja, o *TCSC*, é responsável pela redução do torque sincronizante do gerador, levando o sistema à instabilidade monotônica para situações de carregamento mais elevado. As Figuras 4.10 e 4.11 ilustram estas constatações.

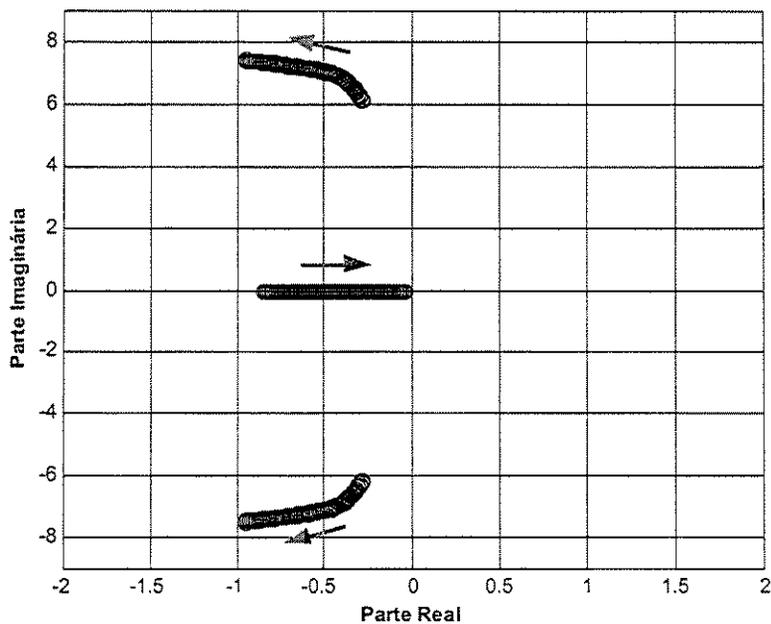


Figura 4.9 – Trajetória dos autovalores, para o sistema com *TCSC* ($P_{g\text{máx}} = 2.0$ pu)

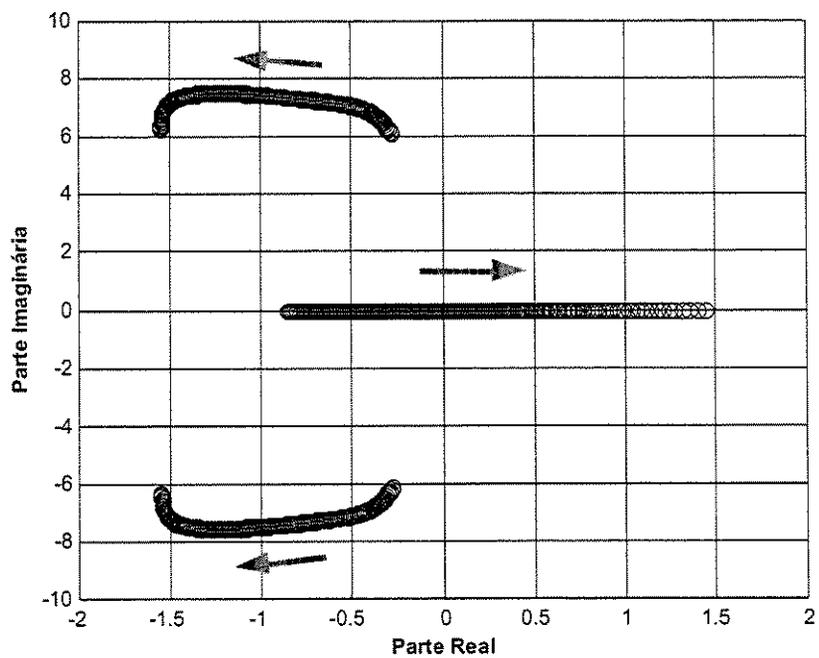


Figura 4.10 – Trajetória dos autovalores, para o sistema com TCSC ($P_{g\text{máx}} = 3.0$ pu)

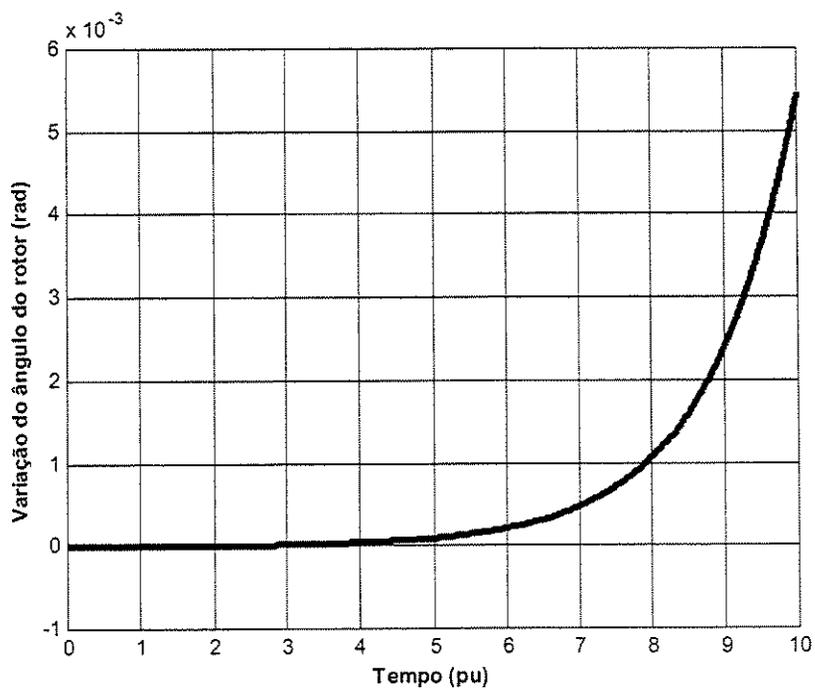


Figura 4.11 – Gráfico $\Delta\delta$ x tempo para sistema com TCSC ($P_g = 2.71$ pu)

As Figuras 4.12 a 4.15 apresentam os gráficos da parte real dos autovalores críticos em função do carregamento (P_g). Cabe salientar que a taxa de amortecimento de um modo de oscilação, dada por:

$$\xi = -\frac{\sigma_k}{\sqrt{(\sigma_k^2 + \omega_k^2)}} = -\frac{\sigma_k}{|\lambda_k|} \quad (4.1)$$

sendo σ_k e ω_k , respectivamente, a parte real e a parte imaginária do autovalor, é, portanto, positiva quando $\sigma_k < 0$.

Assim, na Figura 4.12 verifica-se que o sistema original, inicialmente estável (parte real dos autovalores é negativa), torna-se instável com o aumento do carregamento, sendo que o ponto crítico ocorre para $P_g = 1.06$ pu. A partir deste ponto, os autovalores passam a apresentar parte real positiva (taxa de amortecimento negativa). A curva para o sistema com o *SVC*, observa-se que o sistema também perderá a estabilidade, porém para um carregamento maior (1.56 pu), e a partir deste ponto o amortecimento do sistema passa a ser negativo. Desta forma, o *SVC* introduz amortecimento positivo no sistema para carregamentos acima do valor limite do sistema original. Com o *TCSC* o sistema apresenta amortecimento positivo para todos os pontos de carregamento. Além disso, verifica-se que o amortecimento é função crescente do carregamento.

