Daniel Souto Siqueira

Controle não Linear Aplicado a Dispositivos FACTS em Sistemas Elétricos de Potência

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

ORIENTADOR: Prof. Dr. Newton G. Bretas

São Carlos
2012

Trata-se da versão original

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

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

B618c

Siqueira, Daniel Souto.
Controle não linear aplicado a dispositivos FACTS em sistemas elétricos de potência. / Daniel Souto Siqueira ; orientador Newton G. Bretas. São Carlos, 2012.

Dissertação – Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas Elétricos de Potência)-- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. Sistemas elétricos de potência. 2. Controle não linear. 3. Função energia generalizada. 4. Função energia generalizada de controle. 5. Dispositivos FACTS. 6. Dispositivos TCSC. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Engenheiro **DANIEL SOUTO SIQUEIRA**.

Título da dissertação: "Controle não linear aplicado a dispositivos FACTS em sistemas elétricos de potências".

Data da defesa: 24/04/2012

Comissão Julgadora:	**Resultado:**
Prof. Titular **Newton Geraldo Bretas (Orientador)** (Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)	APROVADO
Prof. Dr. **Flávio Henrique Justiniano da Silva** (Universidade de Brasília/UnB)	APROVADO
Prof. Dr. **André Christóvão Pio Martins** (Universidade Estadual "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP-campus de Bauru)	APROVADO

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Titular **Denis Vinicius Coury**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Paulo Cesar Lima Segantine**

Aos meus Pais, Idelvando e Eni

Agradecimentos

A Deus por estar sempre ao meu lado, por conceder serenidade e coragem para transpor as barreiras.

Ao Professor Newton G. Bretas, pela oportunidade, confiança, orientação, conselhos e ensinamentos.

Ao Professor Luís Fernando Costa Alberto, pela co-orientação, auxílios, ensinamentos e sugestões para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus pais, Idelvando e Eni pelo apoio incondicional, estímulo e amor. A minhas irmãs Helen, Isabela e Bruna pelo carinho e compreensão.

A minha namorada Thais pelo incentivo, companheirismo e amor.

Aos professores e colegas do LACO (Laboratório de Análise Computacional em Sistemas Elétricos de Potência) que estiveram presentes nos momentos de aprendizado e que foram essenciais à conclusão deste trabalho.

A CAPES pelo apoio financeiro.

Resumo

SIQUEIRA, D. S.(2012). *Controle não Linear Aplicado a Dispositivos FACTS em Sistemas Elétricos de Potência.* Dissertação (Mestrado), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

O TCSC é um dos compensadores dinâmicos mais eficazes empregados em Sistemas Elétricos de Potência, pois, oferece um ajuste flexível, de forma rápida e confiável, possibilitando a aplicação de teorias avançadas no seu controle. Estes dispositivos podem desempenhar funções importantes para a operação e o controle do sistema, trazendo inúmeros benefícios. Devido aos benefícios que o uso deste dispositivo oferece, uma grande quantidade de trabalhos vem sendo desenvolvidos com o intuito de sintetizar leis de controle para o mesmo. Porém, a maioria destes trabalhos é fundamentado em técnicas de controle clássico, isto é, projetando leis de controle baseado em sistemas linearizados e para pontos específicos da operação. Estas técnicas de análise entretanto, não garantem que para perturbações que levam o sistema para pontos distantes daqueles usados no projeto do controlador, a atuação do controlador seja eficaz e contribua assim para a estabilização do sistema. Visando o estudo mais aprofundado dos fenômenos que ocorrem nos sistemas físicos, modelos não lineares vêm sendo empregados, e as técnicas de projeto de controladores baseadas nesses modelos, são cada vez mais desenvolvidas. Neste trabalho será empregada a técnica de controle não linear baseada na Função Energia Generalizada de Controle para síntese de leis de controles estabilizantes para os dispositivos TCSC considerando, na modelagem, as perdas do sistema de transmissão. Esta técnica foi desenvolvida recentemente por SILVA et al. (2009), onde as ideias de Função de Lyapunov de Controle para uma classe maior de problemas foram desenvolvidas. Além de permitir o projeto do controlador, a técnica fornece estimativas da região de estabilidade do sistema e, portanto, podendo subsidiar a avaliação sistemática da contribuição do controlador na estabilidade transitória.

Palavras-chave: Controle não Linear, Função Energia Generalizada, Função Energia Generalizada de Controle, Dispositivos FACTS, Dispositivos TCSC.

Abstract

SIQUEIRA, D. S.(2012). *Nonlinear Control Applied to FACTS Devices in Power Systems.* Dissertation (Master Thesis), Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

The TCSC is one of the most effective dynamic compensators used in electric power systems, offering a flexible adjustment, quickly and reliably, enabling the application of advanced theories in their control. These devices can play important roles for the operation and control of the networks, bringing many benefits. Because of the beneficial use of these devices a large amount of work has been developed in order to synthesize their control laws. However most of these studies are based on the classical control techniques, designing control laws based on linearized systems at specific operating points. However, these techniques do not guarantee that system disturbances which lead to operating points far away from those used for the controller design, the performance of the controller will be effective contributing to the system stabilization. Aiming to further studies and understanding of the physical phenomena occurring in the real world systems, nonlinear models have being employed in the controller design and techniques based on these methodologies have been proposed as never. In this work the technique of nonlinear control based on the Generalized Control Energy Function, for synthesis of control laws, which stabilize the TCSC devices considering the losses in the system transmission lines are employed. These techniques were recently developed by SILVA et al. (2009), and they extend the ideas of Control Lyapunov Function for a larger class of problems. Besides allowing the controller design, the technique provides estimates of the system stability region and therefore can support the systematic evaluation of the contribution to the transient stability controller.

Keywords: Nonlinear Control, Generalized Energy Function, Generalized Energy Function of Control, FACTS Devices, TCSC Devices.

Lista de Ilustrações

1.1 Classificação de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência segundo IEEE. 20

2.1 Modelo π da linha de transmissão. 26
2.2 Modelo π da linha de transmissão com converção adotada para cálculo do fluxo de potência. 26
2.3 Representação da Rede de Transmissão. 28
2.4 Modelo físico do gerador. 30
2.5 Circuito equivalente da máquina síncrona. 31
2.6 Sistema de Referência Síncrona. 32
2.7 Conjugados no rotor do gerador. 32

3.1 Sistema de duas barras. 36
3.2 Curva PV - Compensação Paralela. 37
3.3 Diagrama vetorial do sistema: (a) sem compensação (b) com compensação paralela. 38
3.4 Perfil de tensão de um linha de transmissão em regime permanente. 38
3.5 Curva Pθ - Compensação Série. 39
3.6 Curva PV - Compensação Série. 39
3.7 Dispositivo FACTS conectado em paralelo. 41
3.8 Curva PV - Dispositivo SVC. 41
3.9 Dispositivo FACTS conectado em série. 42
3.10 Configuração Típica do TCSC. 43
3.11 Reator Controlado a Tiristor. 44
3.12 Forma de Onda da Tensão e Corrente no TCR. 44
3.13 Curva característica da suceptância do TCR. 46
3.14 Curva característica da impedância equivalente do TCSC. 46
3.15 Configuração do TCSC com dispositivo de proteção MOV. 47
3.16 Configuração do TCSC com vários estágios de compensação. 48
3.17 Linha de transmissão com o TCSC instalado. 48
3.18 Transformação do TCSC de fonte de tensão para fonte de corrente. 49

3.19 Modelo de injeção de potência. 49
3.20 Linha de transmissão sem perdas considerando TCSC. 51
3.21 Estratégia de Controle para o TCSC 52

4.1 Estabilidade de Pontos de Equilíbrio. 56
4.2 Estabilidade de Pontos de Equilíbrio Assintótico. 57
4.3 Interpretação Geométrica da Função de Lyapunov. 58
4.4 Interpretação Geométrica do Princípio de Invariância de LaSalle. 58
4.5 Interpretação Geométrica da Extensão Princípio de Invariância de LaSalle. . . 59
4.6 Gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão. 62
4.7 Estimativa de Região de Estabilidade. 66

5.1 Gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão e um dispositivo TCSC. 69
5.2 Estimativa da região de estabilidade - (**LC1**). 71
5.3 Estimativa da região de estabilidade - (**LC2**). 73
5.4 Estimativa da região de estabilidade - (**LC3**). 74
5.5 Regiões - **(a)** Lei de Controle (**LC1**) para K = 10; **(b)** Lei de Controle (**LC2**) para K = 4; **(c)** Lei de Controle (**LC3**) para K = 4. 75
5.6 Configuração do sistema. 77
5.7 Configuração do sistema durante a falta. 78
5.8 Configuração do sistema após a eliminação da falta. 78
5.9 Comportamento dinâmico do sistema com compensação estática para curto-circuito trifásico no meio da linha 2. 79
5.10 Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema sem compensação dinâmica. 79
5.11 Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC1**) 80
5.12 Análise da Potência em função da variação da reatância do TCSC – (**LC1**). . 80
5.13 Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC1**). 81
5.14 Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC2**). 81
5.15 Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC2**). 82
5.16 Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC3**). 82
5.17 Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC3**). 83
5.18 Comportamento dinâmico do sistema para o ganho do controlador de: K = 0.03 e K = 0.09. 83

Lista de Tabelas

3.1 Tipos de dispositivos FACTS. 40
3.2 Locais onde foram instalados dispositivos FACTS. 43

5.1 Dados do Sistema. 78

Lista de Abreviaturas

AG	Algoritmo Genético
AVR	Regulador automático de tensão – *Automatic voltage regulator*
CSC	Compensadores séries controlados
FACTS	Sistemas de transmissão flexíveis em corrente alternada – *Flexible AC transmission system*
FEG	Função Energia Generalizada
FEGC	Função Energia Generalizada de Controle
FLC	Função Lyapunov de Controle
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IPFC	Controladores Inter linhas de fluxo de potência – *Interline Power Flow Controller*
LMI	Desigualdade matricial linear – *Linear matrix inequality*
LQG	Linear-quadrático-gaussiano – *Linear-quadratic-gaussian*
PBC	Controle baseado em passividade – *Passivity-based control*
PID	Proporcional-integral-derivativo – *Proportional-integral-derivative*
PSS	Controlador de amortecimento para sistemas elétricos de potência – *Power system stabilizer*
RAF	Regulador do ângulo de fase – *Phase Angle Regulators*
SEP	Sistema elétrico de potência
SSSC	Compensador série síncrono estático – *Static Synchronous Series Compensator*
STATCOM	Compensador síncrono estático – *Static Var Compensator*
SVC	Compensador de potência reativa – *Static Var Compensator*
TCSC	Capacitor série controlado a tiristor – *Thyristor controlled Series Capacitor*
TCR	Reator controlado a tiristor – *Thyristor Controlled Reactor*

TSC	Capacitor chaveado a tiristor – *Thyristor Switched Capacitor*
TSSC	Capacitor série chaveado a tiristor – *Thyristor Switched Series Capacitor*
UPFC	Controlador unificado de fluxo de potência – *Unified Power Flow Controller*

Sumário

1 Introdução **19**
1.1 Objetivos 23
1.2 Estrutura do Trabalho 24

2 Modelagem de Sistemas Elétricos de Potência **25**
2.1 Equações da Rede 25
2.2 Máquina Síncrona 30

3 Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada **35**
3.1 Compensação de Reativos em Sistema Elétricos de Potência 36
3.2 Dispositivos FACTS 40
3.3 Dispositivos TCSC 42
3.4 Controle de dispositivos TCSC 52

4 Função Energia Generalizada **55**
4.1 Conceitos Preliminares 56
4.2 Função Energia Generalizada de Controle 60
4.3 Função Energia Generalizada Aplicada em Sistemas Elétricos de Potência . 61

5 Função Energia Generalizada de Controle Aplicada no Controle de Dispositivos TCSC **69**
5.1 Leis de Controle 71
5.2 Ganho K do Controlador 75
5.3 Simulações e Resultados 77

6 Conclusão e Perspectivas de Trabalhos Futuros **85**

Referências **87**

Capítulo 1

Introdução

A Energia Elétrica desempenha um importante papel no desenvolvimento da humanidade como fonte de bem estar e, dessa forma, contribuindo para o contínuo desenvolvimento social. Com o crescimento econômico e industrial há um crescente aumento da demanda por energia elétrica, a qual deve ser atendida de forma racional.

Os Sistemas de Energia Elétrica, para suprir essa procura tiveram que se expandir. Sistemas antes isolados começaram a se interconectar, de tal forma a melhorar o uso de recursos naturais e aumentar a confiabilidade no serviço de atendimento à demanda por energia. Entretanto, esse intercâmbio de energia entre diferentes sistemas fez emergir problemas que não eram anteriormente observados. Dentre esses, o problema de estabilidade é reconhecidamente um dos mais importantes para a operação do sistema. Grandes apagões causados justamente por instabilidade desses sistemas ilustram a importância desse fenômeno.

O termo estabilidade é definido como sendo a capacidade do sistema, para uma dada condição de operação inicial, de recuperar um estado de equilíbrio operacional após ter sido submetido a perturbações físicas, com todas as suas grandezas dentro dos limites operacionais, de modo que praticamente todo o sistema continue intacto (KUNDUR et al., 2004). Exemplos de perturbações são curtos-circuitos em linhas de transmissão, perda de componentes do sistema, variações normais de carga, etc.

O problema de estabilidade é de extrema complexidade e envolve diferentes cenários para sua análise. Para viabilizar a análise de estabilidade destes sistemas, os engenheiros classificam o problema, para efeito de estudos de estabilidade, de acordo com a natureza física e o tamanho da perturbação considerada, segundo as variáveis de interesse e, também, de acordo com o intervalo de tempo a que a estabilidade deva ser avaliada. A figura (1.1) ilustra esta divisão.

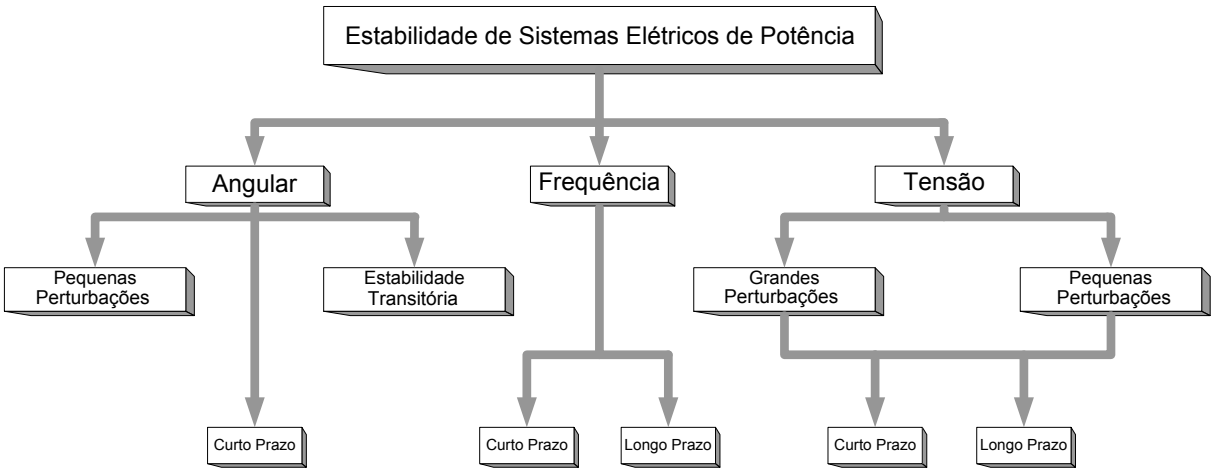

Figura 1.1: Classificação de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência segundo IEEE.

A estabilidade angular é entendida como sendo a capacidade das máquinas síncronas de um sistema interligado permanecerem em sincronismo após terem sido submetidos a perturbações. A instabilidade resulta no aumento das oscilações angulares de alguns geradores, levando a sua perda de sincronismo com outros geradores. A análise da estabilidade angular é dividida em estabilidade transitória (grandes perturbações) e estabilidade a pequenas perturbações.

A estabilidade transitória é definida como sendo a capacidade do sistema de geração em manter o sincronismo quando submetido a uma grande perturbação, como um curto-circuito em uma linha de transmissão. A resposta do sistema resultante envolve excursões grandes nos ângulos dos rotores dos geradores e é influenciada pelas não linearidades do sistema. De fato, a estabilidade transitória depende da condição de operação inicial do sistema e da gravidade da perturbação; e sua instabilidade geralmente ocorre sob a forma de modos não oscilatórios devido à insuficiência do conjugado de sincronização (KUNDUR et al., 2004).

Estabilidade a Pequenas Perturbações está relacionada com a capacidade do sistema Elétrico de Potência em manter sincronismo devido a pequenas perturbações. Para entendermos melhor esse conceito é necessário observarmos qual ótica matemática é utilizada para esse tipo de análise. O comportamento dos Sistemas Elétricos de Potência é modelado, para estudo de estabilidade, por um conjunto de equações algébrico diferenciais, equação (1.1).

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \tag{1.1}$$

Na equação (1.1), x representa as variáveis de estado do sistema. Esse conjunto de equações algébrico diferenciais é de natureza não linear. Para análises de pequenas perturbações, lineariza-se esse conjunto de equações em torno de um ponto de equilíbrio

(ponto de operação estável) e utilizam-se técnicas lineares para o estudo da estabilidade. Conseqüentemente, os distúrbios considerados nesse tipo de analise são suficientemente pequenos para que sejam admissíveis as técnicas lineares de análise.

A instabilidade para esse tipo de perturbação é caracterizada pelo aumento no ângulo do rotor através de um modo não oscilatório, devido a falta de sincronização do conjugado, ou pelas oscilações do rotor devido à falta de conjugado de amortecimento.

Os modos de oscilações eletromecânicos podem ser divididos em modos locais e em modos inter-áreas. Modos locais de oscilações encontram-se na faixa de 0,8 a 2 Hz (PAL; CHAUDHURI, 2005) e estão associados às oscilações dos rotores de um grupo de geradores próximos, fisicamente ou eletricamente. Modos inter-áreas localizam-se na faixa de 0,1 a 0,8 Hz (PAL; CHAUDHURI, 2005) e são relacionados com oscilações de grupos de geradores de uma área contra grupo de geradores de outra área. Assim como os modos intra-planta, que são observados quando geradores localizados num mesmo centro de geração oscilam uns contra os outros com freqüência de 2 e 3 Hz (PAL; CHAUDHURI, 2005), outros modos de oscilação podem estar presente nos sistemas, como por exemplo os modos torcionais, associados às interações dinâmicas do conjunto turbina-gerador com elementos passivos do sistema apresentando freqüência entre 10 e 46 Hz (PAL; CHAUDHURI, 2005).

Assim, fica evidenciada a necessidade de medidas preventivas e corretivas visando uma operação confiável e segura para o sistema. Para atender a esses critérios os Sistemas Elétricos de Potência contam com grandes malhas de controle em vários níveis envolvendo uma complexa rede de equipamentos que buscam o melhor desempenho do mesmo. Vários dispositivos tais como os AVRs (Regulador automático de Tensão) e os PSS (estabilizador de sistemas de Potência) fazem parte dessa malha e tem papel importante no desempenho do sistema.

O amortecimento das oscilações eletromecânicas dos Sistemas Elétricos de Potência é realizado através do PSS, que tem como objetivo introduzir um conjugado elétrico em fase com as variações da velocidade angular (conjugado de amortecimento), através da adição de um sinal suplementar à malha de controle do AVR. A função básica do PSS é estender os limites da estabilidade e amortecer os modos de oscilações, entretanto o PSS consegue amortecer de modo eficaz os modos de oscilações locais, mas os modos inter-área não são amortecidos com o mesmo êxito. Os Dispositivos FACTS (Flexible AC transmission System) surgem como alternativa para controle e aumento da capacidade de transmissão de energia, como conseqüência, o mesmo proporciona uma melhoria nos limites de estabilidade e no amortecimento das oscilações eletromecânicas (WATANABE et al., 1998).

O TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) é um dos dispositivos FACTS que utiliza tecnologia dos tiristores de potência, possuindo alta confiabilidade, sendo utilizado em sistemas de potência para fornecer amortecimento às oscilações inter-área com grande

eficiência. Em 1999, duas linhas de transmissão de 500 KV e 1020 km de extensão foram colocadas em operação para interconexão entre os sistemas Norte-Sul brasileiro, e 2 TCSC foram instalados nessa linha para amortecer oscilações eletromecânicas de modo inter-área (GAMA, 1999). Muitos autores têm demonstrando a eficácia do TCSC para o amortecimentos de oscilações eletromecânicas em Sistemas Elétricos de Potência (YANG; LIU; MCCALLEY, 1998a) (SWIFT; WANG, 1996) (ANGQUIST; LUNDIN; SAMUELSSON, 1993). Diferentes métodos de controle para síntese de sinais estabilizantes têm sido aplicadas para atenuar essas oscilações (WANG; SWIFT; LI, 1998) (DOLAN; SMITH; MITTELSTADT, 1995a).

As técnicas de controle lineares clássicas ainda são bastante usadas para sínteses de controladores FACTS, no entanto, apresentam inúmeras desvantagens(KUIAVA, 2007) dentre as quais destacam-se: (i)Permite a análise da estabilidade e projetos de controladores para sistemas com uma única entrada e saída ; (ii) Garante a estabilidade apenas aos modos presentes no ponto de operação utilizado no projeto. Com o objetivo de superar essas desvantagens, uma larga variedade de metodologias de projeto de controladores que vão desde técnicas lineares passando por técnicas de controle inteligentes, até técnicas de controle não lineares tem sido estudadas. Técnicas de controle robusto baseadas em LMIs (Desigualdades Matriciais Lineares), por exemplo, são empregadas em (KUIAVA, 2007),(MIOTTO, 2010) com o objetivo de garantir a estabilidade robusta do sistema com taxas de amortecimento mínimas. Podemos citar outras técnicas tais como PID (proporcional-integral-derivativo) (ZULKIFLI et al., 2008), LQG (linear quadrático-gaussiano) (SON; PARK, 2000) e técnicas de otimização (Fuzzy, Algorítimos Genéticos, Algorítimos Evolutivos), (ZHANG et al., 2006), (DASH; MISHRA; PANDA, 2000), (YUAN; SUN; CHENG, 2007).

Todas as técnicas de projetos anteriores exploram sistemas linearizados e a eficiência dos projetos é verificada através de simulações não lineares do sistema a posteriori. Entretanto, estas análises não garantem que para perturbações que levam o sistema para pontos distantes daqueles usados para o projeto do controlador, a atuação do controlador seja eficaz e contribua para a estabilização do sistema.

Visando o estudo mais aprofundado dos fenômenos que ocorrem no sistema real, modelos não lineares devem ser empregados, e as técnicas de projeto de controladores baseadas nesses modelos, são cada vez mais desenvolvidas. Dentre tais técnicas podemos destacar: Linearização por realimentação (feedback linearization) (POSHTAN; SINGH; RASTGOUFARD, 2006), LI (2006) ,Funções de Lyapunov de Controle (FLC) (GHANDHARI, 2000), Controle baseado em passividade (PBC) (WANG; MEI; PANG, 2002), entre outras. A grande dificuldade de algumas dessas técnicas citadas é que as leis de controle obtidas por elas são funções de variáveis de difícil síntese, ou até mesmo, de variáveis globais, as quais possuem dificuldades de empregabilidade.

A técnica de controle baseada na FLC e apresentada por GHANDHARI (2000) se

mostra muito interessante para os propósitos deste trabalho. As leis de controle obtidas pela metodologia são independentes da topologia da rede e da localização da perturbação, utilizando sinais de realimentação locais capazes de aumentar a região de estabilidade do ponto de equilíbrio pós-falta. Em contrapartida, o método de FLC se mostra inapropriado para trabalhar com modelos mais detalhados dos sistemas, uma vez que não é uma tarefa trivial encontrar uma função de Lyapunov associada.

Recentemente foi apresentado por (SILVA et al., 2009) a Função Energia Generalizada de Controle (FEGC). O conceito da FEGC se baseia na extensão do princípio de invariância de LaSalle (RODRIGUES; ALBERTO; BRETAS, 2000). A FEGC permite que sua derivada seja positiva em regiões limitadas no espaço de estados (SILVA et al., 2009). Assim, a FEGC permite obter leis de realimentação baseadas em modelos mais detalhados do sistema. Outra vantagem da técnica de FEGC é que ela permite obter estimativas ótimas da região de estabilidade (SILVA; ALBERTO; BRETAS, 2010) que não podem ser em geral obtidas com FLCs.

Particularmente, esse trabalho visa a utilização da FEGC para síntese de leis de controles estabilizantes para dispositivos TCSC considerando na modelagem as perdas no sistema de transmissão que sabidamente não possui FLC. Para sistemas físicos não lineares estabelecer a região de estabilidade é importante, uma vez que, o mesmo não apresenta um ponto de equilíbrio globalmente assintoticamente estável (SILVA; ALBERTO; BRETAS, 2010). Em suma, a FLC usualmente não apresenta estimativas ótimas dessas regiões (SILVA; ALBERTO; BRETAS, 2010).

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é estudar o problema de controle não linear de dispositivos TCSCs e propor o projeto de controladores não lineares na busca de atender os requisitos:

- A Utilização da FEGC para síntese de Leis de Controle estabilizantes para dispositivos TCSC considerando as perdas na modelagem do sistema.

1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho está estruturado da seguinte forma:

- No Capítulo 2, **Modelagem de Sistemas Elétricos de Potência**, são apresentados os modelos empregados para o estudo de estabilidade. Assim, o mesmo é exposto de forma sucinta com o intuito de permitir uma visão geral sobre os referidos modelos.

- No capítulo 3, **Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada**, são discutidos aspectos relevantes relacionados a dispositivos FACTS. Os conceitos sobre dispositivos FACTS são apresentados dando ênfase especificamente aos dispositivos TCSC. Assim, conceitos fundamentais dos TCSC, como o princípio de funcionamento e a modelagem na rede elétrica são expostos.

- No capítulo 4, **Função Energia Generalizada**, é apresentado a FEG e conseqüentemente a FEGC, para tal, são expostos primeiramente os conceitos preliminares fundamentais para seu entendimento.

- No capítulo 5, **Função Energia Generalizada de Controle Aplicado no controle de Dispositivos TCSC**, são desenvolvidas leis de controle estabilizantes para os dispositivos TCSC com base na FEGC. Assim, a partir das leis sintetizadas e nos seus referentes testes, conclusões são elaboradas e discutidas.

- No capítulo 6, a conclusão do trabalho é apresentada, bem como as perspectivas e proposta para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Modelagem de Sistemas Elétricos de Potência

A análise do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos é de grande complexidade e ao mesmo tempo de fundamental importância. A sua caracterização é feita através de modelos matemáticos. Esses modelos são propostos com o intuito de examinar o comportamento do sistema sob condições de regime permanente e/ou sob condições transitórias. Assim, dependendo do objetivo da análise, simplificações na modelagem são feitas com base em hipóteses criteriosas.

Este capítulo apresenta uma descrição breve dos modelos matemáticos da rede elétrica e da máquina síncrona empregados no estudo de estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência.

2.1 Equações da Rede

Tradicionalmente, para análise de estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência, considera-se que a rede opera em regime permanente senoidal. Essa modelagem se justifica uma vez que, as dinâmicas eletromagnéticas são muito mais rápidas que as dinâmicas eletromecânicas. As oscilações angulares do rotor ocorrem na faixa de 0,1 a 2 Hz (KUNDUR, 1994), enquanto os transitórios da rede são de ordem mais elevada. Assim, para o estudo de estabilidade angular, as dinâmicas da rede serão negligenciadas, simplificando o modelo empregado e por conseqüência diminuindo o esforço computacional para eventuais simulações do sistema.

Ao considerar a hipótese de que as dinâmicas da rede são mais rápidas que as dinâmicas eletromecânicas, apresenta-se a seguir o modelo empregado para representar as linhas de transmissão:

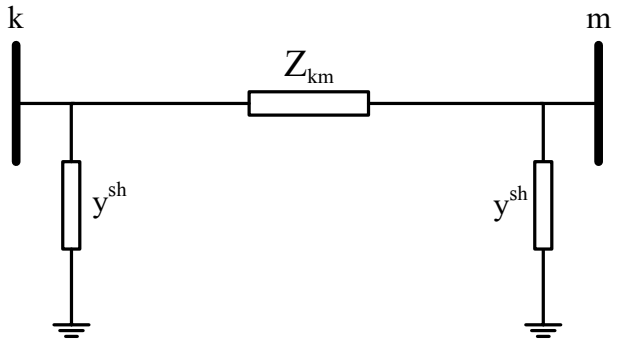

Figura 2.1: Modelo π da linha de transmissão.

A figura (2.1) apresenta o modelo π de um linha de transmissão representação da mesma por parâmetros concentrados. $\mathbf{Z_{km}}$ representa respectivamente a impedância série e $\mathbf{y^{sh}}$ a admitância paralela da linha. A impedância série pode ser dada por:

$$\mathbf{Z_{km}} = r_{km} + jx_{km}, \tag{2.1}$$

onde r_{km} e x_{km} representam respectivamente a resistência e reatância série da linha. A admitância é dada por:

$$\mathbf{Y_{km}} = \frac{1}{\mathbf{Z_{km}}} = g_{km} + b_{km}, \tag{2.2}$$

onde g_{km} e b_{km} representa respectivamente a condutância e susceptância da linha. A condutância e a susceptância podem ser calculadas da seguinte forma:

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}, \qquad b_{km} = -\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}. \tag{2.3}$$

Para o cálculo do fluxo de potência na linha considere a figura (2.2):

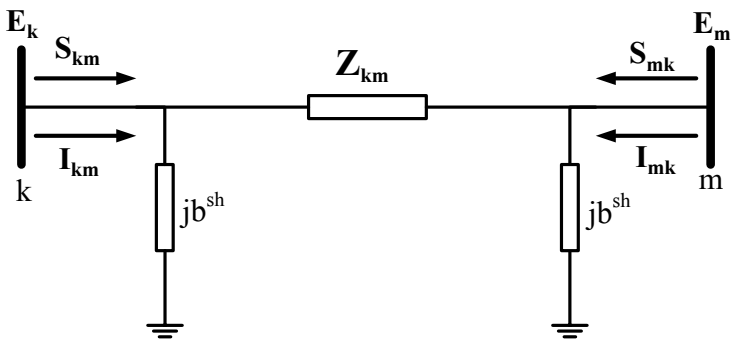

Figura 2.2: Modelo π da linha de transmissão com converção adotada para cálculo do fluxo de potência.

Montando a matriz de admitância ($\mathbf{Y}$) do sistema de duas barras temos:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} (g_{km} + jb_{km}) + jb^{sh} & -(g_{km} + jb_{km}) \\ -(g_{km} + jb_{km}) & (g_{km} + jb_{km}) + jb^{sh} \end{bmatrix}. \tag{2.4}$$

Portanto, a corrente $\mathbf{I_{km}}$ e $\mathbf{I_{mk}}$ podem ser calculadas como se segue:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I_{km}} \\ \mathbf{I_{mk}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (g_{km} + jb_{km}) + jb^{sh} & -(g_{km} + jb_{km}) \\ -(g_{km} + jb_{km}) & (g_{km} + jb_{km}) + jb^{sh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{E_k} \\ \mathbf{E_m} \end{bmatrix}, \tag{2.5}$$

onde $\mathbf{E_k}$ e $\mathbf{E_m}$ são as tensões fasoriais das barras k e m respectivamente.

$$\mathbf{E_k} = E_k e^{j\theta_k}, \qquad \mathbf{E_m} = E_m e^{j\theta_m}. \tag{2.6}$$

A potência aparente é definida como sendo $\mathbf{S} = \mathbf{EI}^*$, portanto a potência da linha pode ser escrita desta forma:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S_{km}} \\ \mathbf{S_{mk}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} E_k e^{j\theta_k} & 0 \\ 0 & E_m e^{j\theta_m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} (g_{km} - jb_{km}) - jb^{sh} & -(g_{km} - jb_{km}) \\ -(g_{km} - jb_{km}) & (g_{km} - jb_{km}) - jb^{sh} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k e^{-j\theta_k} \\ E_m e^{-j\theta_m} \end{bmatrix},$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S_{km}} \\ \mathbf{S_{mk}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{km} \\ P_{mk} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} Q_{km} \\ Q_{mk} \end{bmatrix},$$

onde,

$$\begin{bmatrix} P_{km} \\ P_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{km}E_k^2 - g_{km}E_kE_m cos(\theta_{km}) - b_{km}E_kE_m sen(\theta_{km}) \\ g_{km}E_m^2 - g_{km}E_mE_k cos(\theta_{km}) + b_{km}E_mE_k sen(\theta_{km}) \end{bmatrix}, \tag{2.7}$$

$$\begin{bmatrix} Q_{km} \\ Q_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -(b_{km} + b^{sh})E_k^2 + b_{km}E_kE_m cos(\theta_{km}) - g_{km}E_kE_m sen(\theta_{km}) \\ -(b_{km} + b^{sh})E_m^2 + b_{km}E_mE_k cos(\theta_{km}) + g_{km}E_mE_k sen(\theta_{km}) \end{bmatrix}, \tag{2.8}$$

e $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$.

As equações (2.7) e (2.8) são as expressões que determinam os fluxos de potência ativa e reativa na linha respectivamente.

Considere agora um sistema formado por n barras.

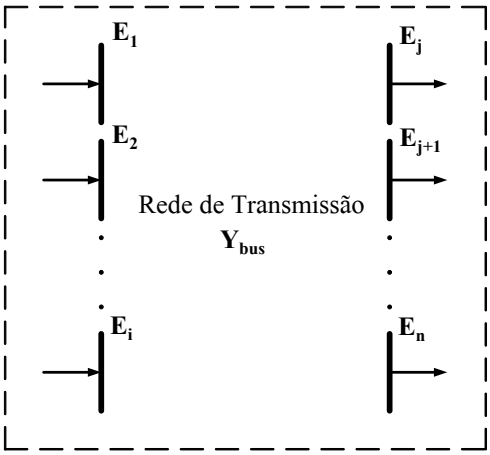

Figura 2.3: Representação da Rede de Transmissão.

A injeção de potência nas barras da rede pode ser calculada da seguinte maneira:

$$\mathbf{S} = diag(\mathbf{E})\Big((\mathbf{Y_{bus}E})\Big)^*, \tag{2.9}$$

onde, $\mathbf{E}$ é o vetor formado pelas tensões nas barras, $diag(\mathbf{E})$ é uma matriz diagonal formada pelas tensões nas barras e $\mathbf{Y_{bus}}$ é a matriz de admitância do sistema. A partir da equação (2.9) pode se concluir que a injeção de potência para um barra k pode ser calculada desta forma por:

$$\mathbf{S_k} = \mathbf{E_k}\Big(\sum_{m=1}^{n}(\mathbf{Y_{km}^{bus}E_m})\Big)^* \qquad \longrightarrow \qquad \mathbf{S_k} = E_k e^{j\theta_k}\Big(\sum_{m=1}^{n}(G_{km} - jB_{km})(E_m e^{-j\theta_m})\Big),$$

$$\mathbf{S_k} = E_k\Big(\sum_{m=1}^{n} E_m(G_{km} - jB_{km})(cos(\theta_{km}) + jsen(\theta_{km}))\Big),$$

$$\mathbf{S_k} = E_k\Big(\sum_{m=1}^{n} E_m\big(G_{km}cos(\theta_{km}) + B_{km}sen(\theta_{km})\big) + jE_m\big(G_{km}sen(\theta_{km}) - B_{km}cos(\theta_{km})\big)\Big). \tag{2.10}$$

As injeções de potência ativa e reativa são:

$$P_k = E_k\sum_{m=1}^{n} E_m\big(G_{km}cos(\theta_{km}) + B_{km}sen(\theta_{km})\big), \tag{2.11}$$

$$Q_k = E_k \sum_{m=1}^{n} E_m \big(G_{km} sen(\theta_{km}) - B_{km} cos(\theta_{km})\big). \tag{2.12}$$

Reescrevendo-as, temos:

$$P_k = E_k^2 G_{kk} + E_k \sum_{m=1;m\neq k}^{n} E_m \big(G_{km} cos(\theta_{km}) + B_{km} sen(\theta_{km})\big), \tag{2.13}$$

$$Q_k = -E_k^2 B_{kk} + E_k \sum_{m=1;m\neq k}^{n} E_m \big(G_{km} sen(\theta_{km}) - B_{km} cos(\theta_{km})\big). \tag{2.14}$$

Definindo,

$$D_{km} = E_k E_m G_{km}, \qquad C_{km} = E_k E_m B_{km}. \tag{2.15}$$

Por fim, as equações (2.13) (2.14) podem ser escritas por:

$$P_k = E_k^2 G_{kk} + \sum_{m=1;m\neq k}^{n} D_{km} cos(\theta_{km}) + C_{km} sen(\theta_{km}), \tag{2.16}$$

$$Q_k = -E_k^2 B_{kk} + \sum_{m=1;m\neq k}^{n} C_{km} sen(\theta_{km}) - D_{km} cos(\theta_{km}). \tag{2.17}$$

Nesta seção foi apresentado o cálculo dos fluxos de potência na linha e das injeções nas barras de um sistema; para maiores detalhes sugere-se consultar MONTICELLI (1983).

2.2 Máquina Síncrona

Nesta seção será apresentado o modelo matemático da máquina síncrona. Para produzir estes modelos são feitas suposições que estabelecem relações básicas entre seus elementos, caracterizando o comportamento da máquina durante um determinado tipo de perturbação. Assim, levando em consideração o tipo de análise a ser feito, modelos simplificados podem ser usados em situações apropriadas.

A figura (2.4) nos mostra um esquema típico de uma máquina síncrona de 2 pólos. A máquina é formada por um conjunto de enrolamentos trifásicos no estator e por enrolamentos de campo no rotor. A máquina também é constituída por um conjunto de enrolamentos amortecedores que tem a função de amortecer possíveis variações que ocorre devido a perturbações no funcionamento da mesma.

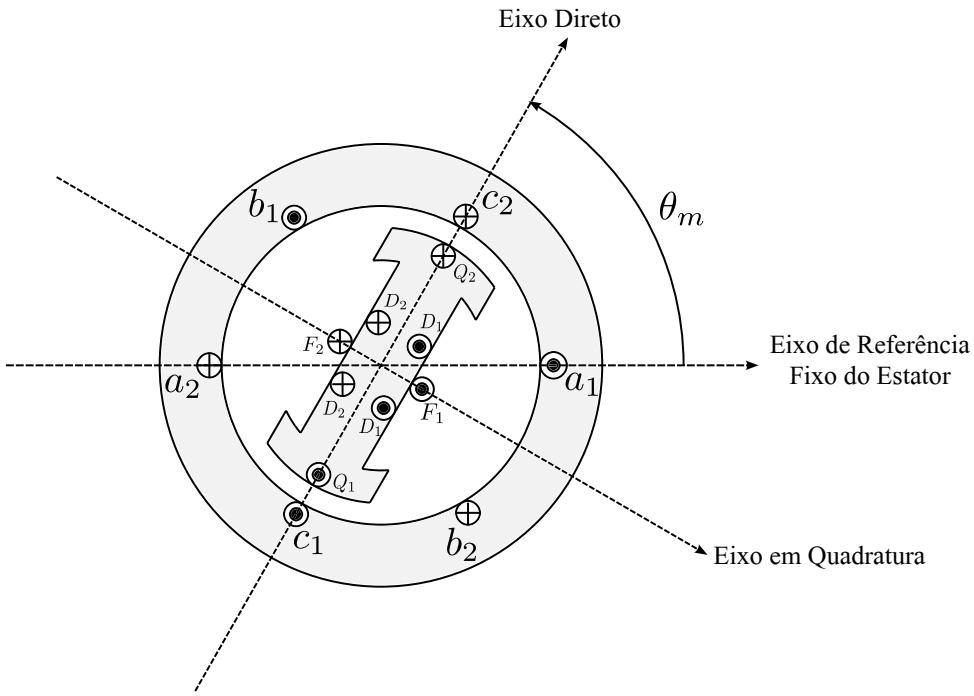

Figura 2.4: Modelo físico do gerador.

Com o objetivo de caracterizar o funcionamento da máquina síncrona, autores desenvolvem técnicas de aproximação reduzindo a máquina a modelos matemáticos simples. Na figura (2.5) é apresentado um circuito elétrico equivalente da mesma. Os modelos da máquina síncrona podem ser encontrado de forma mais detalhada em ANDERSON; FOUAD (2002), BOLDEA (2006), CONCORDIA (1951), KUNDUR (1994) e RAMOS; ALBERTO; BRETAS (2000).