As Figuras 4.13 e 4.14 mostram os gráficos da parte real dos autovalores críticos em função do carregamento (P_g) para o sistema com *SVC* e com *TCSC*, respectivamente, comparando com o caso em que se acrescenta o *PSS*. Na Figura 4.13, verifica-se a grande melhoria proporcionada pelo acréscimo do *PSS* ao sistema de controle do *SVC*. Com o *PSS*, o sistema passou a ser estável e com amortecimento crescente em função do carregamento.

Na Figura 4.14, verifica-se ainda que a eficiência já comprovada do *TCSC* é ainda mais intensificada com o acréscimo do *PSS* ao seu sistema de controle.

A Figura 4.15 compara os efeitos dos sistemas com *SVC* e com *TCSC* acrescidos do *PSS*, através dos gráficos do amortecimento do modo crítico (parte real dos autovalores críticos) em função do carregamento do sistema (P_g). O *TCSC* com *PSS* fornece mais amortecimento ao sistema que o *SVC* com *PSS*, ao se incrementar o carregamento.

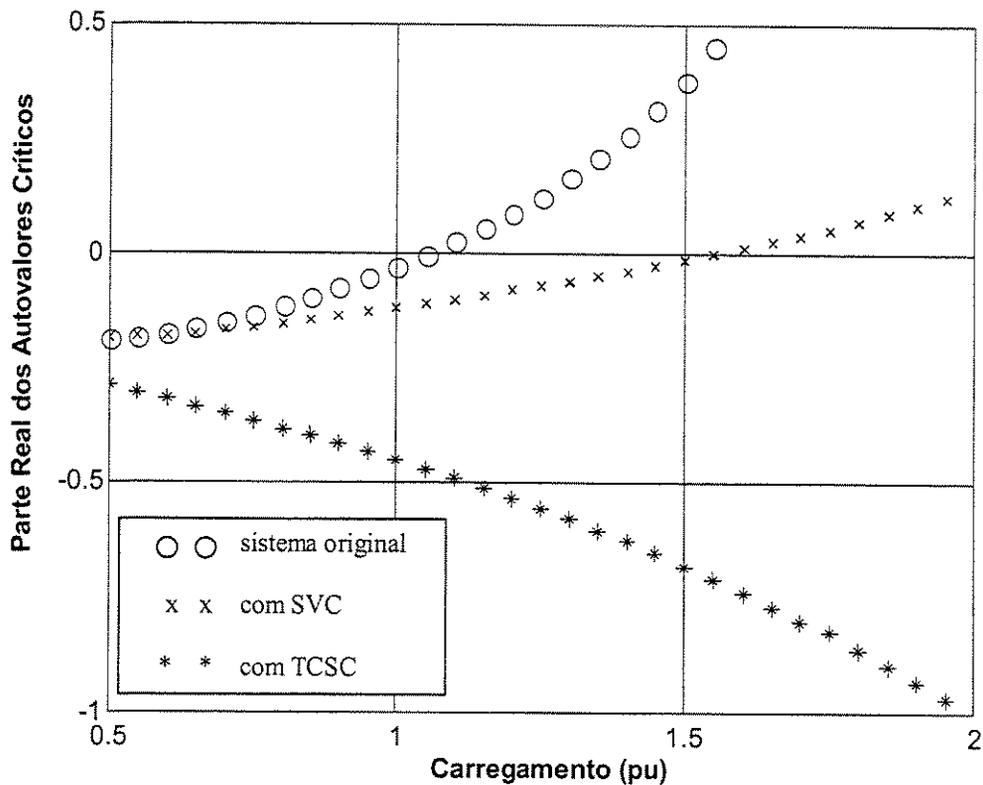


Figura 4.12 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento

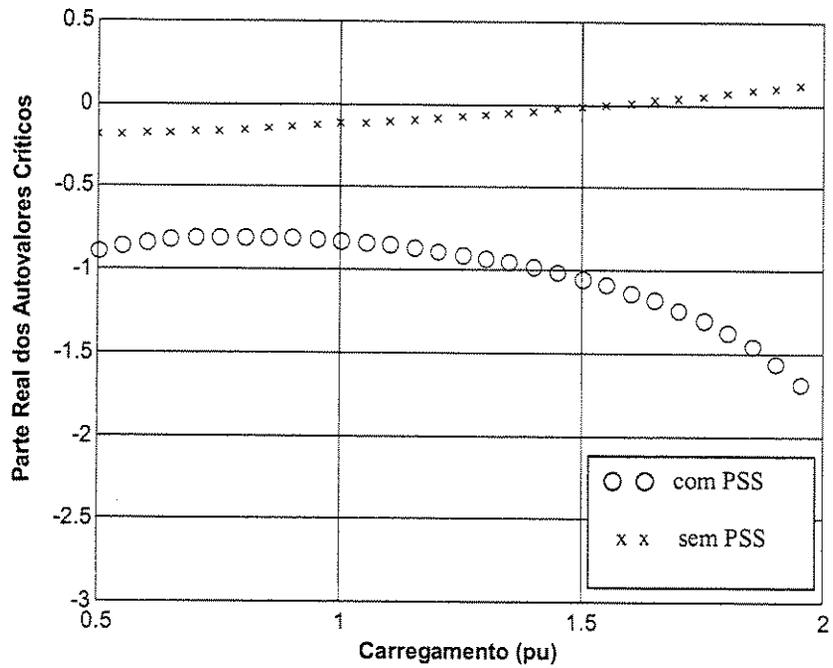


Figura 4.13 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento (sistema com *SVC*)

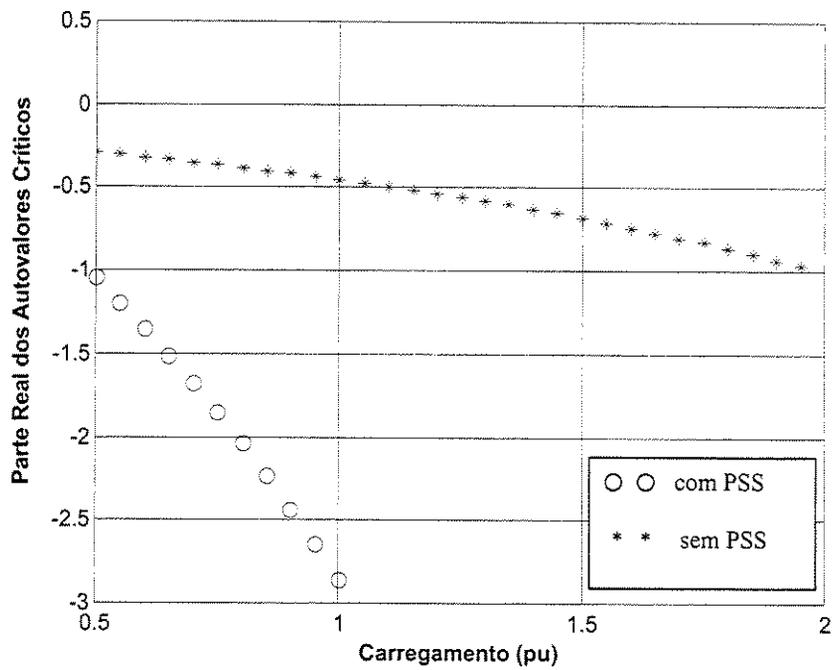


Figura 4.14 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento (sistema com *TCSC*)