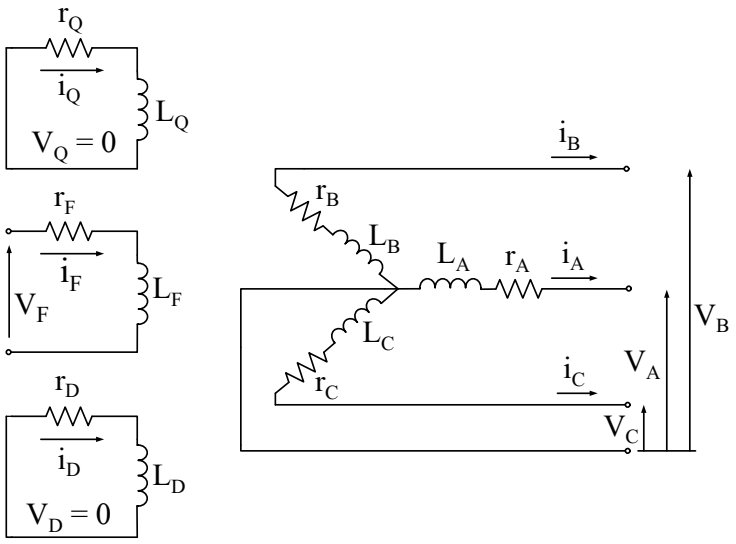

Figura 2.5: Circuito equivalente da máquina síncrona.

Em uma análise idealizada a partir de hipóteses simplificadoras obtêm-se modelos de equações que caracterizam de forma satisfatória o comportamento da máquina em determinados estudos. Assim, métodos analíticos são propostos e modelos são extraídos para determinado tipo de analise, sendo possível examinar o desempenho das máquinas. A seguir são apresentadas as equações algébricas e diferenciais referentes ao comportamento elétrico da máquina. A dedução desse conjunto de equações pode ser encontrada em KUNDUR (1994).

$$
\begin{aligned}
\dot{E'}_q &= \tfrac{1}{\tau_{do}}[E_{FD} - E'_q + (x_d - x'_d)I_d], \\
\dot{E'}_d &= \tfrac{-1}{\tau_{qo}}[E'_d + (x_q - x'_q)I_q], \\
V_q &= E'_q - rI_q + x'_d I_d, \\
V_d &= E'_d - rI_d + x'_q I_q, \\
P_e &= E'_q I_q + (x'_d - x'_q)I_q I_q.
\end{aligned}
\tag{2.18}
$$

No conjunto de equações (2.18), E'_q e E'_d são as tensões no estator equivalentes aos efeitos do fluxo concatenado do enrolamentos de campo; E_{FD} é a tensão no enrolamento de campo referida ao estator; I_q, I_d, V_q e V_d são as componentes da corrente e tensão respectivamente no estator na referência dq; τ_{qo} e τ_{do} são constantes de tempo de circuito aberto transitório de eixo em quadratura e direto respectivamente; x_q, x_d, x'_q e x'_d são as reatâncias transitória e síncrona respectivamente na referência dq e r a resistência por fase do estator.

A análise do comportamento dinâmico do gerador, além das propriedades elétricas, envolve propriedades mecânicas. Assim, a relação de conversão eletromecânica de energia

é estabelecida. Estas relações caracterizadas pela conversão de potência mecânica em potência elétrica são referentes ao movimento rotacional da máquina. A figura (2.6) mostra-nos um modelo simples da máquina onde está estabelecido o sistema de referência. Temos o angulo θ_m de referência entre o estator e o rotor do gerador e o ângulo δ_m sendo o ângulo entre a referência girante e o rotor.

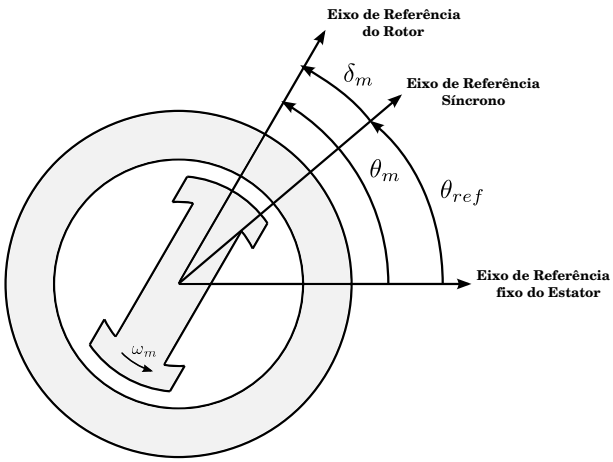

Figura 2.6: Sistema de Referência Síncrona.

De maneira simples se verifica que em ambos os referenciais as acelerações angulares são iguais, e como conseqüência podemos concluir que o sistema de referência girante é um sistema inercial, ou seja, para qual são válidas as leis de Newton. A equação dinâmica que descreve o comportamento de $\delta_{m(t)}$ em relação ao tempo é a mesma que descreve o comportamento de $\theta_{m(t)}$.

Para caracterizar o comportamento dinâmico do gerador de forma completa, além das equações elétricas apresentada, é necessário considerar os efeitos mecânicos. Assim, para estabelecer esta relação, se expressa às interações entre os conjugados elétricos (T_e) e mecânicos (T_m). A figura (2.7) ilustra a convenção dos conjugados adotada para a análise.

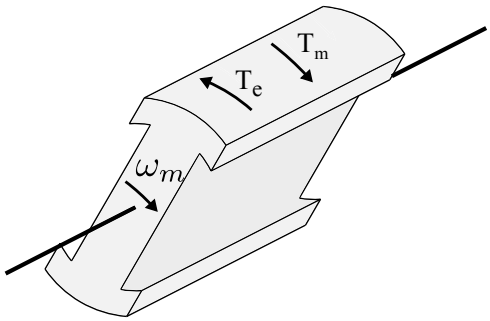

Figura 2.7: Conjugados no rotor do gerador.

Utilizando a segunda lei de Newton para movimentos rotacionais, ou seja, somatório dos conjugados externos é igual ao produto do momento de inércia pela aceleração angular, estabelece-se de forma algébrica a interação.

$$J\dot{\omega}_{m(t)} = \sum T_{ext} \qquad \longrightarrow \qquad J\dot{\omega}_{m(t)} = T_m - T_e. \tag{2.19}$$

Para estudos mais aprofundados é conveniente acrescentar na equação (2.19) um conjugado que traduza a interação do efeito dos enrolamentos amortecedores da máquina, esse conjugado é sempre no sentido contrário de rotação do rotor, assim, a equação (2.19) assume a seguinte forma:

$$J\dot{\omega}_{m(t)} = T_m - T_e - T_{(am)}. \tag{2.20}$$

Em estudos dinâmicos nos sistemas elétricos de potência, é interessante trabalhar com potência, uma vez que a determinação do conjugado é um processo complicado e a medida da potência é simples. É fácil demonstrar que a potência é dada pela relação da velocidade angular pelo conjugado ($P = \omega T$). Assim, a equação (2.20) torna-se:

$$J\omega_m\dot{\omega}_{m(t)} = P_m - P_e - T\omega_m. \tag{2.21}$$

Relembrando os conceitos da mecânica clássica, $J\omega$ é definido como sendo a quantidade de movimento angular M, ou seja, é a energia armazenada no movimento angular. Assim, denomina-se M de constante de inércia da máquina. Em estudos de estabilidade, estamos interessados na variação do ângulo elétrico, assim, faz-se necessário relacionar as equações da máquina com o ângulo elétrico da mesma. O ângulo elétrico se relaciona com o angulo mecânico da seguinte forma:

$$\delta_e = p\delta_m, \tag{2.22}$$

onde p é o número de pares de pólos magnéticos, δ_e é o ângulo elétrico e δ_m é o ângulo mecânico. Portanto, a equação que modela o comportamento dinâmico da máquina é:

$$\begin{aligned} \dot{\delta_e} &= \omega, \\ \dot{\omega} &= \tfrac{1}{M}\big(P_m - P_e - T\omega\big). \end{aligned} \tag{2.23}$$

A equação (2.23) é denominada equação de swing (balanço) da máquina síncrona. O conjunto de equações (2.23) combinado com o conjunto de equações (2.18) modela o comportamento dinâmico da máquina síncrona.

$$
\begin{aligned}
\dot{\delta}_e &= \omega, \\
\dot{\omega} &= \tfrac{1}{M}\big(P_m - P_e - T\omega\big), \\
\dot{E'}_q &= \tfrac{1}{\tau_{do}}[E_{FD} - E'_q + (x_d - x'_d)I_d], \\
\dot{E'}_d &= \tfrac{-1}{\tau_{qo}}[E'_d + (x_q - x'_q)I_q], \\
V_q &= E'_q - rI_q + x'_d I_d, \\
V_d &= E'_d - rI_d + x'_q I_q, \\
P_e &= E'_q I_q + (x'_d - x'_q)I_q I_q.
\end{aligned} \tag{2.24}
$$

Como mencionado anteriormente, os modelos são empregados de acordo com o estudo em questão, assim, simplificações podem ser feitas com a intenção de viabilizar a análise de forma simples. Por exemplo, se consideramos a hipótese que no modelo de equações (2.24) os efeitos transitórios são desprezíveis, que a variação de E'_q não é grande, que a tensão de campo não tem variações rápidas e que $x'_d = x'_q$, as equações da máquina podem ser escritas desta forma:

$$
\begin{aligned}
\dot{\delta}_e &= \omega, \\
\dot{\omega} &= \tfrac{1}{M}\big(P_m - P_e - T\omega\big), \\
V_q &= E'_q - rI_q + x'_d I_d, \\
V_d &= -rI_d + x'_q I_q, \\
P_e &= E'_q I_q.
\end{aligned} \tag{2.25}
$$

O conjunto de equações (2.25) é denominado de modelo clássico e vem sendo utilizado nos estudados de estabilidade transitória de forma satisfatória.

Capítulo 3

Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada

Os Sistemas Elétricos de Potência são projetados para fornecer energia aos grandes centros de carga, de forma eficiente e com alta confiabilidade. Esses sistemas, através das linhas de transmissão, levam energia das fontes geradoras até as cargas e, por razões econômicas e operacionais, são altamente interligados. Com essas interligações os sistemas obtêm uma série de benefícios, tais como, a distribuição da reserva de geração e a economia com o uso de grandes unidades eficientes sem sacrificar a confiabilidade. No entanto, surgem também desvantagens, pois distúrbios iniciados em determinadas áreas podem se propagar para todo o sistema, resultando em grandes apagões causados por falhas em cascatas (PADIYAR, 2007).

As grandes redes de transmissão são suscetíveis a falhas de diversas origens. Essas falhas podem dar origem a grandes problemas operacionais, tais como, instabilidade do sistema, perdas de transmissão, violações dos limites de tensão etc. Os problemas citados poderiam ser atenuados se as margens de transferência de potência fossem mantidas ou expandidas.

Neste capítulo, o conceito de Sistemas de Transmissão Flexíveis em Corrente Alternada (FACTS) e suas implicações nos Sistemas de Energia Elétrica são apresentadas. Assim, será exposto o conceito de compensação de linhas e as vantagens da sua utilização. Em seguida serão apresentados os dispositivos FACTS, mais especificamente, o dispositivo TCSC.

3.1 Compensação de Reativos em Sistema Elétricos de Potência

Em Sistemas Elétricos de Potência, a compensação de potência reativa é feita, em geral, através de capacitores ou compensadores estáticos de reativos. Qualquer que seja a natureza da compensação (série ou paralela), os capacitores são os elementos mais utilizados para este fim. As conseqüências da utilização da compensação e suas possíveis melhorias tem sido objeto de muitos estudos.

Capacitores instalados em paralelo podem estar permanentemente conectados à rede, ou não, fornecendo energia reativa à rede de acordo com as necessidades operacionais da mesma. A conseqüência dessa operação é a melhora no amortecimento das oscilações eletromecânicas e por conseqüência na estabilidade do sistema, na minimização das perdas na linha e na melhoria na regulação de tensão (NATARAJAN, 2005). Para evidenciar uma das melhorias da compensação paralela, considere o sistema mostrado na figura (3.1). Deseja mostrar as conseqüências da compensação nos limites de estabilidade das redes.

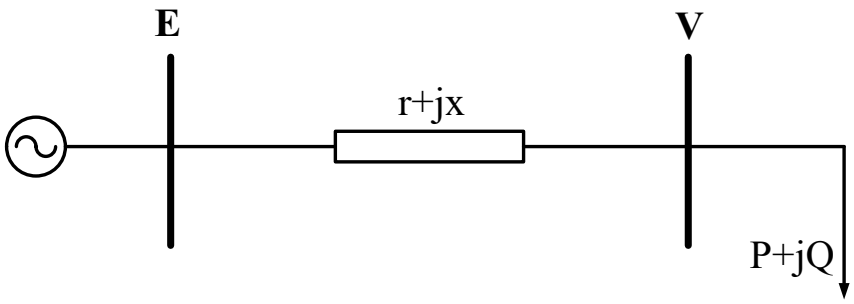

Figura 3.1: Sistema de duas barras.

A figura (3.1) nos mostra um sistema de energia alimentando um grande centro consumidor. O sistema é formado por duas barras, onde $\mathbf{E} = E\angle 0$, $\mathbf{V} = V\angle\theta$ são as tensões nas barras e $\mathbf{Z} = r + jx$ é a impedância da linha que conecta o sistema ao centro consumidor. As potências ativa e reativa pode ser assim calculada:

$$\begin{bmatrix} P \\ Q \end{bmatrix} = \frac{1}{r^2 + x^2} \begin{bmatrix} -rV^2 + rEVcos(\theta) - xEVsen(\theta) \\ -xV^2 + xVEcos(\theta) - rEVsen(\theta) \end{bmatrix}. \tag{3.1}$$

A partir da equação (3.1) uma equação que estabeleça uma relação direta entre o modulo da tensão da barra (V) que está conectado à carga e os parâmetros do sistema (P, Q, r, x, E) é obtida. Assim, isolando o $sen(\theta)$ e o $cos(\theta)$, temos:

$$cos(\theta) = \left(\frac{rP + xQ}{EV}\right) + \left(\frac{V}{E}\right), \tag{3.2}$$

$$sen(\theta) = \left(\frac{rQ - xP}{EV}\right). \tag{3.3}$$

Utilizando a relação fundamental da trigonometria, ou seja, $sen^2(\theta) + cos^2(\theta) = 1$, chegamos na seguinte expressão:

$$\left(\frac{(r^2 + x^2)(P^2 + Q^2)}{EV}\right) + \left(\frac{V^2}{E^2}\big(2rP + 2xQ - 1\big)\right) + \left(\frac{V^4}{E^2}\right) = 0. \tag{3.4}$$

Definindo $v = \dfrac{V}{E}$, $p = \dfrac{P}{E^2}$ e sabendo que ϕ é o angulo do fator de potência podemos por fim reescrever a equação (3.4) desta forma:

$$\Big((r^2 + x^2)p^2 sec^2(\phi)\Big) + v^2\Big(2p\big(r + xtag(\phi)\big) - 1\Big) + v^4 = 0. \tag{3.5}$$

Com a equação (3.5) podemos verificar a influência da compensação paralela nos limites de estabilidade de tensão. A figura (3.2) nos mostra a curva PV para diferentes valores de compensação paralela.

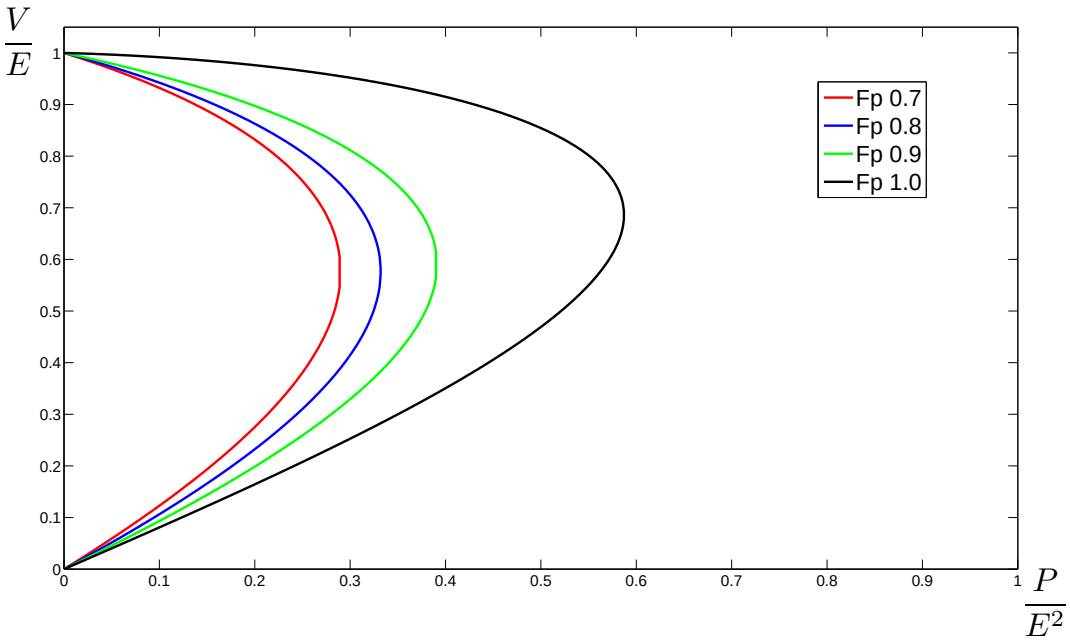

Figura 3.2: Curva PV - Compensação Paralela.

Pode-se observar na figura (3.2) a melhora nos limites de estabilidade de tensão, ou seja, quanto maior a compensação maior os limites de carregamento do sistema. Além dos limites de estabilidade, é possível constatar a diminuição das perdas. O diagrama vetorial apresentado na figura (3.3) nos mostra que a compensação paralela reduz a corrente elétrica que circula na linha de transmissão, e por conseqüência, reduz as perdas por efeito Joule.

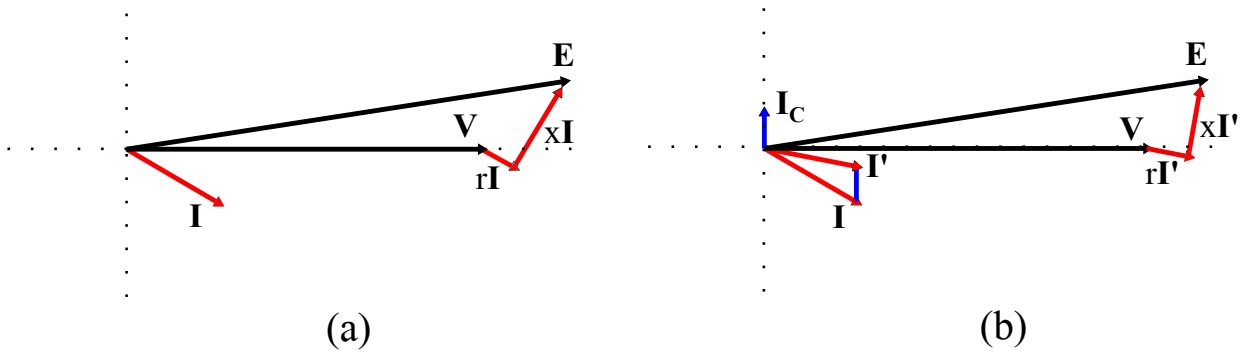

Figura 3.3: Diagrama vetorial do sistema: (a) sem compensação (b) com compensação paralela.

A compensação de reativos shunt, quando introduzida nos sistemas de potência, é, em geral, instalado perto dos centros consumidores. Em linhas longas, quando é utilizado para regulação de tensão, o compensador é instalado no meio da linha devido à característica do perfil de tensão desta linha (figura 3.4).

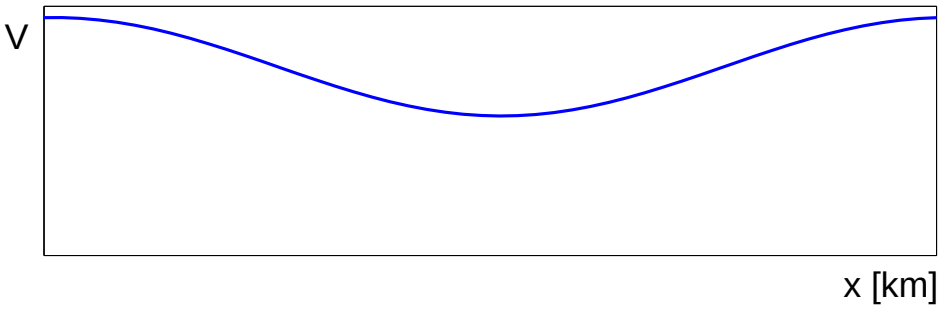

Figura 3.4: Perfil de tensão de um linha de transmissão em regime permanente.

A segunda forma de compensação de reativos é a compensação série, que consiste na conexão de capacitores ligados em série com a linha. A conexão em série com a linha produz efeitos muito benéficos ao sistema e faz deste tipo de compensação uma alternativa muito valiosa para a operação do sistema.

O capacitor conectado em série atua na linha de transmissão diminuindo a sua impedância série. Assim, a capacidade de transferência de potência é aumentada consideravelmente, na figura (3.5) ilustra-se este aumento. Como conseqüência deste aumento da capacidade de transmissão é a melhora da estabilidade do sistema. Trabalhos como KIMBARK (1966), NOROOZIAN et al. (2001) e GRUNBAUM; HALVARSSON; JONES (2010) por exemplo, vem demonstrando a eficiência desta compensação nos limites de estabilidade angular.

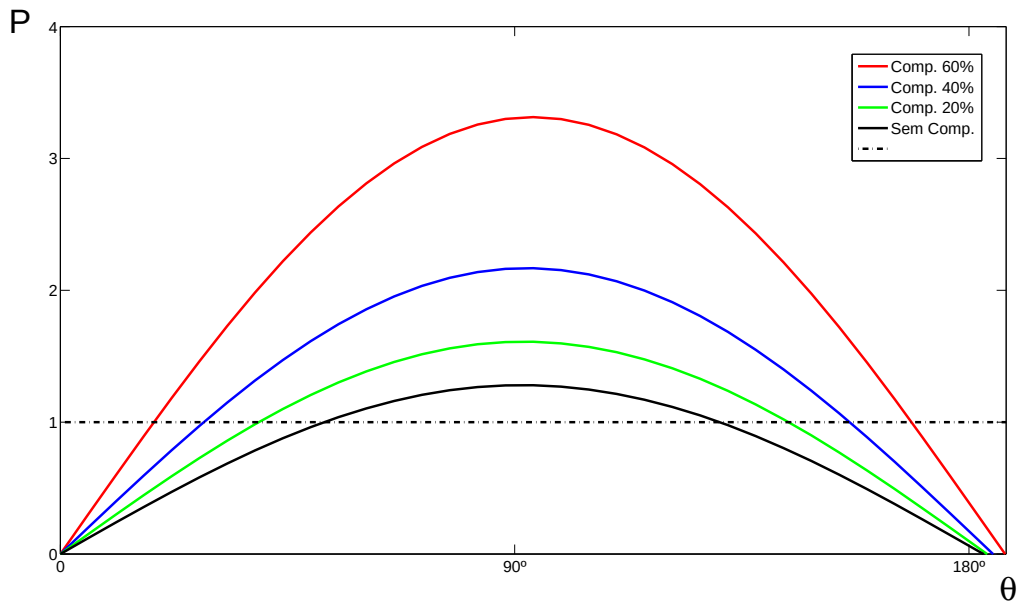

Figura 3.5: Curva Pθ - Compensação Série.

Utilizando a equação (3.5), é possível evidenciar a melhora nos limites de estabilidade de tensão como pode ser observado na figura (3.6). A compensação série também é uma solução viável para minimizar o efeito flicker bem como na melhoria da regulação de tensão.

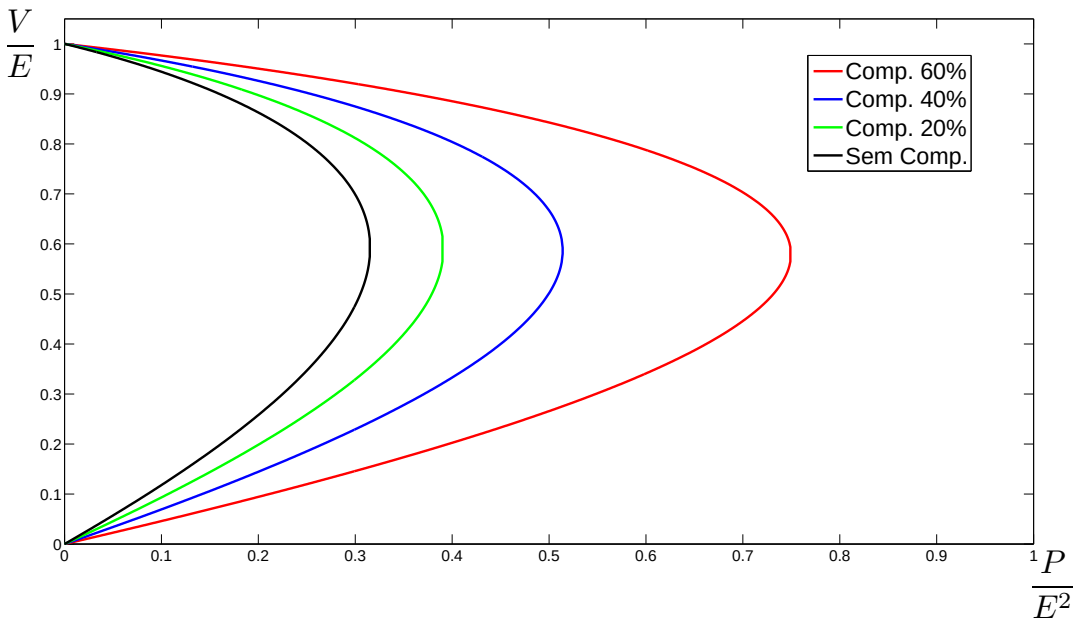

Figura 3.6: Curva PV - Compensação Série.

Como foi apresentado anteriormente, a compensação de reativos na forma convencional, trás muitos benefícios para o desempenho do sistema. Porém, o uso destas com-

pensações traz também algumas dificuldades como, por exemplo, a ressonância subsíncrona que pode ocorrer no sistema devido ao uso de capacitores conectados à linha de transmissão das redes de energia (NATARAJAN, 2005). Na busca de se ter os benefícios obtidos por estas compensações e minimizando os seus possíveis efeitos negativos uma família de componentes que fazem as funções da compensação de reativos, utilizando dos desenvolvimentos da eletrônica de potência, os componentes FACTS serão apresentados a seguir.

3.2 Dispositivos FACTS

Os dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) são oriundos dos avanços da indústria de semi-condutores de alta potência e têm a função de controlar os fluxos de potência nas linhas da rede durante as condições de regime permanente e de regime transitório. Os FACTS tornam a rede de energia eletronicamente controlada, alterando o modo de planejamento e operação das redes de transmissão (ACHA, 2004). Além disso, com este controle a rede pode se adaptar à mudanças das condições de operação causadas por contingências e variações de cargas.

Os dispositivos FACTS são definidos como sistemas de transmissão em corrente alternada que incorporam controladores estáticos utilizando, ou não, componentes de eletrônica de potência, para o controle e aumento da capacidade de transferência de potência (IEEE, 1997) nas linhas de transmissão de alta potência. Tais dispositivos também fornecem o controle de um ou mais parâmetros do sistema de transmissão.

Devido às muitas vantagens econômicas e técnicas, os dispositivos FACTS vêm recebendo grande investimentos de fabricantes de equipamentos e organizações de pesquisa. Vários dispositivos FACTS foram desenvolvidos, dentre os quais se destacam: compensadores séries controlados (CSC), comutadores de carga, reguladores do ângulo de fase (RAF), compensadores estáticos (SVC), e compensadores e controladores unificados de fluxo de potência (UPFC) (ACHA, 2004). A maioria desses dispositivos desempenha um papel útil durante a operação tanto em regime permanente quanto em regime transitório.

Os dispositivos FACTS podem ser classificados quanto a forma de conectá-los ao sistema e em relação do dispositivo de controle usado, como ilustrado na tabela (3.1):

Tipo de conexão	Impedância Variável	Conversor Fonte de Tensão (VSC)
série	TCSC TSSC GCSC	SSSC
Paralelo	SVC TSC	STATCOM
Série - Série	-	IPFC
Série-Paralelo	PST	UPFC

Tabela 3.1: Tipos de dispositivos FACTS.

Os dispositivos FACTS baseados em VSC (Conversor Fonte de Tensão) e que são formados por uma fonte de tensão, que pode ser uma bateria ou um capacitor com uma ponte retificadora, têm algumas vantagens sobre os tipos de dispositivos baseados em impedância variável. Por exemplo, o STATCOM é muito mais compacto do que um SVC e pode fornecer suporte de reativos mesmo em valores baixos de tensão do seu barramento, podendo ainda fornecer potência ativa se estiver conectado a uma fonte de energia ou de armazenamento de energia nos seus terminais DC (PADIYAR, 2007).

Os dispositivos em paralelo atuam na rede como uma reatância capacitiva variável fornecendo ou consumindo reativos de acordo com as necessidades do sistema. Estes dispositivos podem ser entendidos como fontes de tensão ou correntes conectados em paralelo com o sistema.

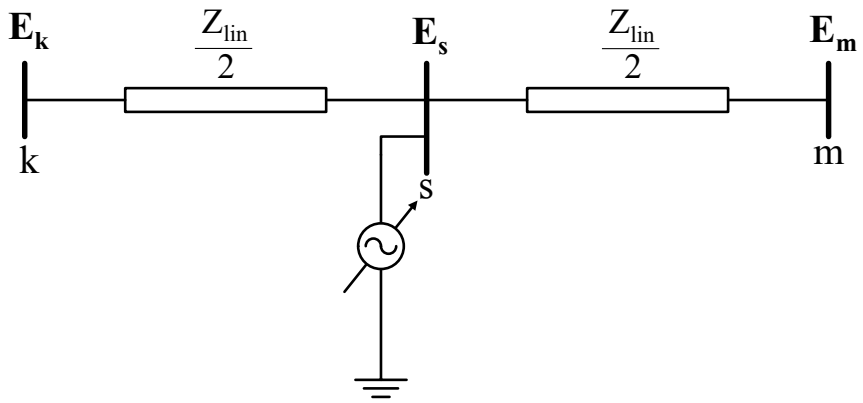

Figura 3.7: Dispositivo FACTS conectado em paralelo.

Os dispositivos conectados em paralelos podem controlar a tensão na barra mantendo os níveis de tensão dentro dos limites regulamentados. A figura (3.8) mostra a curva *PV* para um dispositivo SVC.

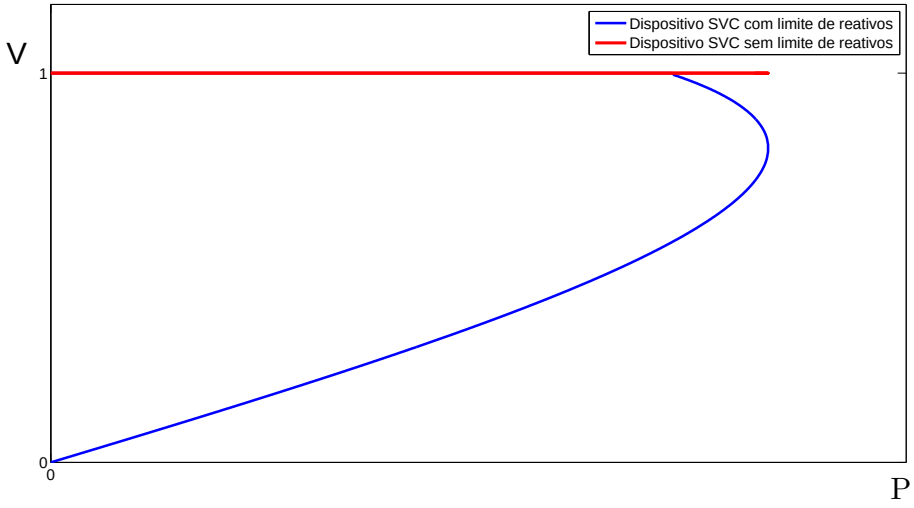

Figura 3.8: Curva PV - Dispositivo SVC.

Os dispositivos FACTS que atuam em série com a linha podem ser modelados como fontes de tensão ou corrente.

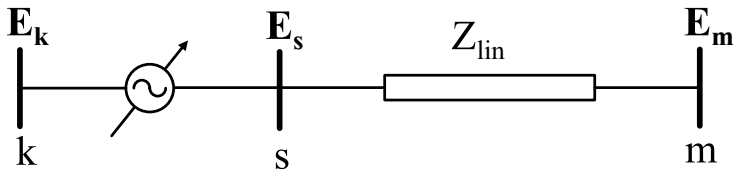

Figura 3.9: Dispositivo FACTS conectado em série.

Assim, os dispositivos série possibilitam controlar, de forma bem efetiva, o fluxo de potência em linhas específicas aumentando de forma significativa a quantidade de energia transportada pelo sistema. Estes dispositivos, se utilizados de forma correta, com estruturas de controle adequadas, podem contribuir no desempenho dinâmico do sistema.

Portanto, a rede elétrica recebe inúmeros benefícios com a implantação dos dispositivos FACTS, pois estes contribuem para o funcionamento adequado do sistema reduzindo perdas de energia e melhorando o perfil de tensão, maximizam a capacidade de transporte de energia das linhas, e aumentam o limite de estabilidade transitória e estabilidade a pequenas perturbações, aprimorando, como conseqüência, a segurança dinâmica do sistema (PADIYAR, 2007).

3.3 Dispositivos TCSC

O uso de capacitores conectados em série é uma solução eficaz e econômica para melhorar o fluxo de potência nas linhas de transmissão, permitindo uma série de melhorias no sistema, onde podemos destacar a compensação da reatância indutiva, a qual permite majorar a transferência de potência ativa reduzindo as perdas (CAMARGO, 2006). A utilização de capacitores em série é uma forma de alterar as capacidades de transmissão das linhas sem alterar as características físicas das mesmas. Entretanto, a aplicação do mesmo pode apresentar alguns inconvenientes, dentre os quais se destacam: ressonância subsíncrona, dificuldades de conseguir coordenação de proteção eficiente das linhas (FUCHS, 1979), etc..

O uso do controle de tiristores para compensação série torna-se muito interessante, uma vez que, com a possibilidade do controle rápido permite a melhoria na operação do sistema de energia. Justamente por isso, desenvolveu-se o TCSC, que é um dispositivo FACTS controlado a tiristor que tem como função variar o grau de compensação de forma rápida e contínua, obtendo rápidas variações de fluxos nas linhas a serem controladas.

O primeiro TCSC foi encomendado em 1991, para a subestação Rio Kanawha, em West Virginia, EUA (SYSTEMS, 2001). A sua função era compensar a linha de 345 KV e melhorar as margens de estabilidade durante uma interrupção do sistema paralelo de 765 kV. A subestação Rio Kanawha é operada manualmente a partir de uma central e

dependendo das condições de carga do sistema paralelo de 765 kV, o nível de compensação é selecionado de 0 a 60% em incrementos de 10% (SYSTEMS, 2001). Um protótipo maior trifásico de TCSC foi instalado em 1993, na subestação Slatt localizada no Norte do Oregon, EUA. Neste projeto, seis módulos de TCSC são ligados em série e são controlados para fornecer uma variação na impedância de -1,4 a 16 [Ω] (PADIYAR, 2007). Na tabela (3.2) apresentam se alguns dispositivos FACTS que estão atualmente em serviço.

Local	Ano da Instalação	Dispositivo Instalado
West Virginia - EUA	1991	TCSC
Slatt, EUA	1993	TCSC
Kayenta, EUA	1993	TCSC
Stöde, Sweden	1998	TCSC
Interconexão norte-sul , Brasil	1999	TCSC

Tabela 3.2: Locais onde foram instalados dispositivos FACTS.

3.3.1 Conceitos Básicos do Dispositivo TCSC

O TCSC pode oferecer vários benefícios para o sistema, podendo destacar: controle rápido e contínuo para vários níveis de transmissão, controle do fluxo de potência em linhas específicas permitindo a utilização ótima da rede, amortecimento das oscilações eletromecânicas inter-áreas, mitigação da ressonância subsíncrona, melhoria nos limites de estabilidade, redução da corrente de curto-circuito (MATHUR; VARMA, 2002).

Nesta seção descreveremos os conceitos básicos do dispositivo TCSC. A figura (3.10) mostra a configuração típica do dispositivo TCSC, onde o mesmo é formado por um capacitor fixo em paralelo com um reator controlado a tiristor (PADIYAR, 2007).

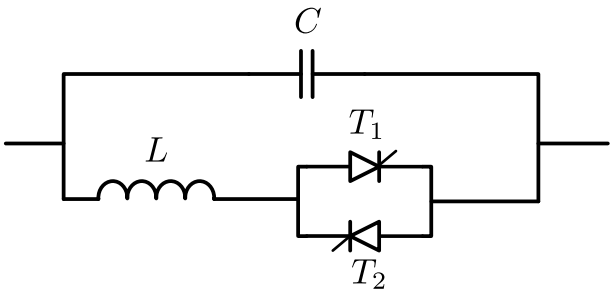

Figura 3.10: Configuração Típica do TCSC.

O reator controlado a tiristor (TCR) é um dispositivo formado por tiristores em série com um indutor.

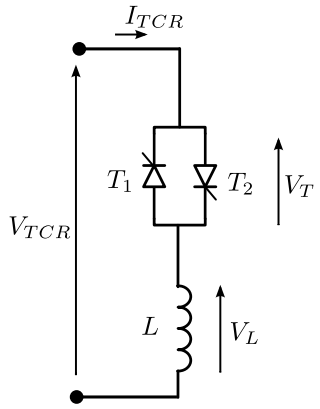

Figura 3.11: Reator Controlado a Tiristor.

A corrente no TCR flui na forma de pulsos descontínuos simétricos, figura (3.12). Uma vez o tiristor esteja em posição condução, o mesmo pode ser desligado de forma natural (corrente no tiristor passa naturalmente por zero) ou de forma forçada (o valor da corrente direta é forçado ao valor zero). A comutação forçada do tiristor é feita através de um circuito adicional de comutação e pode ser feita de seis formas diferentes ((i)comutação por pulso; (ii)comutação por pulsos ressonantes; (iii)comutação complementar; (iv)comutação por pulso externo; (v)comutação do lado da carga; (vi)comutação do lado da linha).

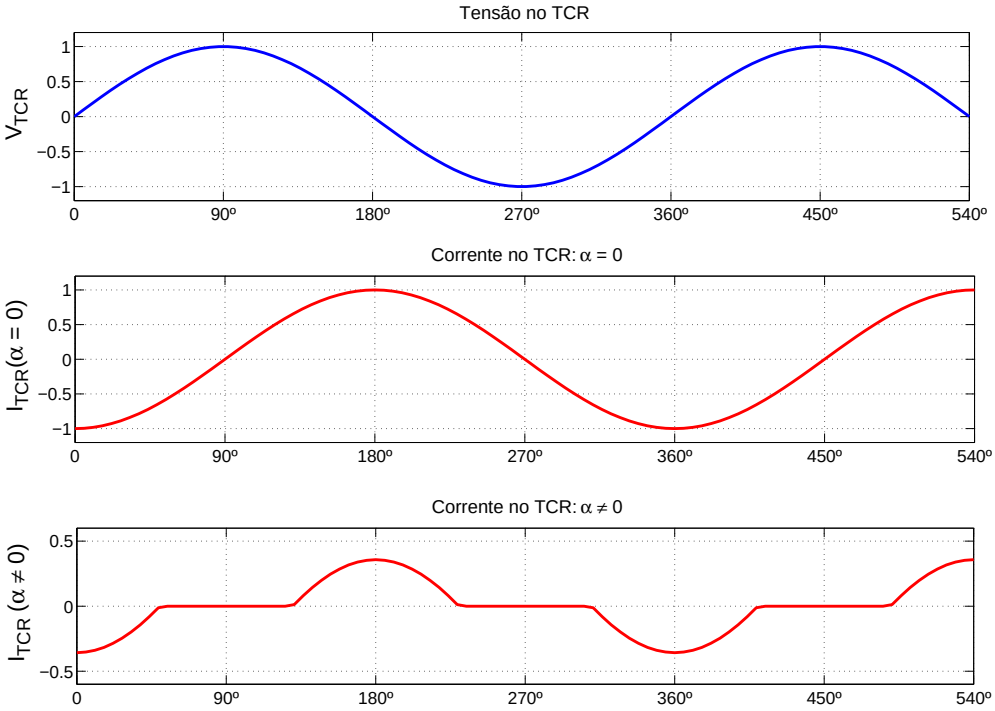

Figura 3.12: Forma de Onda da Tensão e Corrente no TCR.