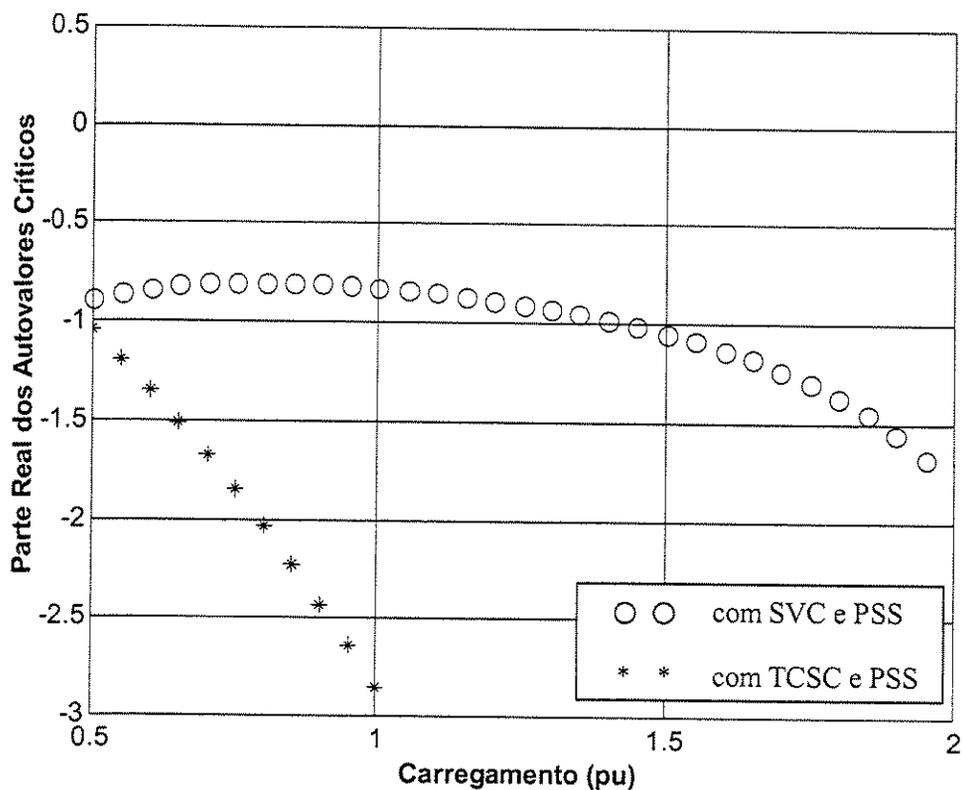


Figura 4.15 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento (sistemas com *PSS*)

As Figuras 4.16 e 4.17 apresentam, respectivamente para o sistema com *SVC* e com *TCSC*, os gráficos da variação angular do rotor em função do tempo, para diferentes valores de P_g . Verifica-se na Figura 4.16 que quanto maior o carregamento, mais instável fica o sistema, ou seja, o *SVC* perde sua eficiência em sistemas muito carregados. Já para o caso do *TCSC*, verifica-se que, para um maior carregamento do sistema, o efeito do *TCSC* é maior, amortecendo ainda mais as oscilações.

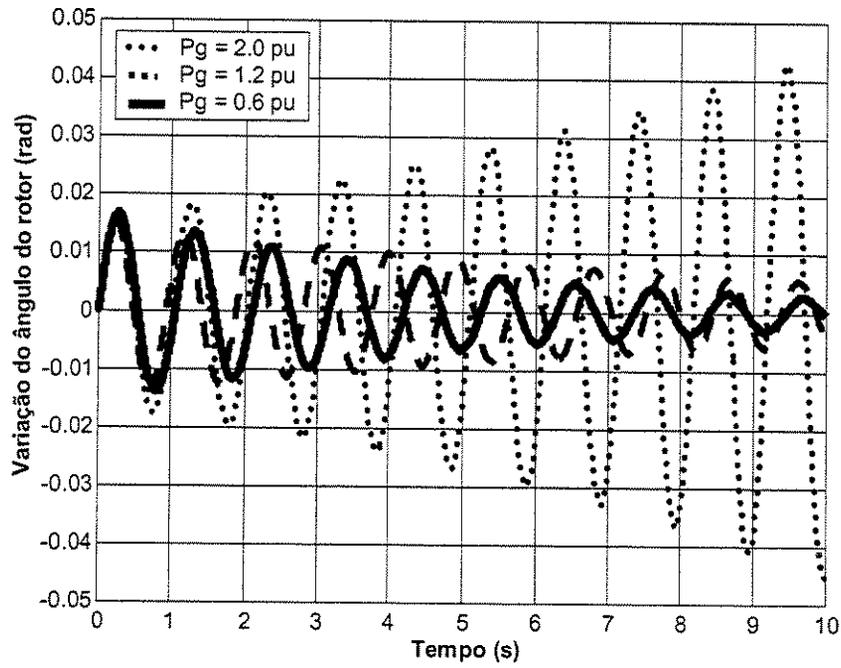


Figura 4.16 – $\Delta\delta$ x tempo para sistema com *SVC* (gráfico comparativo)

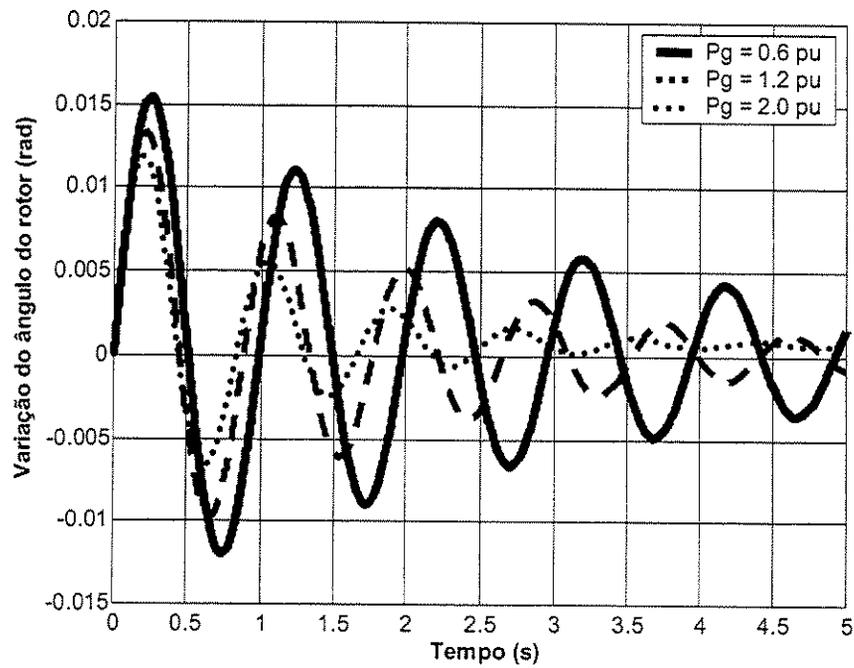


Figura 4.17 – $\Delta\delta$ x tempo para sistema com *TCSC* (gráfico comparativo)

O gráfico da reatância efetiva X_e da linha em função da compensação proporcionada pelo *TCSC* é mostrado na Figura 4.18. A compensação é reajustada dinamicamente à medida que a reatância da linha é compensada, de forma a garantir a eficiência na operação do *TCSC*.

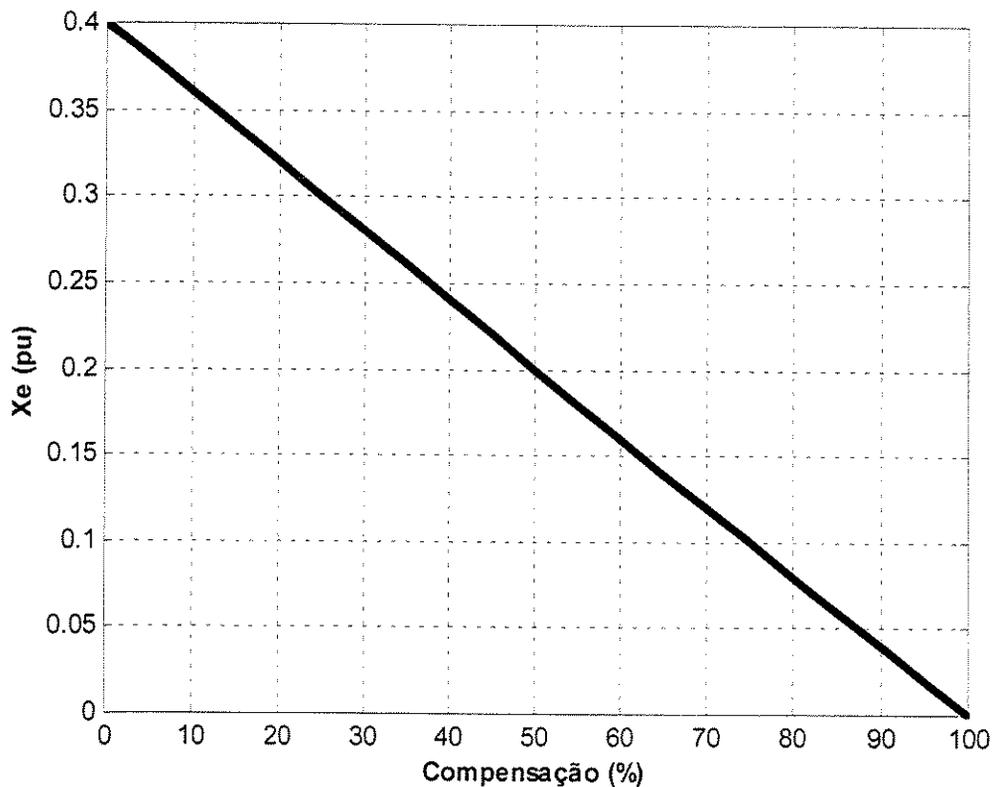


Figura 4.18 – Reatância efetiva da linha x Compensação do *TCSC*

No caso do sistema com *SVC*, verifica-se a importância do valor de X_{SL} através da Figura 4.19. Os gráficos mostram as curvas PV para diferentes valores de X_{SL} , e para o sistema sem o *SVC*. Observa-se que a inclusão do *SVC* assegura que a tensão na barra (V_m) tenha a tendência a se manter constante ou o mais próximo possível do valor de referência

($V_{m,ref}$), enquanto que no caso sem o *SVC*, a variação da tensão é maior. As curvas indicam que valores menores de X_{SL} conferem maior eficiência ao *SVC*.

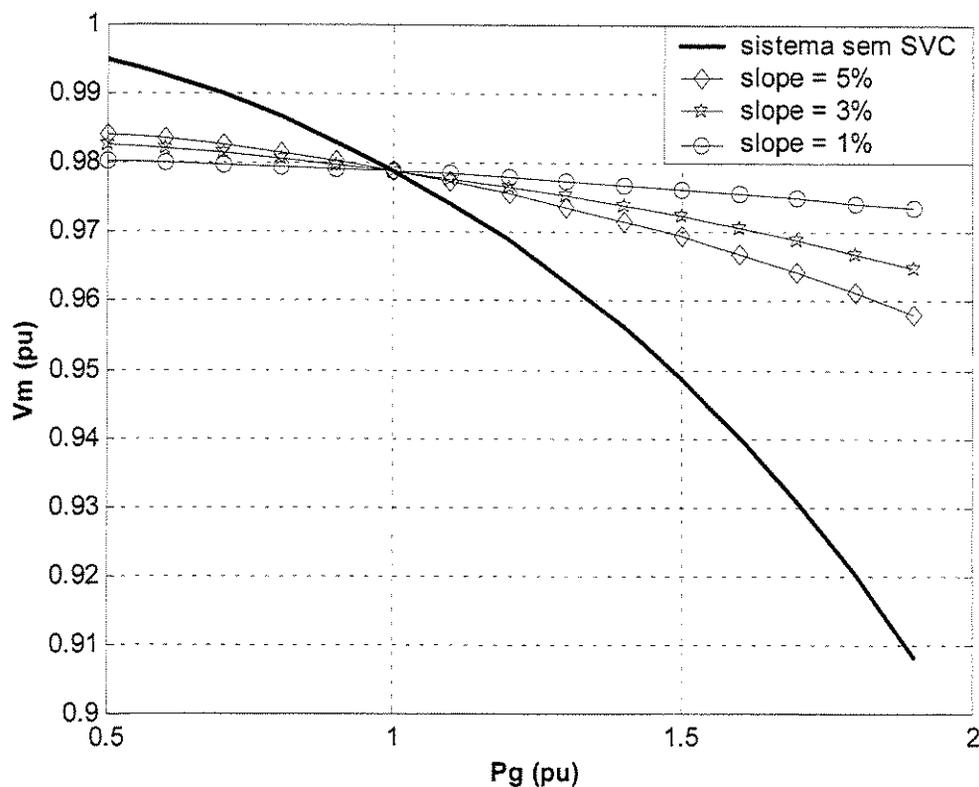


Figura 4.19 – Curvas PV (sistemas com e sem *SVC*)

A Figura 4.20 mostra que, quanto maior a compensação proporcionada pelo *TCSC*, maior é a taxa de amortecimento do sistema, e mais eficaz seu efeito no amortecimento das oscilações eletromecânicas.