O valor da reatância resultante no TCR é função do ângulo de disparo (α) do tiristor. A seguir será apresentada a obtenção da equação para calcular a reatância resultante do

TCR e por conseqüência a reatância resultante do TCSC; esta dedução foi retirada de MATHUR; VARMA (2002). Considere que as tensões nos terminais do TCR (V_{TCR}) tem a seguinte forma:

$$V_{TCR} = V sen(\omega t). \tag{3.6}$$

A corrente que circula no dispositivo pode ser assim calculada:

$$L\frac{di}{dt} - V_{TCR} = 0 \qquad \longrightarrow \qquad L\frac{di}{dt} - V sen(\omega t) = 0,$$

$$i(t) = \frac{1}{L}\int V sen(\omega t)dt. \tag{3.7}$$

Considerando o ângulo do disparo α, tem se:

$$i(t) = \frac{1}{L}\int_{\alpha/\omega}^{t} V sen(\omega t)dt \qquad \longrightarrow \qquad i(t) = \frac{V}{\omega L}\left(cos(\alpha) - cos(\omega t)\right). \tag{3.8}$$

Portanto, a corrente do TCR no intervalo de 0 a π pode ser assim definida:

$$i(t) = \begin{cases} \dfrac{V}{\omega L}\left(cos(\alpha) - cos(\omega t)\right), & \alpha \leq \omega t \leq \pi - \alpha \\ 0 \qquad\qquad , & \omega t < \alpha \quad e \quad \omega t > \pi - \alpha. \end{cases} \tag{3.9}$$

Utilizando a analise de Fourier para calcular as componentes fundamentais da corrente $i(t)$, temos:

$$i_1(t) = a_1 cos(\omega t) + b_1 sen(\omega t). \tag{3.10}$$

Devido a simetria da forma de onda da corrente $b_1 = 0$, a amplitude (a_1) é obtida desta forma por:

$$a_1 = \frac{2}{\pi}\int_0^{\pi} f(t)cos(\omega t)d(\omega t) \qquad \longrightarrow \qquad a_1 = \frac{2\omega}{\pi}\int_0^{\pi} i(t)cos(\omega t)dt. \tag{3.11}$$

Substituindo $i(t)$ na equação (3.11), tem se:

$$a_1 = \frac{2\omega}{\pi}\int_{\frac{\alpha}{\omega}}^{\frac{\pi-\alpha}{\omega}} \frac{V}{\omega L}\left(cos(\alpha) - cos(\omega t)\right) cos(\omega t)dt. \tag{3.12}$$

Portanto, resolvendo (3.12) e sabendo que $I_1(\alpha) = VB_{TCR}(\alpha)$, resulta:

$$B_{TCR}(\alpha) = \frac{1}{\omega L}\left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi}sen(2\alpha)\right). \tag{3.13}$$

Na figura (3.13) pode se visualizar a variação da susceptância resultante no terminal do TCR em função do ângulo de disparo α.

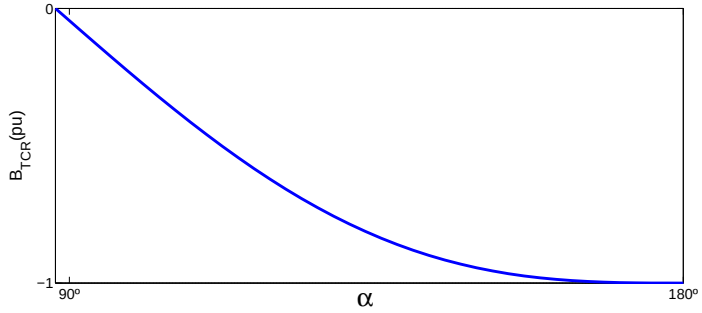

Figura 3.13: Curva característica da suceptância do TCR.

O valor da impedância resultante nos terminais do TCSC pode ser calculada fazendo o paralelo da reatância capacitiva com a reatância resultante do TCR:

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_{L(\alpha)}}{X_{L(\alpha)} - X_C}, \tag{3.14}$$

onde,

$$X_L(\alpha) = \frac{1}{B_{TCR}(\alpha)}. \tag{3.15}$$

Portanto, o TCSC possui um circuito LC paralelo ajustável e a reatância $X_L(\alpha)$ pode variar desde seu valor máximo (infinito) ao seu valor mínimo (ωL). O gráfico da figura (3.14) mostra a curva característica da reatância resultante nos terminais do TCSC em função do ângulo de disparo α.

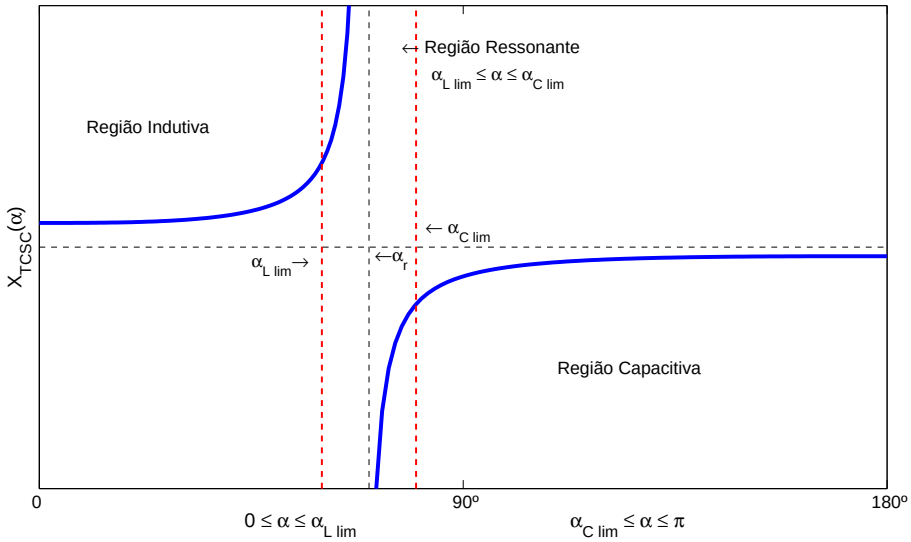

Figura 3.14: Curva característica da impedância equivalente do TCSC.

O TCSC pode variar a sua impedância em uma faixa de operação que está definida entre $0 \leq \alpha < \alpha_{Llim}$. Nesta faixa de operação o TCSC comporta se como uma reatância indutiva, e na faixa de $\alpha_{Clim} \leq \alpha < \pi$, comportando se então como uma reatância capacitiva. A região onde os valores de α estão compreendidos entre $\alpha_{Llim} \leq \alpha \leq \alpha_{Clim}$ é definida como região ressonante, pois nesse intervalo $X_L(\alpha)$ entra em ressonância com X_C e por conseqüência X_{TCSC} atinge valores elevados (HINGORANI; GYUGYI, 2000).

O TCSC apresenta três modos de operação a saber: (i) o modo by-pass do capacitor; (ii) o modo de bloqueio; e (iii) o modo de condução parcial (modo Vernier) (MATHUR; VARMA, 2002):

(i) Modo by-pass - O tiristor conduz continuamente resultando numa impedância equivalente com comportamento predominantemente de uma reatância indutância.

(ii) Modo de bloqueio - O TCR é bloqueado, assim o comportamento torna se agora como o de uma reatância capacitiva.

(iii) Modo de condução parcial (modo Vernier) - Neste modo o TCSC pode comportar-se como uma reatância capacitiva controlada ou como uma reatância indutiva controlada, não sendo possível realizar uma transição de um comportamento para o outro de modo suave devido à região ressonante.

Habitualmente, o TCSC opera na região capacitiva, ou seja, o modulo de X_C é maior que o modulo do $X_L(\alpha)$, assim compensando de forma capacitiva a linha. O capacitor do TCSC possui um dispositivo de proteção contra sobre-tensões, MOV (Metal Oxide Varistor), que é um resistor não linear (MATHUR; VARMA, 2002).

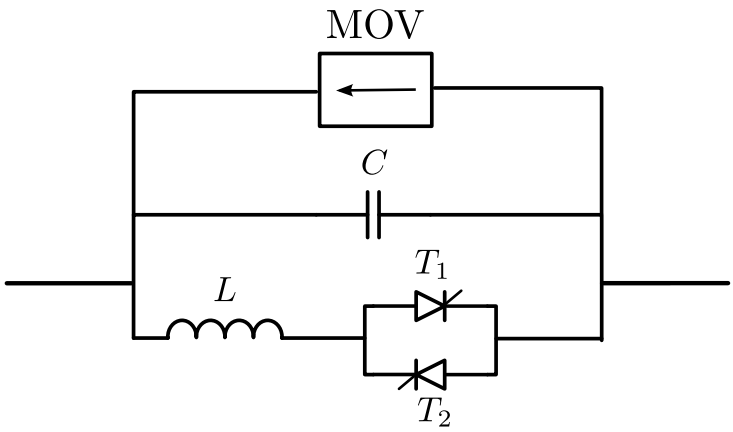

Figura 3.15: Configuração do TCSC com dispositivo de proteção MOV.

A implementação de um TCSC pode possuir vários estágios de compensação para obtenção de um melhor desempenho deste dispositivo (HINGORANI; GYUGYI, 2000).

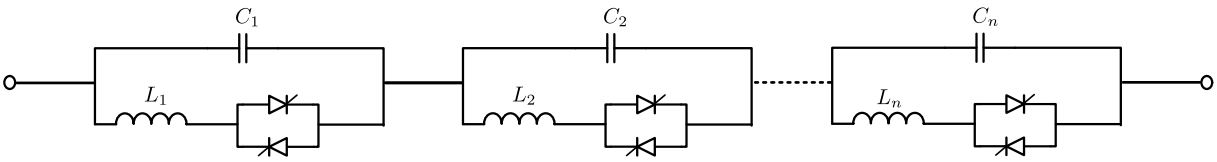

Figura 3.16: Configuração do TCSC com vários estágios de compensação.

3.3.2 Modelagem do dispositivo TCSC na Rede

O TCSC é representado na rede como sendo uma reatância capacitiva em série com a linha de transmissão. A figura (3.17) apresenta a linha de transmissão com o TCSC conectado em uma de suas extremidades.

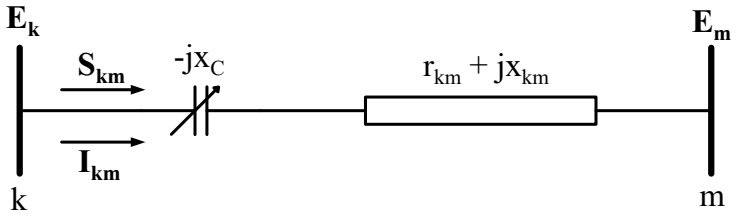

Figura 3.17: Linha de transmissão com o TCSC instalado.

Na figura (3.17), $\mathbf{E_k}$ e $\mathbf{E_m}$ são as tensões fasoriais nas barras, $\mathbf{Z_{km}}$ a impedância da linha e, $\mathbf{S_{km}}$, $\mathbf{I_{km}}$ são respectivamente a potência aparente e a corrente na linha. A corrente na linha de transmissão é calculada como se segue:

$$\mathbf{I_{km}} = \frac{\mathbf{E_k} - \mathbf{E_m}}{\mathbf{Z_{km}} - jx_C} = \frac{E_k e^{j\theta_k} - E_m e^{j\theta_m}}{r_{km} + j(x_{km} - x_C)}. \tag{3.16}$$

Pode-se expressar a tensão no TCSC da seguinte forma:

$$\mathbf{V_C} = -jx_C \mathbf{I_{km}}. \tag{3.17}$$

O TCSC pode ser modelado como uma fonte de tensão em série ou como uma fonte de corrente em paralelo com a linha, como mostrado na figura (3.18).

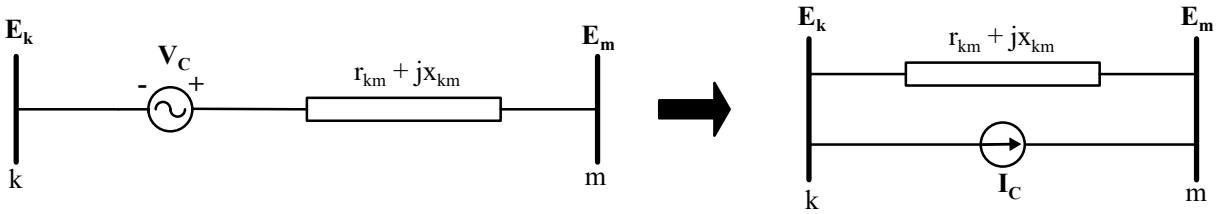

Figura 3.18: Transformação do TCSC de fonte de tensão para fonte de corrente.

Assim, $\mathbf{I_C}$ pode ser determinado da seguinte forma:

$$\mathbf{I_C} = \frac{\mathbf{V_C}}{\mathbf{Z_{km}}} = \frac{-jx_C\mathbf{I_{km}}}{r_{km} + jx_{km}} = \frac{-jx_C}{r_{km} + jx_{km}} \frac{E_k e^{j\theta_k} - E_m e^{j\theta_m}}{r_{km} + j(x_{km} - x_C)}. \tag{3.18}$$

Utilizando a modelagem do TCSC como fonte de corrente e calculando a potência transmitida na linha, define se $\mathbf{S'_{km}}$ e $\mathbf{I'_{km}}$ como sendo respectivamente a potência aparente e a corrente sem o efeito do TCSC, e $\mathbf{S_{kC}}$ a potência aparente injetada devido ao efeito do TCSC.

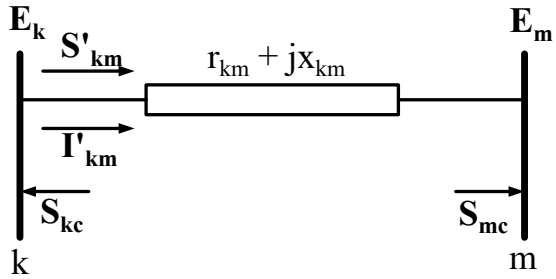

Figura 3.19: Modelo de injeção de potência.

A potência total será a soma fasorial da potência na linha sem o efeito do TCSC e com a potência injetada pelo TCSC.

$$\mathbf{S_{km}} = \mathbf{S'_{km}} - \mathbf{S_{kc}}. \tag{3.19}$$

A potência aparente na linha sem o efeito do TCSC é calculada como apresentado no capítulo 2 seção 2.1, sendo expressa da seguinte forma:

$$\mathbf{S'_{km}} = P_{km} + jQ_{km}, \tag{3.20}$$

onde,

$$\begin{bmatrix} P_{km} \\ Q_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{km}E_k^2 - g_{km}E_kE_m cos(\theta_{km}) - b_{km}E_kE_m sen(\theta_{km}) \\ -b_{km}E_k^2 + b_{km}E_kE_m cos(\theta_{km}) - g_{km}E_kE_m sen(\theta_{km}) \end{bmatrix}. \tag{3.21}$$

A potência aparente devido ao efeito do TCSC pode como conseqüência, ser calculada por:

$$\mathbf{S_{kC}} = \mathbf{E_k} \cdot (\mathbf{I_C})^*, \tag{3.22}$$

$$\mathbf{S_{kC}} = E_k e^{j\theta_k} \cdot \left(\frac{-jx_C}{r_{km} + jx_{km}} \cdot \frac{E_k e^{j\theta_k} - E_m e^{j\theta_m}}{r_{km} + j(x_{km} - x_C)} \right)^*,$$

$$\mathbf{S_{kC}} = E_k e^{j\theta_k} \cdot \left(\frac{jx_c}{r_{km} - jx_{km}} \cdot \frac{E_k e^{-j\theta_k} - E_m e^{-j\theta_m}}{r_{km} - j(x_{km} - x_C)} \right),$$

$$\mathbf{S_{kC}} = \frac{jx_C}{r_{km} - j(x_{km} - x_C)} \frac{E_k^2 - E_k E_m e^{j\theta_{km}}}{r_{km} - jx_{km}} = \frac{jx_C}{r_{km} - j(x_{km} - x_C)} (P_{km} + jQ_{km}). \tag{3.23}$$

Definindo,

$$\begin{cases} g'_{km} = \dfrac{r_{km}}{r_{km}^2 + (x_{km} - x_C)^2}, \\ b'_{km} = -\dfrac{x_{km} - x_c}{r_{km}^2 + (x_{km} - x_C)^2}. \end{cases} \tag{3.24}$$

Portanto, a equação (3.23) poderá ser reescrita da seguinte forma:

$$\mathbf{S_{kC}} = jx_c \cdot \big(g'_{km} + jb'_{km}\big) \cdot \big(P_{km} + jQ_{km}\big),$$

$$\mathbf{S_{kC}} = x_C \cdot \big[\big(- b'_{km} P_{km} - g'_{km} Q_{km}\big) + j\big(g'_{km} P_{km} - b'_{km} Q_{km}\big)\big]. \tag{3.25}$$

A potência total na linha será então a soma das equações (3.20) e (3.25),

$$\mathbf{S_{km}} = \big(P_{km} + jQ_{km}\big) + \big\{x_C \cdot \big[\big(- b'_{km} P_{km} - g'_{km} Q_{km}\big) + j\big(g'_{km} P_{km} - b'_{km} Q_{km}\big)\big]\big\},$$

$$\mathbf{S_{km}} = P_{km}\big[1 + x_C\left(-b'_{km} - g'_{km}\frac{Q_{km}}{P_{km}}\right)\big] + jQ_{km}\big[1 + x_C\left(-b'_{km} + g'_{km}\frac{P_{km}}{Q_{km}}\right)\big]. \tag{3.26}$$

Definindo,

$$\begin{cases} u = x_C \cdot \left(-b'_{km} - g'_{km}\dfrac{Q_{km}}{P_{km}}\right), \\ v = x_C \cdot \left(-b'_{km} + g'_{km}\dfrac{P_{km}}{Q_{km}}\right). \end{cases} \tag{3.27}$$

A equação 3.26 pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\mathbf{S_{km}} = \big[P_{km}(1+u)\big] + j\big[Q_{km}\cdot(1+v)\big] = P^t_{km} + jQ^t_{km}, \tag{3.28}$$

onde,

$$\begin{cases} P^t_{km} &= P_{km}\cdot(1+u), \\ Q^t_{km} &= Q_{km}\cdot(1+v). \end{cases} \tag{3.29}$$

Anteriormente apresentou se as equações que regem o fluxo de potência ativa e reativa na linha considerando as perdas na rede. A seguir serão apresentadas as mesmas relações, mas agora considerando a linha sem perdas ($r = 0$).

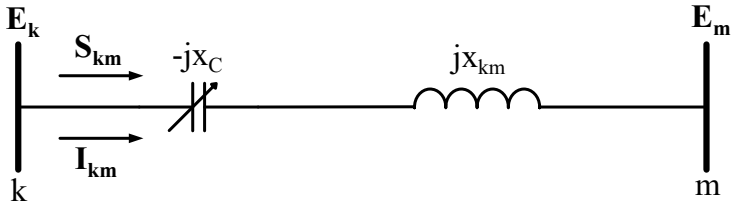

Figura 3.20: Linha de transmissão sem perdas considerando TCSC.

A potência aparente na linha é calculada de acordo com a equação (3.28):

$$\mathbf{S_{km}} = \left[P_{km}\cdot\left(1+\left(\frac{x_C}{x_{km}-x_C}\right)\right)\right] + j\left[Q_{km}\cdot\left(1+\left(\frac{x_C}{x_{km}-x_C}\right)\right)\right], \tag{3.30}$$

onde,

$$\begin{bmatrix} P_{km} \\ Q_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(\frac{1}{x_{km}}\right)E_kE_m sen(\theta_{km}) \\ \left(\frac{1}{x_{km}}\right)E_k^2 - \left(\frac{1}{x_{km}}\right)E_kE_m cos(\theta_{km}) \end{bmatrix}. \tag{3.31}$$

Definindo,

$$\begin{cases} b_{km} &= \dfrac{1}{x_{km}}, \\ u &= \dfrac{x_{km}}{(x_{km}-x_C)}. \end{cases} \tag{3.32}$$

Portanto, pode se escrever a equação (3.30) desta forma:

$$\mathbf{S_{km}} = ub_{km}\text{sen}(\theta_{km}) + jub_{km}\big(E_k^2 - E_k E_m \cos(\theta_{km})\big),$$

$$\mathbf{S_{km}} = uP_{km} + juQ_{km}. \tag{3.33}$$

A equação (3.33) determina o fluxo de potência na linha de transmissão, onde P_{km} e Q_{km} são as potência ativa e reativa na linha sem o efeito do TCSC.

3.4 Controle de dispositivos TCSC

Os Dispositivos TCSC trazem inúmeros benefícios para a operação e controle do sistema, e devido a isso uma quantidade significativa de pesquisa sobre as aplicações desses dispositivos vem sendo desenvolvidos. A idéia de controlar de forma dinâmica dispositivos séries não é nova; KIMBARK (1966) já propunha tais controladores e mostrava que tais controle levavam a uma melhoria significativa dos limites de estabilidades transitória do sistema.

Da família dos FACTS o TCSC é um dos compensadores dinâmicos mais eficazes, pois oferece a possibilidade de um ajuste flexível e de forma rápida e confiável, possibilitando a aplicação de teorias avançadas no projeto de controladores desta família. A figura (3.21) mostra um esquema de controle convencional (PADIYAR, 2007) formado por uma malha de controle transitório, que pode ter a função de amortecer as oscilações eletromecânicas e/ou melhorar os limites de estabilidade transitória, e por uma malha de controle do fluxo de potência em regime permanente.