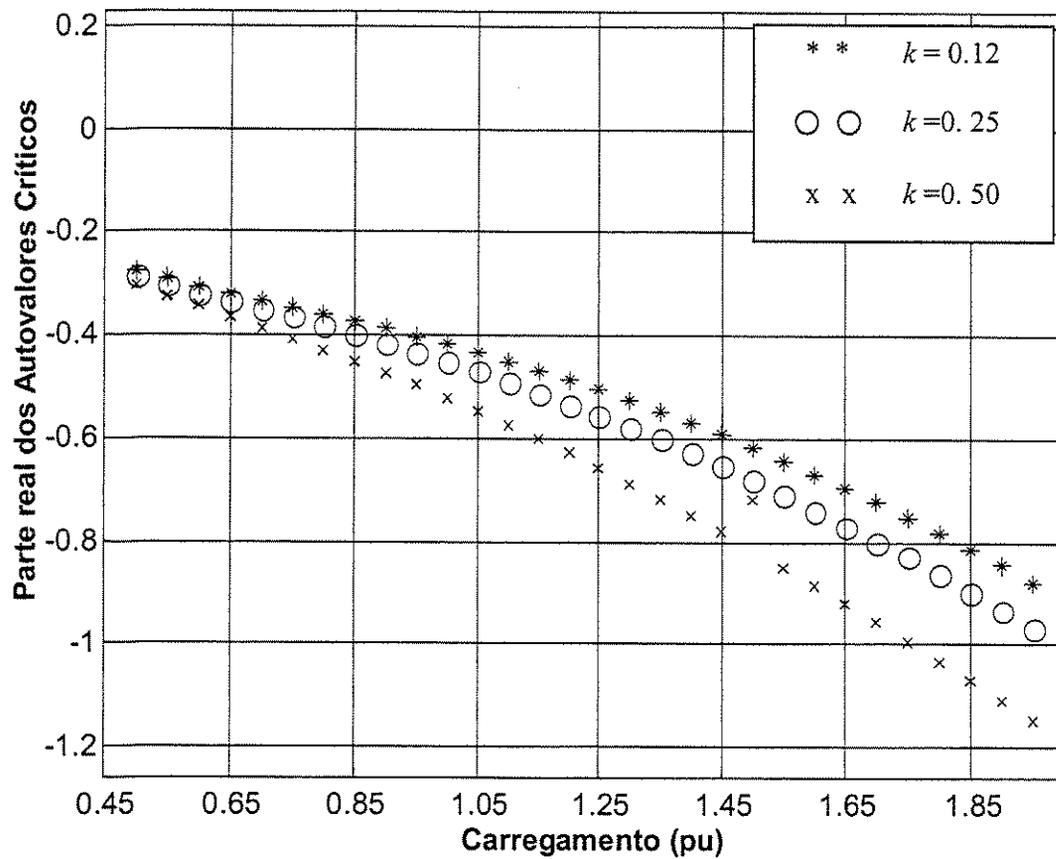


Figura 4.20 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento (sistema com TCSC)

De forma análoga, a Figura 4.21 mostra que, quanto menor o valor do X_{SL} do SVC, maior a taxa de amortecimento do sistema.

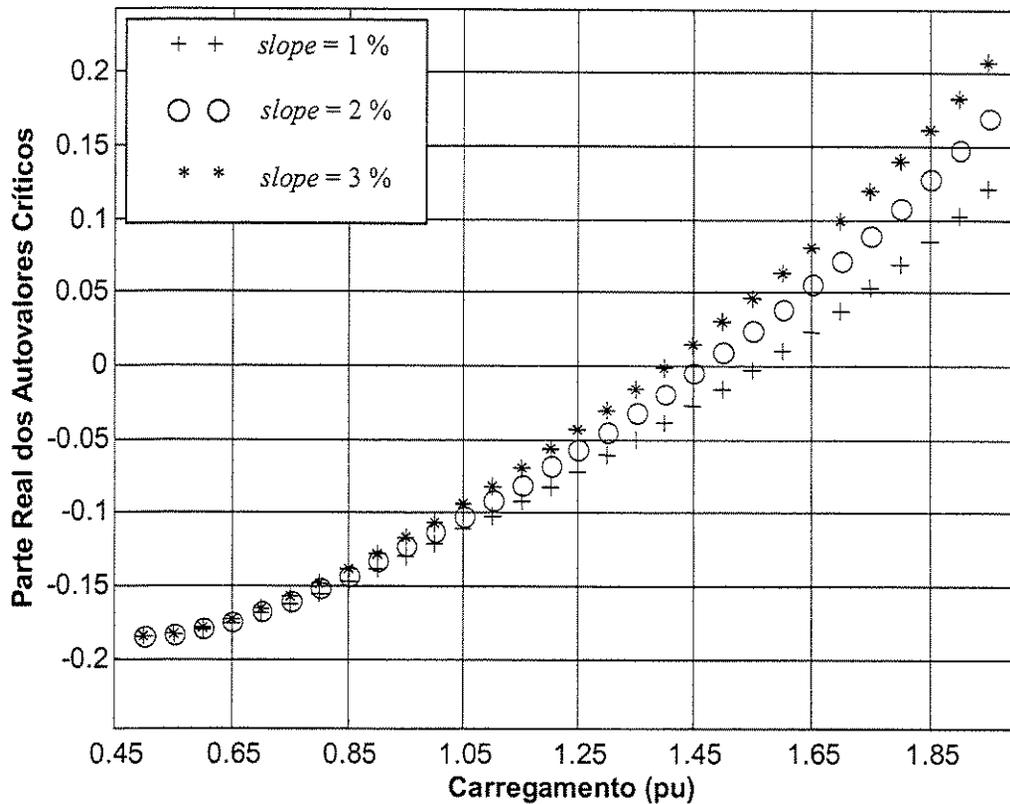


Figura 4.21 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento (sistema com *SVC*)

A Figura 4.22 apresenta o gráfico da variação angular do rotor em função do tempo, para $P_g = 1.5$ pu, mostrando a influência do posicionamento do *SVC* na linha de transmissão. As simulações foram realizadas para o *SVC* colocado no meio da linha, próximo ao barramento infinito e próximo à barra de geração. Na Figura 4.23 é mostrada a parte real do autovalor crítico em função do carregamento correspondentes a essas três situações. Como se pode notar nesta Figura, a melhor localização do *SVC* é a barra terminal do gerador. Isto mostra que somente do ponto de vista do amortecimento, isto é, desconsiderando o controle de tensão (função primária do *SVC*), a barra terminal do gerador é a localização mais adequada.

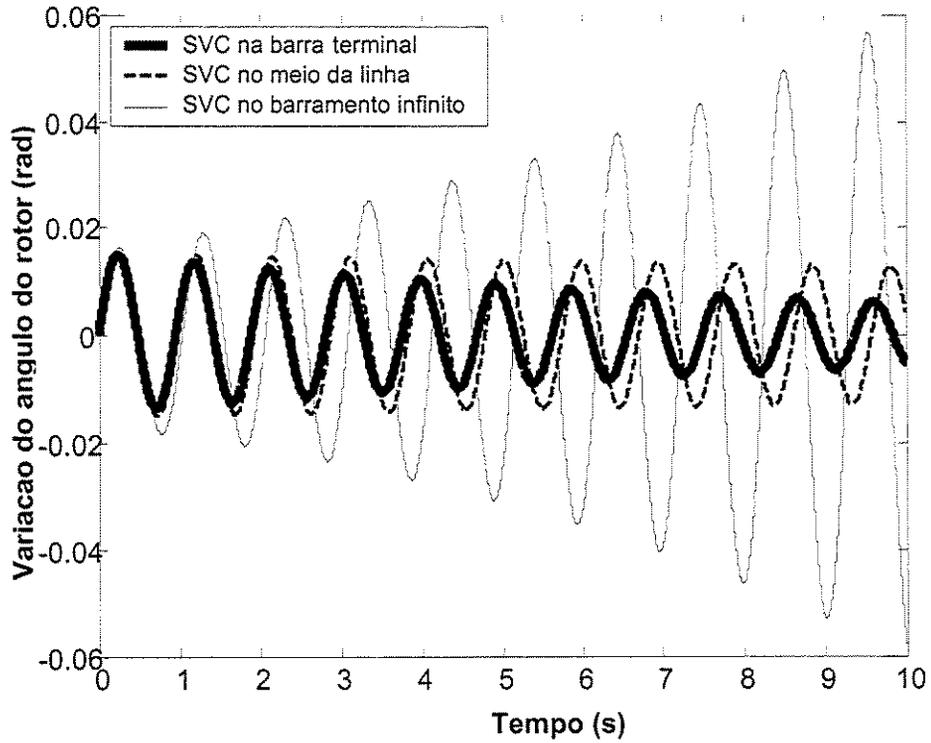


Figura 4.22 – Gráfico comparativo (sistema com *SVC*)

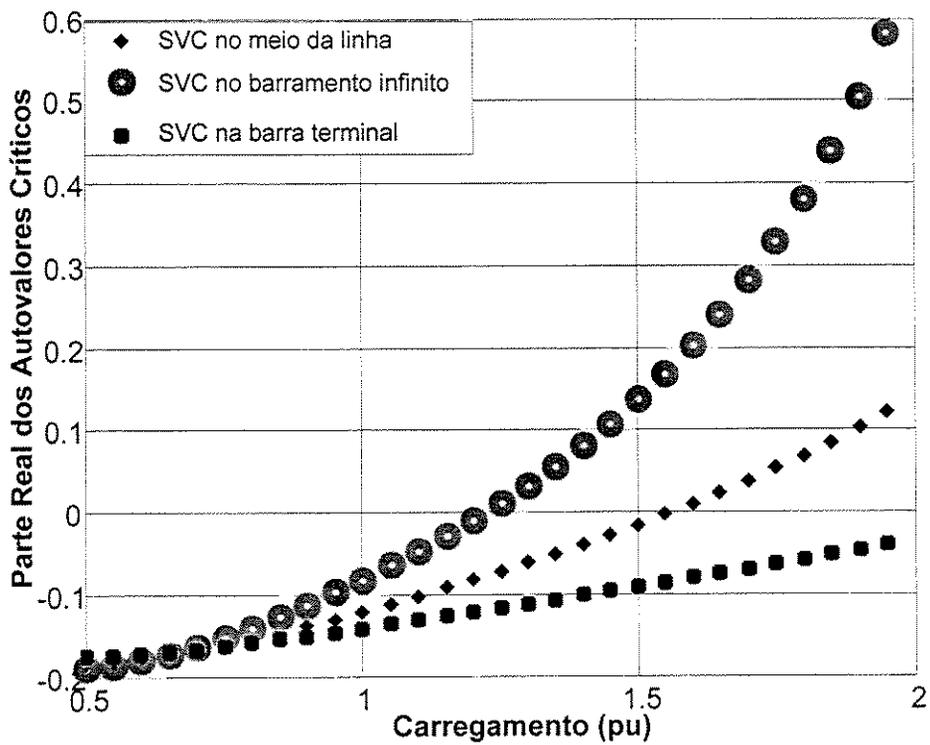


Figura 4.23 – Parte real dos autovalores críticos x carregamento

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

A função primária do *SVC* é o controle da tensão da barra em que está conectado, enquanto que a do *TCSC* é o controle do fluxo de potência ativa na linha de transmissão em que o mesmo é inserido. No tocante somente a essas funções, ou seja, sem a inclusão de *PSS*, é possível concluir a partir dos resultados de simulações que são apresentados no Capítulo 4 que somente o *TCSC* pode introduzir uma melhoria no amortecimento das oscilações de modo local de sistemas de energia elétrica. Os resultados mostram que conforme a potência ativa despachada pelo gerador (carregamento) aumenta, o *SVC*, da mesma forma que os sistemas de excitação de resposta rápida, pode contribuir para o aumento da estabilidade de regime permanente do sistema através do aumento do torque sincronizante (traduzido pela trajetória do autovalor real nas Figuras 4.7 e 4.8), mas pode também contribuir no sentido de deteriorar o amortecimento das oscilações eletromecânicas. Desta forma, compensadores estáticos de reativos, operando sem sinal adicional de estabilização, isto é, sem *PSS*, não podem ser considerados como solução para ocorrências de amortecimento reduzido ou negativo. O *TCSC*, por sua vez, exibe uma característica contrária à do *SVC*. Se por um lado, o amortecimento que esse dispositivo introduz no sistema é uma função crescente do carregamento, por outro, a sua ação acarreta na redução do torque sincronizante do gerador (traduzida pela trajetória do autovalor real nas Figuras 4.9 e 4.10). Portanto, na ausência de *PSS*, o aumento gradativo do carregamento do sistema pode resultar na ocorrência da instabilidade oscilatória no caso do *SVC*, ou monotônica no caso do *TCSC*. Como se pode notar nas Figuras 4.4, 4.5 e 4.6, a

inclusão do *PSS* nas malhas de controle do *SVC* e do *TCSC* aumenta a eficiência de ambos no amortecimento das oscilações eletromecânicas. No entanto, conforme dito anteriormente, a presença do *PSS* na malha de controle do *SVC* é fundamental para se assegurar o amortecimento das oscilações.

No que diz respeito ao controle de tensão, o *SVC* é, em geral, alocado no meio da linha de transmissão ou próximo às cargas onde ocorrem as maiores variações de tensão. Embora vários investigadores advoguem que esta também é a melhor localização do *SVC* para a obtenção de amortecimento adicional no sistema [Larsen, 1987; Wang, 1997; Pourbeik, 1996], os resultados obtidos neste trabalho mostram, assim como em [Martins, 1990; Lee, 1994] que, do ponto de vista do amortecimento somente, a melhor localização desse dispositivo é na barra terminal do gerador.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Projeto dos controladores do *SVC* e do *TCSC*, utilizando técnicas de Controle Robusto;
- Análise da influência de outros dispositivos *FACTS* para o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência;
- Análise da influência da modelagem dinâmica de cargas no amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência;
- Análise da influência dos dispositivos *FACTS* para o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência de modo interárea.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Cañizares, C. A. & Faur, Z. T., 1999, “Analysis of SVC and TCSC Controllers in Voltage Collapse”, *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 14; No. 1; pp.158-165.