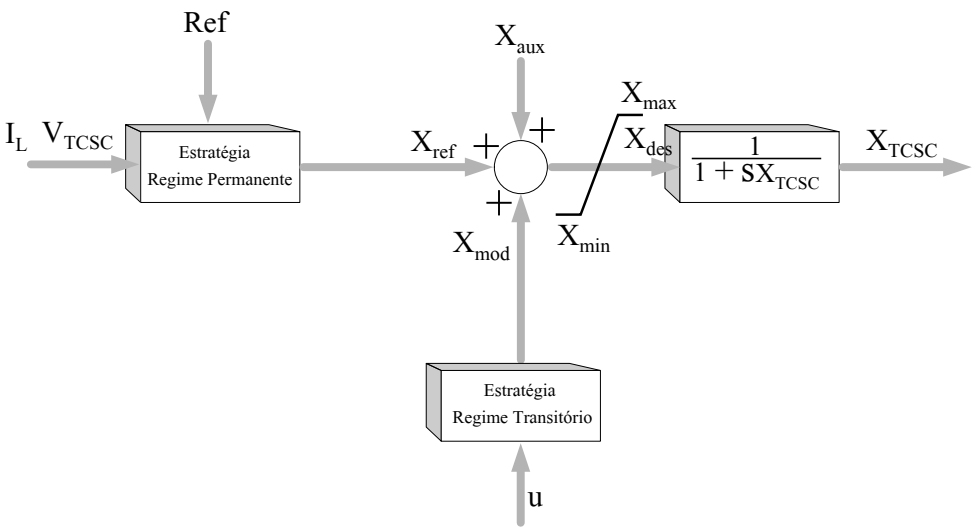

Figura 3.21: Estratégia de Controle para o TCSC

Os controles dos dispositivos TCSC são desenvolvidos com funções especificas, por exemplo, alguns desenvolvem o controle apenas para o amortecimento das oscilações

eletromecânicas ou para atender aos limites de estabilidade transitória ou uma combinação dos dois. Podemos encontrar vários trabalhos que desenvolvem a malha de controle considerando apenas a sua atuação na estabilidade transitória (PASERBA et al., 1995), (NELSON et al., 1996), (DEL ROSSO; CANIZARES; DONA, 2003), (CHUNLIN; XIANGNING, 2009).

Uma parte considerável de controladores desenvolvidos para dispositivos TCSC estão preocupados apenas com o amortecimento das oscilações eletromecânicas e apresentam diferentes técnicas com este objetivo (YANG; LIU; MCCALLEY, 1998b), (SUBRAMANIAN; DEVI, 2010). Muitas teorias de controles vêm sendo usadas: (i)técnicas de otimização foram aplicadas para garantir que o controle se adaptaria a diversas condições de operação (TARANTO; CHOW, 1995), (FAN; FELIACHI, 2001); (ii)técnicas através da análise de autovalores (NOROOZIAN; ADERSSON, 1994) (DOLAN; SMITH; MITTELSTADT, 1995b) (ROUCO; PAGOLA, 1997) e posicionamentos de pólos (CHEN et al., 1995) (LIU; VITTAL; ELIA, 2005) são utilizadas para fornecer os parâmetro do controle do TCSC otimizando seu desempenho.

Além das técnicas empregadas com a intenção de amortecer as oscilações, existem técnicas que tem como propósito combinar as funções, ou seja, atuar tanto no amortecimento das oscilações eletromecânicas como no de amortecer as oscilações na estabilidade transitória do sistema (CHOI; JIANG; SHRESTHA, 1996). Em CHOI; JIANG; SHRESTHA (1996), um compensador é proposto para um sistema multi-máquinas, com a enésima maquina sendo um barramento infinito e o compensador com uma combinação entre TSC e um TCR. O papel do TCR era amortecer as oscilações eletromecânicas enquanto o TSC tinha o papel de estabilizar o sistema para grandes variações de potência.

Para desempenhar as suas funções, os controladores são projetados utilizando varias técnicas as quais se destacam: (i) técnicas Lineares, (ii) técnicas não lineares, (iii) técnicas de controle inteligentes, etc.. A seguir apresenta se resumidamente os princípios gerais de tais técnicas:

(i) Técnicas Lineares: estes técnicas utilizam para seu projeto, pontos de operação específicos. Eles são eficazes no amortecimento das oscilações nas condições de operação pré-definidas. Quando as condições de operação mudam, no entanto, o bom desempenho não pode ser garantido.

(ii) Técnicas não lineares: para o projeto de controladores baseados nessa abordagem, varias técnicas de controle não linear são aplicadas dentre elas destacando: geometria diferencial, métodos da função de energia, etc. Nestes esquemas as não linearidades do sistema são consideradas. No entanto, eles geralmente têm suas desvantagens. Por exemplo, podem propor leis de controle formadas por sinais de controle não usuais e de difícil síntese.

(iii) Estratégias inteligentes, incluindo as teorias fuzzy, Algoritimos Geneticos e etc, vêm sendo largamente utilizados no projeto de controladores TCSC. Principalmente devido às suas características de inteligência, robustez, auto-adaptabilidade e tolerância a falhas.

A coordenação entre vários controladores para o TCSC podem ser empregadas para melhorar o desempenho destes dispositivos (TARANTO et al., 1995) (CLARK; FARDANESH; ADAPA, 1995). Assim esses esquemas de controles são propostos com o intuito de que esses vários controladores operem de forma conjunta, sem que os mesmo afetem uns aos outros negativamente. Na maioria dos casos multi-controladores são projetados e otimizados simultaneamente para evitar possível interação adversa entre eles.

Capítulo 4

Função Energia Generalizada

Os métodos de análise de estabilidade têm uma longa história na análise de estabilidade de sistemas realimentados não lineares. Eles foram estabelecidos pela teoria de Lyapunov, ficando também conhecidos como métodos diretos. Métodos diretos se baseiam em um conceito análogo ao de energia, ou seja, através de uma função escalar, obtém-se conclusões a respeito do comportamento dinâmico do sistema sem a necessidade da resolução das equações diferenciais que modela o sistema. A existência de uma função de Lyapunov é uma condição suficiente para provar a estabilidade de sistemas não lineares em malha aberta.

A teoria de Lyapunov foi desenvolvida para sistemas sem entrada e aplicada tradicionalmente em sistemas em malha fechada, ou seja, sistemas em que o controle já foi desenvolvido. No entanto, as Funções de Lyapunov são boas ferramentas de projeto fornecendo diretrizes para escolhas de sinais de realimentação, na medida em que se impõem restrições, tais como a derivada da função ser negativa ao longo das trajetórias, na construção da realimentação apropriada. Esta idéia não é nova, mas tornou-se ainda mais importante quando a Função de Lyapunov de Controle (FLC) foi desenvolvida. A existência da FLC é uma condição necessária e suficiente para que um sistema torne-se estabilizável via realimentação contínua. Entretanto o grande obstáculo da FLC é encontrar uma Função de Lyapunov usual para o sistema em questão, levando em consideração ainda que a FLC não fornece estimativas ótimas da região de estabilidade (SILVA; ALBERTO; BRETAS, 2010).

Com a intenção de transpor as dificuldades impostas pela Função de Lyapunov de Controle, o conceito de Função Energia Generalizada de Controle (FEGC) é proposto em SILVA et al. (2009) com o objetivo de projetar leis de controle estabilizantes para sistemas não lineares, mesmo quando a derivada da função energia é positiva em alguma regiões limitadas do espaço de estados, e de fornecer uma estimativa da região de estabilidade do sistema em malha fechada.

4.1 Conceitos Preliminares

Nesta seção serão apresentadas as definições relevantes para o estudo de estabilidade em sistemas não lineares e em particular para o entendimento dos conceitos relacionados a Função Energia Generalizada e a Função Energia Generalizada de Controle.

Considere o seguinte sistema não linear autônomo:

$$\dot{x} = f(x), \tag{4.1}$$

onde x é o vetor de variáveis de estado, $x \in \mathbb{R}^n$ e $f : \mathbb{R}^n \longrightarrow \mathbb{R}^n$ uma função de classe C^1. Esta condição garante a existência e unicidade das soluções da equação diferencial (4.1). Uma função $f : \mathbb{R}^n \longrightarrow \mathbb{R}^n$ de classe C^1 se é contínua e sua derivada é contínua em todos os pontos de $\mathbb{R}^n$. Uma solução particular de (4.1) iniciando em x_0, no instante t_0, é denotada por $\varphi(t, x_0)$.

Definição 4.1.1 (Pontos de Equilíbrio)**.** *Um ponto x_0 é um ponto de equilíbrio do sistema (4.1) se $f(x_0) = 0$.*

Definição 4.1.2 (Ponto de equilíbrio estável)**.** *Um ponto x^* é um ponto de equilíbrio estável do sistema (4.1) se dado um $\varepsilon > 0$ (arbitrariamente pequeno), existe um $\delta = \delta(\varepsilon)$ tal que se $\| x_0 - x^* \| < \delta$ então $\|\varphi(t, x_0) - x^*\| < \varepsilon$ para todo $t \geq t_0$.*

A interpretação geométrica desta definição pode ser visualizada na figura (4.1). O ponto de equilíbrio é estável se, para valores suficientemente pequenos de perturbações iniciais, as soluções permanecem em uma vizinhança arbitrariamente pequena do ponto de equilíbrio.

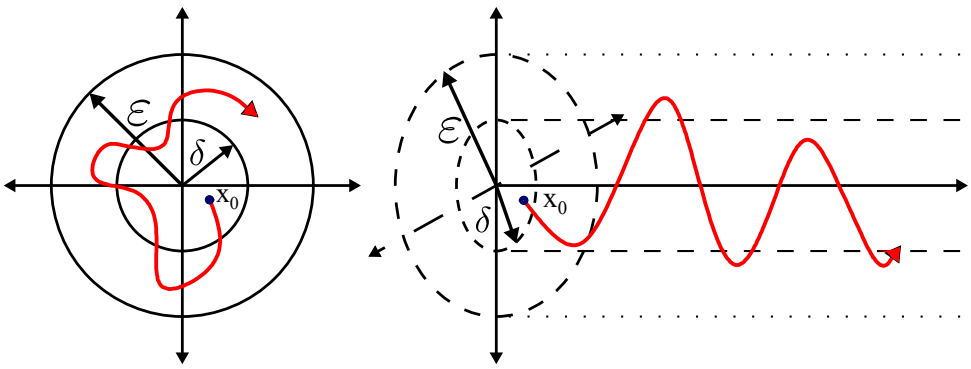

Figura 4.1: Estabilidade de Pontos de Equilíbrio.

Definição 4.1.3 (P. de equil. Assintoticamente estável)**.** *Um ponto x^* é um ponto de equilíbrio assintoticamente estável se é estável e se existe um $\delta > 0$, tal que $\lim_{t\to\infty} \|\varphi(t, x_0)\| = 0$ para qualquer $\| x_0 - x^* \| < \delta$.*

A figura (4.2) mostra a interpretação geométrica desta definição, ou seja, o ponto de equilíbrio do sistema é assintoticamente estável, se é estável, e para valores suficientemente pequenos de perturbações iniciais as soluções convergem para o ponto de equilíbrio quando $t \to \infty$.

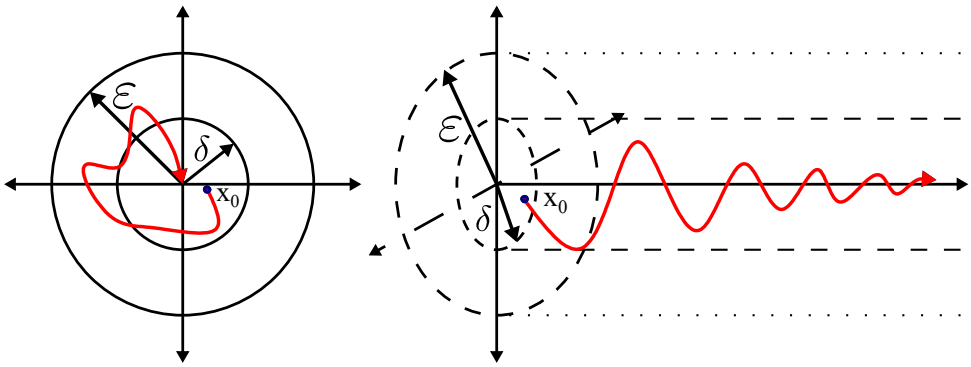

Figura 4.2: Estabilidade de Pontos de Equilíbrio Assintótico.

Definição 4.1.4. *Uma função contínua $V : \mathbb{R}^n \longrightarrow \mathbb{R}$ é* ***localmente definida positiva*** *se e somente se $V(0) = 0$ e se existir uma constante real $r > 0$, tal que $V(x) > 0$ para qualquer $x \in B_r - \{0\}$; e,* ***localmente semidefinida positiva*** *se e somente se $V(x) \geq 0$ para qualquer $x \in B_r - \{0\}$. Onde $B_r = \{x \in \mathbb{R}^n : \|x\| < r\}$ é a bola aberta com o centro na origem de raio r.*

Definição 4.1.5. *Uma função contínua $V : \mathbb{R}^n \longrightarrow \mathbb{R}$ é* ***localmente definida negativa*** *se $-V$ for localmente definida positiva; e, é* ***localmente semidefinida negativa*** *se $-V$ for localmente semidefinida positiva.*

4.1.1 Função Lyapunov de Controle

O segundo método de Lyapunov, também conhecido como o método direto, é baseado em um conceito análogo ao de função energia, e permite tirar conclusões para o sistema sem a necessidade de resolver as equações dinâmicas do mesmo.

Teorema 4.1.1 (Teorema de Lyapunov)**.** *Seja V: $\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ uma função de classe C^1. Suponha que a origem seja um ponto de equilíbrio do sistema (4.1). V é uma função de Lyapunov se as seguintes condições forem satisfeita:*

(i) *V é localmente definida positiva,*

(ii) *$\dot{V}$ é localmente definida negativa.*

O Teorema de Lyapunov fornece uma condição suficiente para estabilidade assintótica da origem (KHALIL, 2001), porém não nos fornece um método sistemático para encontrar a Função de Lyapunov. Podemos observar na figura (4.3) que a Função de Lyapunov é uma função decrescente ao longo das trajetórias do sistema e que o valor de V tende para zero à medida que t tende para o infinito.

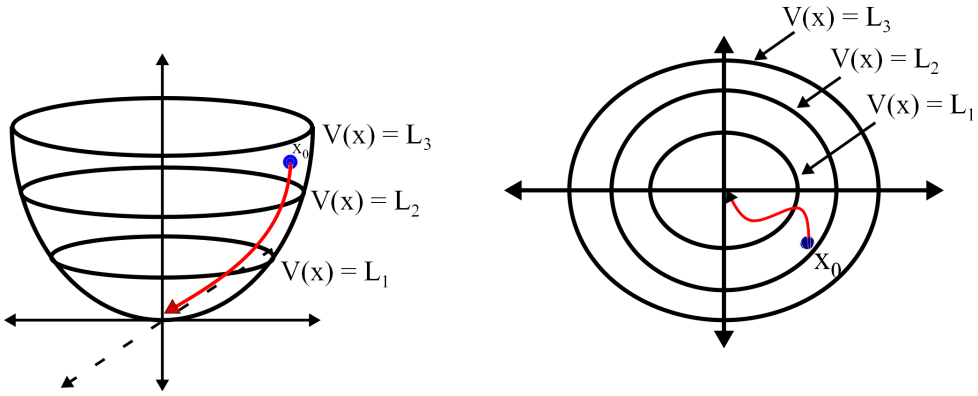

Figura 4.3: Interpretação Geométrica da Função de Lyapunov.

Teorema 4.1.2 (Princípio de Invariância de LaSalle). *Sejam $f\colon \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^n$ e $V\colon \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ funções de classe C^1. Seja L uma constante real tal que $\Omega_L = \{x \in \mathbb{R}^n : V(x) < L\}$ seja limitado. Admita que $\dot{V} \leq 0$ para todo $x \in \Omega_L$ e defina $E := \{x \in \Omega_L : \dot{V}(x) = 0\}$. Seja M o maior conjunto invariante contido em E. Então, toda solução de (4.1) iniciando em Ω_L converge para M quando $t \longrightarrow \infty$.*

A interpretação Geométrica do Princípio de Invariância é apresentada na figura (4.4). O conjunto Ω_L é limitado, a linha em amarelo é o conjunto E onde a derivada da Função de Lyapunov é igual a zero. As soluções iniciando em Ω_L não saem de Ω_L e tendem para M o maior conjunto invariante contido em E.

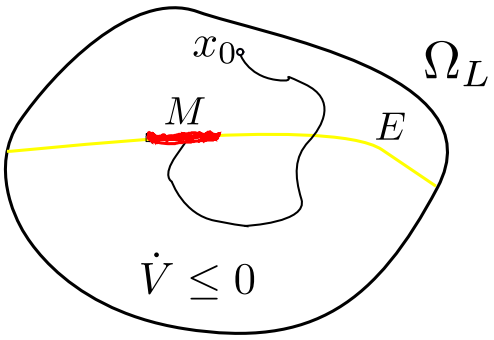

Figura 4.4: Interpretação Geométrica do Princípio de Invariância de LaSalle.

Com a intenção de tratar uma classe maior de sistemas dinâmicos RODRIGUES; ALBERTO; BRETAS (2000) propuseram uma Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle. As condições menos restritivas desta extensão permitem tratar problemas que

não admitem funções escalares satisfazendo as condições do princípio de invariância usual (ALBERTO, 2000).

Teorema 4.1.3 (Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle)**.** *Sejam $f\colon \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}^n$ e $V\colon \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ funções de classe C^1. Seja L uma constante real tal que $\Omega_L = \{x \in \mathbb{R}^n : V_{(x)} < L\}$ seja limitado. Seja $C := \{x \in \Omega_L : \dot{V}_{(x)} > 0\}$ e admita que $sup_{x\in C} V_{(x)} = l < L$. Defina $\Omega_l = \{x \in \Omega_L : V_{(x)} \leq l\}$ e $E := \{x \in \Omega_L : \dot{V}_{(x)} = 0\} \bigcup \Omega_l$. Seja B o maior conjunto invariante de (4.1) contido em E. Então, toda solução iniciando em Ω_L converge para o conjunto B quando $t \longrightarrow \infty$. Além disto, se $x_0 \in \Omega_L$, então $\varphi_{(t,x_0)} \in \Omega_L$ para todo $t \geq 0$ e $\varphi_{(t,x_0)}$ tende para o maior conjunto invariante de (4.1) contido em Ω_l.*

Na figura (4.5), apresenta-se a interpretação geométrica da Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle. De acordo a extensão do princípio de invariância de LaSalle o conjunto Ω_L é limitado. A linha amarela é o conjunto E onde a derivada é igual a zero. No conjunto C a derivada da função V é maior que zero e por hipótese, este conjunto nunca atinge a fronteira de Ω_L. As soluções iniciando em Ω_L não saem de Ω_L e tendem para o maior conjunto invariante contido em E que em particular, esta contido em Ω_l. Assim, uma vez as soluções contidas em Ω_l, não saem deste conjunto no qual é uma estimativa do atrator.

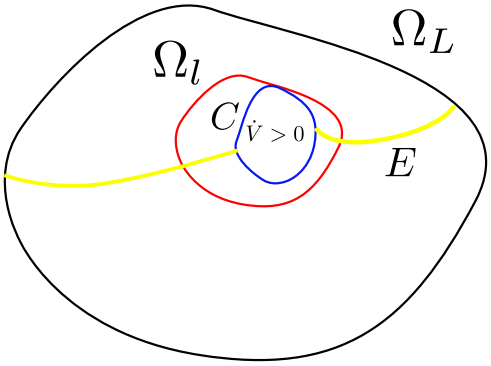

Figura 4.5: Interpretação Geométrica da Extensão Princípio de Invariância de LaSalle.

Considere agora o seguinte sistema autônomo controlado:

$$\dot{x}(t) = F(x, u), \tag{4.2}$$

onde $x \in \mathbb{R}^n$ é vetor de variáveis de estado do sistema, $u \in \mathbb{R}^m$ é a entrada de controle e $F : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \longrightarrow \mathbb{R}^n$ é uma função de classe C^1. Suponha que a origem seja um ponto de equilíbrio do sistema em malha aberta ($u = 0$), isto é, $F(0, 0) = 0$. Deseja-se obter uma lei de realimentação $u = h(x)$, tal que a origem do sistema em malha fechada (4.3) seja assintoticamente estável.

$$\dot{x}(t) = F(x, h(x)). \tag{4.3}$$

Definição 4.1.6 (Função de Lyapunov de Controle). *(SILVA et al., 2009) Uma função $V : \mathbb{R}^n \times \mathbb{R}^m \longrightarrow \mathbb{R}$, de classe C^1, é uma função de Lyapunov de Controle (FLC) do sistema (4.2) se existir uma lei de realimentação de controle $u = h(x)$, de classe C^1, com $h(0) = 0$, tal que a função $W(x) : \mathbb{R}^m \longrightarrow \mathbb{R}$, definida por $W(x) = V(x, h(x))$ seja uma função de Lyapunov de (4.3).*

A Função de Lyapunov de Controle é uma condição suficiente para garantir a estabilidade da origem do sistema em malha fechada (SILVA; ALBERTO; BRETAS, 2010). A grande dificuldade da FLC é que para muitos sistemas dinâmicos é de extrema complexidade encontrar uma FLC, além disto, a FLC não fornece estimativas ótimas da região de estabilidade. Assim, com o intuito de transpor essas dificuldades, SILVA et al. (2009) propõem o conceito de Função Energia Generalizada, que é fundamentado na Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle, para estudar uma classe maior de sistemas.