Chen, S. & Malik, O. P., 1995, “ H_{∞} Optimization – Based Power System Stabilizer Design”, *IEE Proc. – Generation, Transmission and Distribution*; Vol. 142, No. 2.

CIGRÉ Working Group 31-01, 1977, “Modeling of Static Var Systems (SVC) for System Analysis”, *Electra*, No. 51.

CIGRÉ Task Force 38-01-02, “Static Var Compensators”, 1986.

Da Costa, V. F., 1992, “Modelo de Sensibilidade de Potência para Análise de Oscilações de Baixa Frequência em Sistemas de Energia Elétrica”, *Tese de Doutorado*, FEEC-UNICAMP.

Deckmann, S. M. & da Costa, V. F., 1994, “A Power Sensitivity Model for Electromechanical Oscillation Studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 9, No. 2, pp. 965-971.

De Mello, F. P. & Concordia, C., 1969, “Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control”, *IEEE Transactions*, Vol. PAS-88, pp. 316-329.

Gama, C., Leoni, R. L., Fraga, R., Cavalcanti, J. & Ping, W., 1997, “Interligação Norte/Sul - Aplicação de Compensação Série Controlada a Tiristores (TCSC) para Amortecimento de Modo de Oscilação Interárea”, *XIV SNPTEE*, Belém, PA, Brasil, FL/GAT/12.

Gomes, P., Groetaers, M., Zeni, N., Valgas, H. & Carvalho, J. S., 1993, “Aplicação de uma Nova Estrutura de Sinal Adicional Estabilizante (PSS) no Controle das Oscilações Eletromecânicas do Sistema Interligado Brasileiro”, *V Encontro Regional Latino-Americano da CIGRÉ*, Ciudad Del Este, Paraguay.

Hanson, O. W., Goodwin, C. J. & Dandeno, P. L., 1968, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Intersystems Oscillations", *IEEE Transactions*, Vol. PAS-87, pp. 1306-1313.

Heffron, W. G. & Phillips, R. A., 1952, "Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators", *AIEE Transactions*, Vol. 71, pp. 692-697.

Hingorani, N. G. & Gyugyi, L. 2000, "Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems", Jon Wiley & Sons.

IEEE Special Stability Controls Working Group, 1994, "Static Var Compensator Model for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 9; No.1; pp.229-240.

Kimbark, E. W., 1956, "Power System Stability", John Wiley & Sons.

Kundur, P., Klein, M., Rogers, G. J. & Zywno, M. S., 1989, "Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability", *IEEE Transactions*, Vol. 4, No.2, pp.614-626.

Kundur, P., 1993, "Power System Stability and Control", Mc Graw – Hill, 1176p.

Kwatny, H. G., Fischl, R. F. & Nwankpa, C. O., 1995, "Local Bifurcation in Power Systems: Theory, Computation and Application", *Proceedings of the IEEE*, Vol. 83, No.11, pp.1456-1481.

Larsen, E. V. & Swann, D. A., 1981, "Applying Power System Stabilizers", *IEEE Transactions*, Part I, II and III, Vol. PAS-100: 3017-3046.

Larsen, E. V. & Chow, J. H., 1987, "SVC Control Design Concepts for System Dynamic Performance", *IEEE Special Publication: Application of Static Var Systems for System Dynamic Performance*, 87TH0187-5 PWR, pp. 36-53.

Lee, S. & Liu, C. C., 1994, "An Output Feedback Static Var Controller for the Damping of Generator Oscillations", *Electric Power System Research*, Vol. 25, No. 1, pp. 9-16.

Lu, J., Chiang, H. D. & Thorp, J. S., 1990, "Identification of Optimum Sites for Power System Stabilizer Applications", *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 5, No. 4; pp.1302-1308.

Martins, N., 1986, "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small – Signal Stability Studies", *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. PWR-1, No. 1; pp.217-226.

Martins, N. & Lima, L. T. G., 1989, "Eigenvalue and Frequency Domain Analysis of Small-Signal Electromechanical Stability Problems", *IEEE Special Publication on Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*; pp.17-33.

Martins, N. & Lima, L. T. G., 1990, "Determination of Suitable Location for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 5, No. 4; pp.1455-1469.

Mansour, Y., 1989, "Application of Eigenanalysis to the Western North American power System", *IEEE Special Publication on Eigenanalysis and Frequency Domain Methods for System Dynamic Performance*; pp.97-104.

Milanovic, J. V. & Hiskens, I. A., 1998, "Damping Enhancement by Robust Tuning of SVC Controllers in the Presence of Load Parameters Uncertainty", *IEEE Transactions on Power Systems*; Vol. 13, No. 4; pp.1298-1303.

Noorozian, M., Halvarsson, P. & Othman, H., 1996, "Applications of Controllable Series Capacitors for Damping of Power Swings", *V SEPOPE*, Recife, PE, Brasil, pp.221-225.

Pourbeik, P. & Gibbard, M. J., 1996, "Damping and Synchronizing Torques Induced on Generators by FACTS Stabilizers in Multimachine Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 4, pp. 1920-1925.

Saadat, H., 1999, "Power System Analysis", Mc Graw – Hill.

Salgado, E. et al, 1996, "Controlled Series Compensation: Digital Program Modeling and Possible Application to the Brazilian Systems", *V SEPOPE*, Recife, PE, Brasil.

Snyder, A. F. et al, 1999, "A Robust Controller for Power System using Linear Matrix Inequalities", *Proceedings of the IEEE Summer Meeting*, Edmonton, Canada.

Taranto, G. N., Wang, S., Chow, J. H. & Martins, N., 1998, "The Centralized Design of Power System Damping Controllers Using a Linear Matrix Inequality Algorithm", *Proceedings of VI SEPOPE*.

Taylor, C. W., 1993, "Power System Voltage Stability", Mc Graw – Hill.

Yang, T. C., 1997, "Applying H_{∞} Optimization Methods to Power System Stabilizer Design Part I: Single Machine Infinite Bus System", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 19, No. 1, pp.29-35.

Wang, H. F., 1997, "A Unified Model for the Analysis of FACTS Devices in Damping Power System Oscillations Part I: Single-machine Infinite-bus Power Systems", *IEEE Transactions on Power Delivery*; Vol. 12, No. 2; pp.941-946.