4.2 Função Energia Generalizada de Controle

Nesta seção apresentaremos os conceitos de Função Energia Generalizada (FEG) e Função Energia Generalizada de Controle (FEGC) propostos por SILVA et al. (2009). A FEG é uma generalização da Função Energia proposta por CHIANG; HIRSCH; WU (1988). SILVA et al. (2009) relaxa as exigências sobre a função escalar V, possibilitando tratar uma classe maior de sistemas não lineares.

Definição 4.2.1 (Função Energia Generalizada). *(SILVA et al., 2009) Uma função escalar V: $\mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ de classe C^1 é uma Função Energia Generalizada se:*

(i) *todo conjunto compacto intercepta um número finito de componentes conexas limitadas e isoladas C_i do conjunto C:= $\{x \in \mathbb{R}^n : \dot{V}(x) \geqslant 0\}$,*

(ii) *$sup_{t\geq 0} \mid V(\varphi(t, x_0)) \mid < \infty$ implica $\varphi(t, x_0)$ é limitado para $t \geq 0$.*

O conceito de Função Energia Generalizada permite que a derivada da função ao longo das trajetórias possa ser positiva nos conjuntos limitados $C_{i's}$ (ALBERTO, 2006). Além disto, com a FEG é possível obter informações importantes a respeito dos conjuntos limites de acordo com o teorema (4.2.1).

Teorema 4.2.1 (FEG e Conjuntos Limites). *(SILVA et al., 2009) Considere que o sistema autônomo (4.1) possua uma FEG V e que $\varphi(t, x_0)$ seja uma solução do sistema (4.1) tal que $\mid V(\varphi(t, x_0)) \mid$ é limitado para $t \geq 0$. Então $\varphi(t, x_0)$ é uma solução limitada, seu conjunto $\omega -$ limite é não vazio e intercepta pelo menos uma componente conexa C_i do conjunto C.*

De acordo com SILVA et al. (2009) a FEG fornece informações mais fracas a respeito dos conjuntos limites não sendo possível provar a estabilidade destes conjuntos somente com o teorema (4.2.1). Em contra partida o teorema (4.2.1) permite que os conjuntos limites sejam mais complexos. Assim, com o intuito de demonstrar a existência de um conjunto assintoticamente estável, SILVA et al. (2009) explora o teorema (4.2.1) em conjunto com o conceito de prolongamento de conjuntos apresentado por LaSalle permitindo então propor o conceito de Função Energia Generalizada de Controle.

Definição 4.2.2 (Função Energia Generalizada de Controle)**.** *(SILVA et al., 2009) Uma função $V\colon \mathbb{R}^n \to \mathbb{R}$ de classe C^1, é uma Função Energia Generalizada de Controle de (4.2), se existir uma lei de realimentação de controle $u = h(x)$, de classe C^1, tal que $W(x) = V(x, h(x))$ seja uma Função Energia Generalizada do sistema em malha fechada (4.3).*

Teorema 4.2.2 (Estabilidade e Região de Estabilidade do Sistema em Malha Fechada)**.** *(SILVA et al., 2009) Considere que o sistema (4.2) possua uma FEGC V. Seja $L \in \mathbb{R}$ um número real tal que a componente conexa $S_c(L)$ de $\{x \in \mathbb{R}^n : W(x) < L\}$ seja limitada. Suponha que $sup_{x \in C \cap \bar{V}_L} W(x) := l < L$. Então $S_c(l) := \{x \in S_c(L) : W(x) \leq l\}$ contém um conjunto H invariante e assintoticamente estável e $S_c(L)$ é uma estimativa da região de estabilidade de H. Além disto, H tem intersecção não vazia com o conjunto $C \cap S_c(l)$.*

Mesmo com derivadas positivas, o teorema (4.2.2) mostra a existência de um conjunto assintoticamente estável, oferecendo alguma informações da sua localização e uma estimativa da região de estabilidade. Maiores detalhes a respeito do que foi exposto nesta seção pode ser encontrado em ALBERTO (2006) SILVA et al. (2009) SILVA; ALBERTO; BRETAS (2010).

4.3 Função Energia Generalizada Aplicada em Sistemas Elétricos de Potência

Nesta seção será proposta uma Função Energia Generalizada para um sistema de uma máquina contra um barramento infinito (SMIB). Considera-se o sistema mostrado na figura (4.6). Nele temos um gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão.

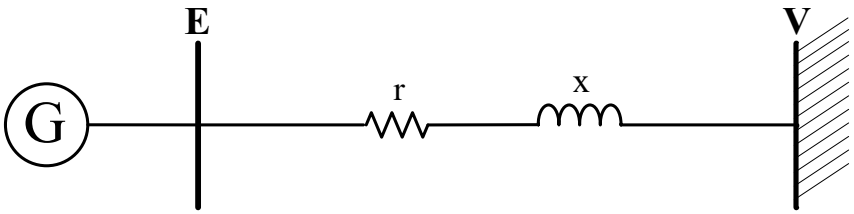

Figura 4.6: Gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão.

Considere o modelo clássico do gerador sem amortecimento para a rede de energia anterior, assim a equação clássica de swing é dada por:

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega, \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M}(P_m - P_{ger}), \end{aligned} \tag{4.4}$$

onde, M é a constante de inércia da máquina, P_m é a potência mecânica e P_{ger} é a potência elétrica gerada. A potência elétrica gerada pode ser expressa da seguinte forma:

$$P_{ger} = GE^2 - D\cos(\delta) - C\text{sen}(\delta), \tag{4.5}$$

onde, G e B são respectivamente a condutância e a susceptância série da linha, E e V são respectivamente os módulos da tensão terminal do gerador e a tensão do barramento infinito e $D = EVG$ $C = EVB$. Primeiramente iremos encontrar uma função energia do sistema (4.4). Para tal, segue-se os passos encontrados em BRETAS; ALBERTO (2000) considerando as perdas no sistema de transmissão. Em BRETAS; ALBERTO (2000) utiliza o método da primeira integral para encontra a função escalar do sistema. Assim tem-se:

$$V(\delta, \omega) = V_c(\omega) + V_p(\delta), \tag{4.6}$$

$$\dot{V}(\delta, \omega) = \frac{\partial V}{\partial \delta}\dot{\delta} + \frac{\partial V}{\partial \omega}\dot{\omega} = 0, \tag{4.7}$$

Portanto,

$$V_c(\omega) = \int_0^{\omega} M\omega d\omega = \frac{1}{2}M\omega^2, \tag{4.8}$$

$$V_p(\delta) = -\int_{\delta_{eq}}^{\delta} P_m - P_{ger} d\delta = -\Big(P_m\delta - GE^2\delta + Dsen(\delta) - Ccos(\delta)\Big)\Big|_{\delta_{eq}}^{\delta},$$

$$V_p(\delta) = -\Big(P_m\delta - GE^2 + Dsen(\delta) - Ccos(\delta)\Big) + \kappa, \tag{4.9}$$

onde κ é uma constante. Sendo $V(\delta,\omega) = V_c(\omega) + V_p(\delta)$ e definindo $P = P_m - GE^2$. A função escalar pode ser escrita desta forma como:

$$V(\delta,\omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 - P\delta - Dsen(\delta) + Ccos(\delta) + \kappa. \tag{4.10}$$

Agora considere para a rede anterior o modelo clássico do gerador com amortecimento.

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega, \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M}(P_m - P_{ger} - T\omega). \end{aligned} \tag{4.11}$$

A função 4.10 será uma possível candidata a função energia do sistema (4.11). Derivando a equação 4.10, tem-se:

$$\dot{V}(\delta,\omega) = M\omega\dot{\omega} - P\dot{\delta} - Dcos(\delta)\dot{\delta} - Csen(\delta)\dot{\delta}, \tag{4.12}$$

$$\dot{V}(\delta,\omega) = \omega(P_m - P_{ger} - T\omega) - P\omega - Dcos(\delta)\omega - Csen(\delta)\omega. \tag{4.13}$$

Portanto,

$$\dot{V}(\delta,\omega) = -T\omega^2 \leq 0. \tag{4.14}$$

A função (4.10) é uma função energia e pode ser utilizada para estudar a estabilidade do sistema. Todavia a função energia apresentada não permite obter estimativas ótimas da região de estabilidade, além disto, para sistemas mais complexos, é uma tarefa árdua encontrar uma função de energia associada. Assim com o objetivo de estudar a estabilidade de Sistema Elétricos de Potência, mais precisamente a Extensão do Princípio de Invariância de LaSaLLe proposto por RODRIGUES; ALBERTO; BRETAS (2000) e ilustrar a sua aplicação, ALBERTO (2000) propôs a seguinte função escalar:

$$W(\delta,\omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 - P\delta + C\cos(\delta) - \beta\omega P_{l(\delta)} + \kappa, \tag{4.15}$$

onde β é um parâmetro a ser determinado e κ é uma constante arbitrária. ALBERTO (2000) mostrou que a função (4.15) satisfaz os requisitos impostos pela Extensão do Princípio de Invariancia de LaSaLLe. Assim, com o intuito de sintetizar leis de controle

para o TCSC utilizaremos a função escalar (4.15) como candidata a Função Energia Generalizada. Para mostrar que a função (4.15) é uma Função Energia Generalizada, iremos primeiramente mostrar que $W(\delta, \omega)$ satisfaz à condição **(ii)** da definição de FEG. Considere o sistema (4.11), para provar que $W(\delta, \omega)$ satisfaz o item **(ii)** da definição de FEG, primeiramente deve-se provar que a parcela correspondente a energia cinética do sistema é sempre limitada. De acordo com o sistema (4.11), a variação da velocidade angular é:

$$\dot{\omega} = \frac{1}{M}(P - Dcos(\delta) - Csen(\delta) - T\omega). \tag{4.16}$$

A equação(4.16) pode ser escrita desta forma:

$$\dot{\omega} = A\omega + g(\omega). \tag{4.17}$$

Utilizando a fórmula da variação das constantes, obtém-se um limitante superior para o valor da velocidade angular do sistema:

$$\omega = \omega_0 e^{A(t-t_0)} + e^{A(t-t_0)} \int_{t_0}^{t} g(s)ds,$$

$$\omega = \omega_0 e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} + e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} \int_{t_0}^{t} e^{\frac{T}{M}s}(\frac{1}{M}(P - Dcos(\delta) - Csen(\delta))ds,$$

$$|\omega| = |\omega_0 e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} + e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} \int_{t_0}^{t} e^{\frac{T}{M}s}\frac{1}{M}(P - Dcos(\delta) - Csen(\delta))ds|,$$

$$|\omega| \leq |\omega_0 e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)}| + |e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} \int_{t_0}^{t} e^{\frac{T}{M}s}\frac{1}{M}(P - Dcos(\delta) - Csen(\delta))ds|,$$

$$|\omega| \leq |\omega_0| e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} + e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} \left| \int_{t_0}^{t} e^{\frac{T}{M}s}\frac{1}{M}(P + D + C)ds \right|,$$

$$|\omega| \leq |\omega_0| e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} + e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} \left| \frac{1}{M}(P + D + C)(e^{\frac{T}{M}t} - e^{\frac{T}{M}t_0}) \right|,$$

$$|\omega| \leq |\omega_0| e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)} + \left| \frac{1}{M}(P+D+C) \right| e^{-\frac{T}{M}(t-t_0)},$$

$$|\omega| \leq |\omega_0| + \left| \frac{1}{M}(P+D+C) \right|. \tag{4.18}$$

Portanto,

$$V_c(\omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 \leq \frac{1}{2}M\left(|\omega_0| + \left| \frac{1}{M}(P+D+C) \right| \right)^2 = N_1. \tag{4.19}$$

Considere a seguinte parcela da candidata a Função Energia Generalizada,

$$V_{P1}(\delta) = -C\cos(\delta) - \beta\omega P_{l(\delta)}. \tag{4.20}$$

Assim temos,

$$V_{P1}(\delta) = -C\cos(\delta) - \beta\omega\big(P + D\cos(\delta) + C\text{sen}(\delta)\big),$$

$$\big| -C\cos(\delta) - \beta\omega\big(P + D\cos(\delta) + C\text{sen}(\delta)\big)\big| \leq C + \beta N_1\big(P + C + D\big) = N_2. \tag{4.21}$$

Por hipótese $W(\delta,\omega)$ é limitado,

$$W(\delta,\omega) \leq P\delta + N_1 + N_2 \leq N_3. \tag{4.22}$$

Portanto, pode-se concluir que $P\delta$ é limitado se e somente se $W(\delta,\omega)$ for limitado. Assim, as soluções deste sistema é também limitada satisfazendo à condição **(ii)** da definição de FEG. O próximo passo é verificar se a candidata a Função Energia Generalizada satisfaz à condição **(i)** da definição de FEG. Derivando a função $W(\delta,\omega)$, tem-se:

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -(T - \beta(C\cos(\delta) + D\text{sen}(\delta)))\omega^2 + \frac{\beta T}{M}Pl(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_{l(\delta)}^2 + D\cos(\delta)\omega. \tag{4.23}$$

Como pode se observar, a equação (4.23) possui termo de segunda ordem nas componentes (δ,ω), reescrevendo-a como uma forma quadrática a equação (4.23) assume a seguinte forma:

$$\dot{W}_{(\delta,\omega)} = -\begin{bmatrix} P_{l(\delta)} \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_{l(\delta)} \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega, \tag{4.24}$$

onde, A é uma matriz simétrica,

$$A = \begin{bmatrix} \dfrac{\beta}{M} & -\dfrac{\beta T}{2M} \\ -\dfrac{\beta T}{2M} & T - \beta(C\cos(\delta) + D\text{sen}(\delta)) \end{bmatrix}. \tag{4.25}$$

Vamos oferecer condições sobre o parâmetro β para que a forma quadrática da equação (4.24) seja definida positiva. Para tal, utilizas-se o teorema de Sylvester, que oferece uma a condição necessária e suficiente para que a forma quadrática seja definida positiva. De acordo com o teorema de Sylvester, uma matriz real e simétrica é definida positiva se todos seus menores principais forem positivos. Desta forma, para garantir-se que a forma quadrática anterior atenda ao teorema de Sylvester, β deve assumir atender à seguinte condição:

$$\beta < \frac{T}{C + D + \dfrac{T^2}{4M}}. \tag{4.26}$$

Pode-se, por conseguinte concluir que $W(\delta, \omega)$ satisfaz à condição **(i)** da definição de FEG e que o termo $D\cos(\delta)\omega$ é responsável por gerar regiões limitadas onde as derivadas de $W(\delta, \omega)$ são positivas.

Considere o sistema (4.11) com os seguintes parâmetros: $P_m = 1$, $M = 0,0318$, $E = 1,33$, $G = 0,0610$, $C = 2,2137$, $D = 0,0812$, $T = 0,04$ e $\beta = 3.9617\ 10^{-3}$. A constante ($\kappa = 2.39$) foi escolhida para que a função seja igual zero no ponto de equilíbrio estável ($\delta = 0.4521$ e $\omega = 0$). A figura (4.7) mostra a estimativa da região de estabilidade para o aquele sistema.

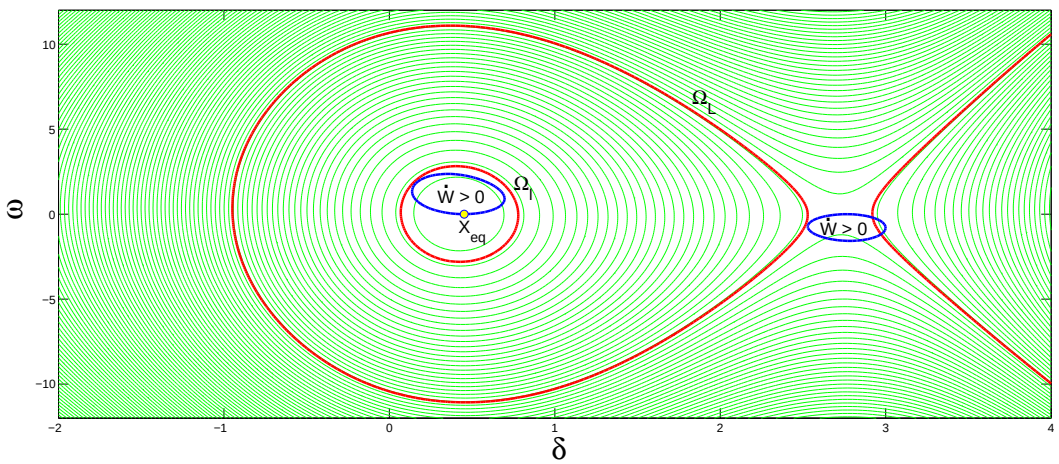

Figura 4.7: Estimativa de Região de Estabilidade.

Como pode ser observado, o conjunto Ω_L da região mostrada na figura (4.7) é limitado de acordo com a hipótese da Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle e, dentro

de Ω_L tem-se uma região limitada onde a derivada de W é positiva (conjunto Ω_l). O conjunto Ω_l nunca atinge a fronteira de Ω_L. Assim, a Extensão do Princípio de Invariância de LaSalle garante que todas as soluções iniciando em Ω_L tendem para o maior conjunto invariante M contido em E, que neste caso coincide com o conjunto Ω_l. O conjunto Ω_l é uma estimativa do atrator (ALBERTO, 2000).

Capítulo 5

Função Energia Generalizada de Controle Aplicada no Controle de Dispositivos TCSC

Neste capítulo serão apresentadas leis de controle para dispositivos TCSC baseado na FEGC apresentadas anteriormente no capítulo 4. Para isso considere o sistema mostrado na figura (5.1). Nela temos um gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão e um dispositivo TCSC.

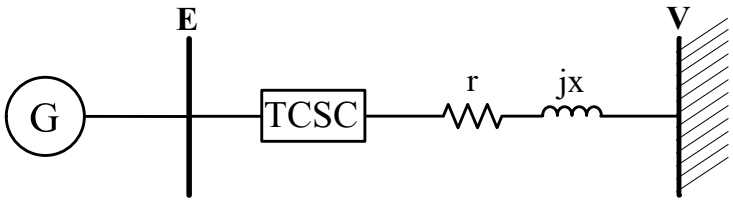

Figura 5.1: Gerador conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão e um dispositivo TCSC.