APÊNDICE A

A.1 COEFICIENTES DE SENSIBILIDADE DE POTÊNCIA

A.1.1 Sistema com SVC

- Gerador

Coefficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A_{1g} = \frac{\partial P_g}{\partial(\delta - \theta_i)} = \frac{V_t \cdot E'_q}{x_d} \cos(\delta - \theta_i) + V_t^2 \cdot \cos 2(\delta - \theta_i) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right]$$

$$A_{2g} = \frac{\partial P_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{x_d} \cdot \text{sen}(\delta - \theta_i)$$

$$A_{3g} = \frac{\partial P_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{x_d} \cdot \text{sen}(\delta - \theta_i) + V_t \cdot \text{sen} 2(\delta - \theta_i) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right]$$

Coefficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R_{1g} = \frac{\partial Q_g}{\partial(\delta - \theta_i)} = -\frac{V_t \cdot E'_q}{x_d} \text{sen}(\delta - \theta_i) - V_t^2 \cdot \text{sen} 2(\delta - \theta_i) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right]$$

$$R_{2g} = \frac{\partial Q_g}{\partial E'_q} = \frac{V_t}{x_d} \cdot \cos(\delta - \theta_i)$$

$$R_{3g} = \frac{\partial Q_g}{\partial V_t} = \frac{E'_q}{x_d} \cdot \cos(\delta - \theta_i) - V_t \cdot [1 - \cos 2(\delta - \theta_i)] \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] - 2 \cdot \frac{V_t}{x_d}$$

- Rede

Coefficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A_{1e} = \frac{\partial P_e}{\partial(\theta_i - \theta_m)} = \frac{V_i \cdot V_m}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_i - \theta_m)$$

$$A_{2e} = \frac{\partial P_e}{\partial V_i} = \frac{V_m}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_m)$$

$$A_{3e} = \frac{\partial P_e}{\partial V_m} = \frac{V_i}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_m)$$

$$A_{1m} = \frac{\partial P_m}{\partial(\theta_m - \theta_i)} = \frac{V_m \cdot V_i}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_m - \theta_i)$$

$$A_{2m} = \frac{\partial P_m}{\partial V_i} = \frac{V_m}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_m - \theta_i)$$

$$A_{3m} = \frac{\partial P_m}{\partial V_m} = \frac{V_i}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_m - \theta_i)$$

$$A_{1s} = \frac{\partial P_s}{\partial \theta_m} = \frac{V_m \cdot V_0}{x_L / 2} \cdot \cos \theta_m$$

$$A_{2s} = \frac{\partial P_s}{\partial V_m} = \frac{V_0}{x_L / 2} \cdot \text{sen} \theta_m$$

Coefficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R_{1e} = \frac{\partial Q_e}{\partial(\theta_i - \theta_m)} = \frac{V_i \cdot V_m}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_i - \theta_m)$$

$$R_{2e} = \frac{\partial Q_e}{\partial V_i} = 2 \cdot \frac{V_i}{x_e} - \frac{V_m}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_i - \theta_m)$$

$$R_{3e} = \frac{\partial Q_e}{\partial V_m} = -\frac{V_i}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_i - \theta_m)$$

$$R_{1m} = \frac{\partial Q_m}{\partial(\theta_m - \theta_i)} = \frac{V_m \cdot V_i}{x_L / 2} \cdot \text{sen}(\theta_m - \theta_i)$$

$$R_{2m} = \frac{\partial Q_m}{\partial V_i} = -\frac{V_m}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_m - \theta_i)$$

$$R_{3m} = \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} = 2 \cdot \frac{V_m}{x_L / 2} - \frac{V_i}{x_L / 2} \cdot \cos(\theta_m - \theta_i)$$

$$R_{1s} = \frac{\partial Q_s}{\partial \theta_m} = \frac{V_m \cdot V_0}{x_L / 2} \cdot \text{sen} \theta_m$$

$$R_{2s} = \frac{\partial Q_s}{\partial V_m} = 2 \cdot \frac{V_m}{x_L / 2} - \frac{V_0}{x_L / 2} \cdot \cos \theta_m$$

A.1.2 Sistema com TCSC

- Gerador

Coefficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A_{1g} = \frac{\partial P_g}{\partial(\delta - \theta_i)} = \frac{V_i \cdot E_q'}{x_d} \cos(\delta - \theta_i) + V_i^2 \cdot \cos 2(\delta - \theta_i) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right]$$

$$A_{2g} = \frac{\partial P_g}{\partial E_q'} = \frac{V_i}{x_d} \cdot \text{sen}(\delta - \theta_i)$$

$$A_{3g} = \frac{\partial P_g}{\partial V_i} = \frac{E_q'}{x_d} \cdot \text{sen}(\delta - \theta_i) + V_i \cdot \text{sen} 2(\delta - \theta_i) \left[\left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] \right]$$

Coefficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R_{1g} = \frac{\partial Q_g}{\partial(\delta - \theta_i)} = -\frac{V_i \cdot E_q'}{x_d} \text{sen}(\delta - \theta_i) - V_i^2 \cdot \text{sen} 2(\delta - \theta_i) \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right]$$

$$R_{2g} = \frac{\partial Q_g}{\partial E_q'} = \frac{V_i}{x_d} \cdot \cos(\delta - \theta_i)$$

$$R_{3g} = \frac{\partial Q_g}{\partial V_i} = \frac{E_q'}{x_d} \cdot \cos(\delta - \theta_i) - V_i \cdot [1 - \cos 2(\delta - \theta_i)] \left[\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right] - 2 \cdot \frac{V_i}{x_d}$$

- Rede

Coefficientes de sensibilidade de potência ativa

$$A_{1e} = \frac{\partial P_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t \cdot V_0}{X_e} \cdot \cos \theta_t$$

$$A_{2e} = \frac{\partial P_e}{\partial V_t} = \frac{V_0}{X_e} \cdot \sin \theta_t$$

$$A_{4e} = \frac{\partial P_e}{\partial x_e} = -\frac{V_t \cdot V_0}{X_e^2} \cdot \sin \theta_t$$

Coefficientes de sensibilidade de potência reativa

$$R_{1e} = \frac{\partial Q_e}{\partial \theta_t} = \frac{V_t \cdot V_0}{X_e} \cdot \sin \theta_t$$

$$R_{2e} = \frac{\partial Q_e}{\partial V_t} = 2 \cdot \frac{V_t}{X_e} - \frac{V_0}{X_e} \cdot \cos \theta_t$$

$$R_{4e} = \frac{\partial Q_e}{\partial x_e} = -\frac{V_t^2}{X_e^2} + \frac{V_t \cdot V_0}{X_e^2} \cdot \cos \theta_t$$

A.2 OUTROS PARÂMETROS DO SISTEMA

$$K_V = \left[\frac{x_d - \hat{x}_d}{x_d} \right] \cdot \cos(\delta - \theta_t)$$

$$K_A = \left[\frac{x_d - \hat{x}_d}{x_d} \right] \cdot \sin(\delta - \theta_t)$$

APÊNDICE B

ALGORITMO

1. Roda fluxo de carga (cálculo das variáveis de tensões e ângulos de todas as barras).
2. Fluxo de carga convergiu? Se não, passo 10. Se sim, passo 3.
3. Calcula as variáveis do sistema no ponto de operação.
4. Calcula os coeficientes de sensibilidade de potência.
5. Monta as matrizes J_1 , J_2 , J_3 , J_4 e B .
6. Monta a matriz de estado.
7. Calcula os autovalores da matriz de estado.
8. Plota os gráficos.
9. Incrementa o carregamento e retorna ao passo 1.
10. Para.