Para efeito da proposição das leis de controle, o modelo clássico do gerador será utilizado; assim tem-se para a rede representada a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega, \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M}(P_m - P_{ger} - T\omega). \end{aligned} \tag{5.1}$$

De acordo com o desenvolvido no capitulo (3) seção (3.2.2), a potência gerada pode ser expressa por:

$$P_{ger} = (1 + u) \cdot P_e(\delta), \tag{5.2}$$

onde $P_e(\delta)$ é o fluxo na linha de transmissão sem o efeito do TCSC e dada por:

$$P_e(\delta) = GE^2 - C\cos(\delta) - D\text{sen}(\delta). \tag{5.3}$$

Portanto a equação dinâmica da máquina, considerando o efeito do TCSC, pode ser reescrita:

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega, \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M}\big[P_m - \big(P_e(\delta)(1+u)\big) - T\omega\big], \end{aligned} \tag{5.4}$$

onde u é a entrada de controle. O objetivo é utilizar a FEGC para estudar a estabilidade do sistema e projetar leis de controle ($u = h(\delta, \omega)$) estabilizantes para o TCSC. Para tal, considere a seguinte função escalar apresentada no capítulo 4:

$$W(\delta, \omega) = \frac{1}{2}M\omega^2 - P\delta + C\cos(\delta) - \beta\omega P_l(\delta) + \kappa. \tag{5.5}$$

Demonstrou-se no capitulo 4 que a função $W(\delta, \omega)$ atende aos requisitos de uma Função Energia Generalizada para a rede em questão. O passo seguinte é utilizá-la para sintetizar leis de controle para o TCSC. Assim, a derivada da função (5.5) do sistema será:

$$\dot{W}(\delta, \omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - \left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right)h(\delta, \omega), \tag{5.6}$$

onde A é dado por:

$$A = \begin{bmatrix} \dfrac{\beta}{M} & -\dfrac{\beta T}{2M} \\ -\dfrac{\beta T}{2M} & T - \beta(C\cos(\delta) + D\text{sen}(\delta)) \end{bmatrix}, \tag{5.7}$$

e β é determinado por:

$$\beta < \frac{T}{C + D + \dfrac{T^2}{4M}}. \tag{5.8}$$

5.1 Leis de Controle

O objetivo agora é escolher leis de controle $\big(h(\delta,\omega)\big)$ que satisfaçam às exigências da FEGC. Para isso considere a seguinte lei de controle:

$$h(\delta,\omega) = KP_e(\delta)\omega, \tag{\textbf{LC1}}$$

onde K é o ganho do controlador, $P_e(\delta)$ é a potência elétrica sem o efeito do TCSC, e ω é a velocidade angular. Assim, temos a seguinte expressão para $\dot{W}(\delta,\omega)$:

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - \left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right)KP_e(\delta)\omega, \tag{5.9}$$

$$\begin{aligned} \dot{W}(\delta,\omega) = & -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + \overbrace{D\cos(\delta)\omega}^{gera\ Der.\ pos} - \Big(KP_e(\delta)\omega\Big)^2 \\ & + \underbrace{\left[K\frac{\beta}{M}\Big(P_mP_e^2(\delta) - P_e^3(\delta)\Big)\omega\right]}_{gera\ Der.\ pos} \end{aligned} \tag{5.10}$$

Mesmo com a inclusão da lei de controle, ainda tem-se em $\dot{W}$ termos responsáveis por gerar regiões onde a derivada é positiva. Para efeito de se ter uma idéia de tais regiões, a seguir a figura (5.2) apresenta a estimativa da região de estabilidade para um sistema com os seguintes parâmetros: $P_m = 1$, $M = 0,0318$, $E = 1,33$, $G = 0,0610$, $C = 2,2137$, $D = 0,0812$, $T = 0,04$ e $\beta = 3.9617\ 10^{-3}$.

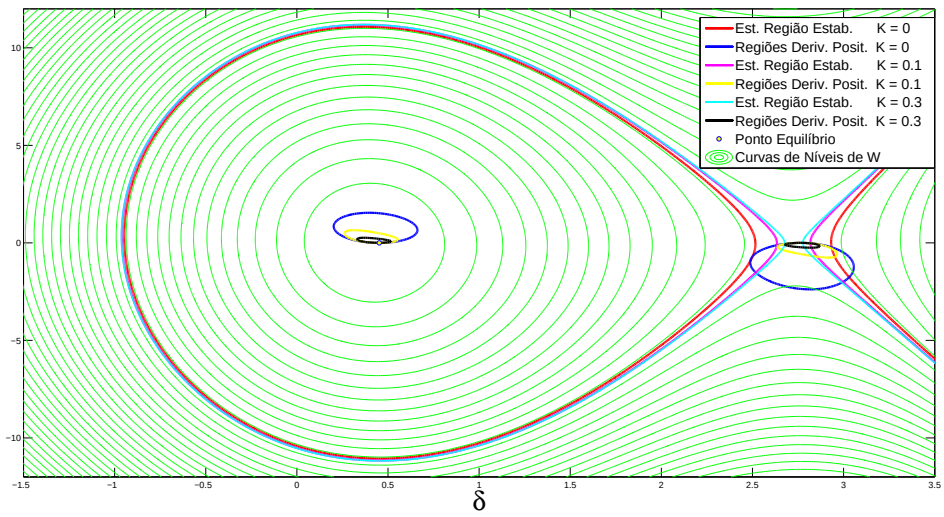

Figura 5.2: Estimativa da região de estabilidade - (**LC1**).

É interessante observar que as regiões de derivadas positivas estão sempre próximas aos pontos de equilíbrios e que essas regiões variam com o ganho K do controlador.

A lei de controle (**LC1**) apresenta uma desvantagem, pois, a mesma é função da potência da linha sem o efeito do TCSC. Para calcular esta potência é necessário valores da impedância série da linha. Embora, os centros de controle tenham informações a respeitos desses parâmetros armazenados na base de dados, eles podem estar incorretos em razão de: dados imprecisos fornecidos por fabricantes; alterações de projeto não atualizadas na base de dados; etc. Em função disto diversos métodos foram desenvolvidos para estimar de forma correta os parâmetros da linha transmissão. Porem, estes métodos desenvolvidos não tem a sua eficácia comprovada.

Considere uma segunda proposta para lei de controle:

$$h(\delta,\omega) = KP_{et}(\delta)\omega, \tag{\textbf{LC2}}$$

onde $P_{et}(\delta)$ é a potência da linha e dada por:

$$P_{et}(\delta) = G'E^2 - C'\cos(\delta) - D'\text{sen}(\delta), \tag{5.11}$$

e

$$G' = \frac{r}{r^2 + (x - x_C)^2}, \qquad B' = -\frac{x - x_c}{r^2 + (x - x_C)^2}, \tag{5.12}$$

$$D' = EVG', \qquad C' = EVB'. \tag{5.13}$$

Assim $\dot{W}$ torna-se:

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - \left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right)KP_{et}(\delta)\omega,$$

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - \left(KP_{et}(\delta)P_e(\delta)\omega^2 - \overbrace{\frac{\beta}{M}KP_{et}(\delta)P_l(\delta)P_e(\delta)\omega}^{gera\ Der.\ pos}\right), \tag{5.14}$$

na equação acima o produto de $KP_{et}(\delta)P_e(\delta)\omega^2$ pode ser escrito por:

$$\begin{aligned} KP_{et}(\delta)P_e(\delta)\omega^2 = \; & K\omega^2\Big[GG'E^4 + DD'cos^2(\delta) + CC'sen^2(\delta) - \overbrace{\big(GE^2D' + G'E^2D\big)cos(\delta)}^{gera\ Der.\ pos} \\ & - \underbrace{\big(GE^2C' + G'E^2C\big)sen(\delta) - \left(\frac{GE^2D' + G'E^2D}{2}\right)sen(2\delta)}_{gera\ Der.\ pos}\Big]. \end{aligned}$$

A figura (5.3) mostra a estimativa da região de estabilidade considerando a atuação da lei de controle (**LC2**) para o ganho do controlador de $K = 0$, $K = 0,1$ e $K = 0,3$.

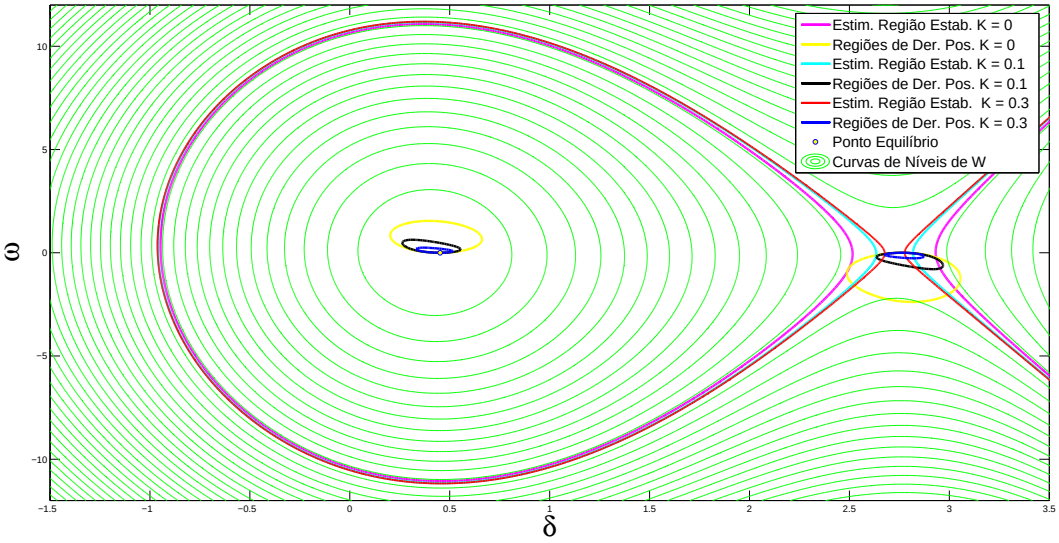

Figura 5.3: Estimativa da região de estabilidade - (**LC2**).

Esta lei de controle (**LC2**) mostra muito promissora se comparada com a lei de controle (**LC1**), pois aquela é função da velocidade angular e da potência medida na linha.

Agora considere a terceira proposta para lei de controle:

$$h(\delta,\omega) = K\left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right). \qquad (\mathbf{LC3})$$

Assim,

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - \left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right)h(\delta,\omega),$$

$$\dot{W}(\delta,\omega) = -\begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix}^T A \begin{bmatrix} P_l(\delta) \\ \omega \end{bmatrix} + D\cos(\delta)\omega - K\left(P_e(\delta)\omega - \frac{\beta}{M}P_l(\delta)P_e(\delta)\right)^2. \qquad (5.15)$$

Nota-se que para lei de controle (**LC3**) o único termo responsável por gerar derivadas positivas é $D\cos(\delta)\omega$. A figura 5.4 ilustra a estimativa da região de estabilidade considerando a lei de controle (**LC3**) para ganho do controlador $K = 0$, $K = 0,1$ e $K = 0,3$.

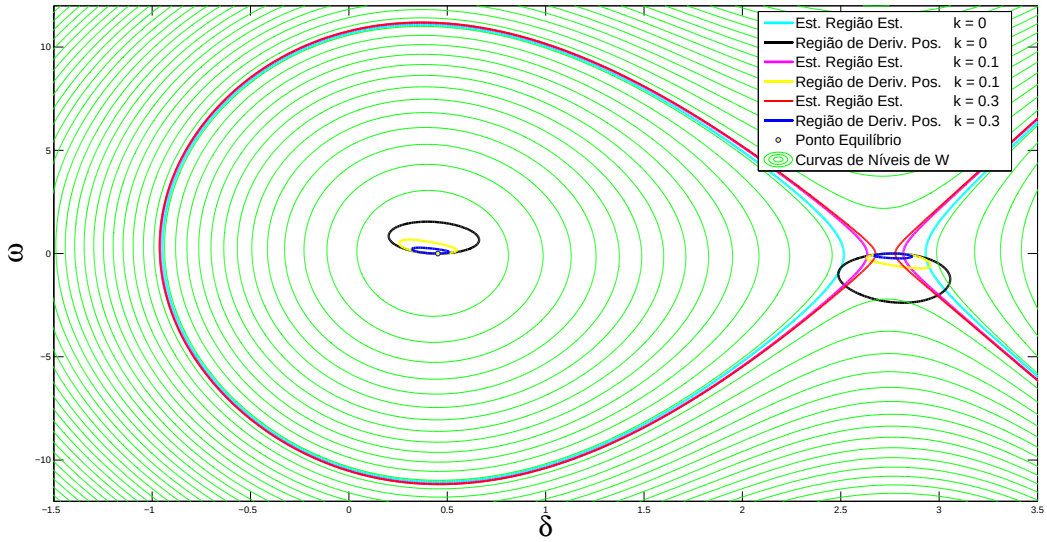

Figura 5.4: Estimativa da região de estabilidade - (**LC3**).

Na lei de controle (**LC3**), se comparada com a lei de controle (**LC1**), verifica-se que aquela é apenas um rearranjo desta, com uma única diferença, que a (**LC3**) também leva em consideração informações do gerador como P_m e M para seu cálculo.

É interessante observar, que se compara as estimativas das regiões de estabilidade das leis propostas, a priori, não é notada muita diferença. Se analisarmos a Função Energia Generalizada de Controle, mas com a inserção do controlador, vê-se que o termo $D\cos(\delta)\omega$ gera derivadas positivas independente da lei de controle, e outros termos que geram derivadas positivas e negativas devido a inserção do controlador. Assim os termos que geram derivadas negativas são mais significativos que os termos que geram derivadas positivas, portanto, diminuindo as regiões de derivadas positivas. Entretanto se o ganho K do controlador for aumentado para valores significativos, na casa de dezenas e/ou centenas, aquelas regiões onde a derivada é positiva devido a inserção do controlador são maximizadas, com exceção da lei de controle (**LC3**). A figura (5.5) nos mostra essas regiões.

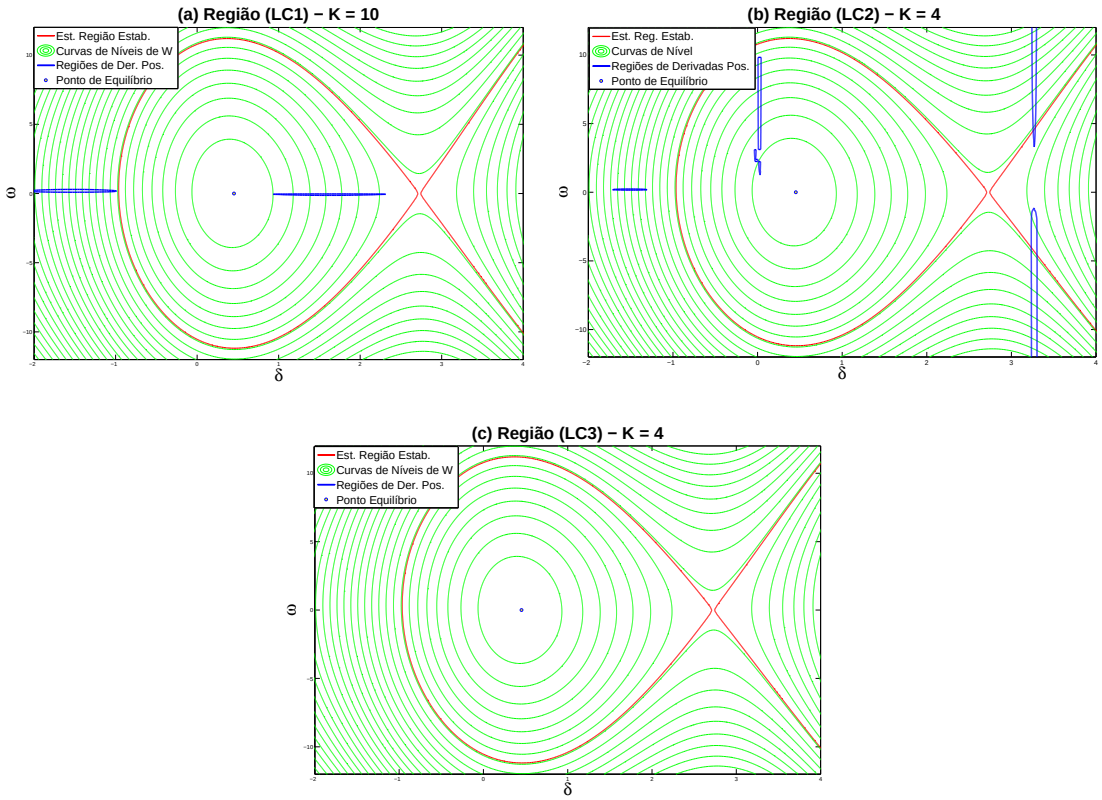

Figura 5.5: Regiões - **(a)** Lei de Controle (**LC1**) para K = 10; **(b)** Lei de Controle (**LC2**) para K = 4; **(c)** Lei de Controle (**LC3**) para K = 4.

5.2 Ganho K do Controlador

Foi mostrado na seção anterior que as leis de controle propostas eram formadas por funções $h(\delta, \omega) = Ky(\delta, \omega)$. O termo K das funções é o ganho do controlador. Esse ganho representa a intensidade do controlador na resposta do sinal, ou seja, quanto maior o K maior o sinal de controle e por conseqüência maior a influência da lei de controle da resposta do sistema. Matematicamente o ganho pode assumir qualquer valor, no entanto, esse ganho pode ter limitações físicas. Nesta seção mostra-se como ajustar o ganho K do controlador nas proximidades do ponto de equilíbrio para que se consiga um amortecimento desejado. Para isto considere o sistema de equações que descreve a rede em análise, isto é:

$$\begin{aligned} \dot{\delta} &= \omega = f_1(\delta, \omega), \\ \dot{\omega} &= \frac{1}{M}\big[P_m - \big(P_e(\delta)(1 + Ky(\delta, \omega))\big) - T\omega\big] = f_2(\delta, \omega), \end{aligned} \tag{5.16}$$

Linearizando o sistema (5.16) em δ_0, ω_0, e sabendo que $h(\delta_0, \omega_0) = 0$, tem-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\omega} \end{bmatrix} = Q \begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta\omega \end{bmatrix}, \tag{5.17}$$

onde,

$$Q = \begin{bmatrix} \left.\dfrac{\partial f_1(\delta)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} & \left.\dfrac{\partial f_1(\delta)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} \\ \left.\dfrac{\partial f_2(\delta)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} & \left.\dfrac{\partial f_2(\delta)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} \end{bmatrix}, \tag{5.18}$$

$$\begin{aligned} \left.\frac{\partial f_1(\delta,\omega)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} &= 0, \\ \left.\frac{\partial f_1(\delta,\omega)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} &= 1, \\ \left.\frac{\partial f_2(\delta,\omega)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} &= -\frac{1}{M}\left(\left.\frac{\partial P_e(\delta)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} + KP_e(\delta_0)\left.\frac{\partial y(\delta,\omega)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)}\right), \\ \left.\frac{\partial f_1(\delta,\omega)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} &= -\frac{1}{M}\left(KP_e(\delta_0)\left.\frac{\partial y(\delta,\omega)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} + T\right). \end{aligned} \tag{5.19}$$

Para facilitar a manipulação algébrica do sistema, defina:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{M}\left(\left.\frac{\partial P_e(\delta)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} + KP_e(\delta_0)\left.\frac{\partial y(\delta,\omega)}{\partial \delta}\right|_{(\delta_0,\omega_0)}\right) &= -(a_1 + Ka_2), \\ -\frac{1}{M}\left(KP_e(\delta_0)\left.\frac{\partial y(\delta,\omega)}{\partial \omega}\right|_{(\delta_0,\omega_0)} + T\right) &= -(b_1 + Kb_2). \end{aligned} \tag{5.20}$$

Assim, a matriz Q pode ser reescrita como:

$$Q = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -(a_1 + Ka_2) & -(b_1 + Kb_2) \end{bmatrix}. \tag{5.21}$$

Desde que se deseja um amortecimento pré-definido no sistema, considera-se apenas uma saída do mesmo. Portanto o denominador da função de transferência do sistema linearizado, nesta situação é calculado como sendo:

$$det(sI - Q), \tag{5.22}$$

onde I é a matriz identidade. Assim tem-se a seguinte expressão para o denominador da função de transferência do sistema:

$$s^2 + (b_1 + Kb_2)s + (a_1 + Ka_2). \tag{5.23}$$

Assim o amortecimento desse sistema pode ser calculado por:

$$\xi = \frac{b_1 + Kb_2}{2\sqrt{a_1 + Ka_2}}. \tag{5.24}$$

Isolando K na equação (5.24),

$$K = -\left(\frac{b_1 b_2 - 2\xi^2 a_2}{b_2^2}\right) + \left(\frac{\sqrt{(2b_1 b_2 - 4\xi^2 a_2)^2 - 4b_2^2(b_1^2 - 4\xi^2 a_1)}}{2b_2^2}\right). \tag{5.25}$$

Particularmente, para as leis de controle (**LC1**) (**LC2**), K pode ser calculado como sendo:

$$K = \frac{2\xi\sqrt{a_1} - b_1}{b_2}. \tag{5.26}$$

A equação (5.26) representa o ganho do controlador para um amortecimento do predefinido sistema.

5.3 Simulações e Resultados

Considere o sistema mostrado na figura (5.6), onde temos um gerador conectado a um sistema (barramento infinito) através de duas linhas paralelas, que possui um dispositivo TCSC instalado em uma das linhas.

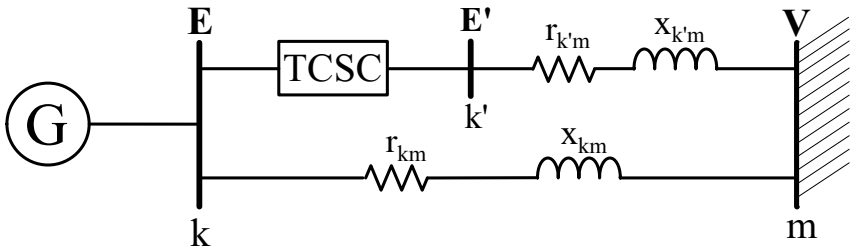

Figura 5.6: Configuração do sistema.

O gerador está fornecendo uma potência ativa ao sistema de $1[pu]$ e no instante $t = 1s$ ocorre um curto circuito trifásico no meio da linha onde não está instalado o TCSC (figura 5.7).

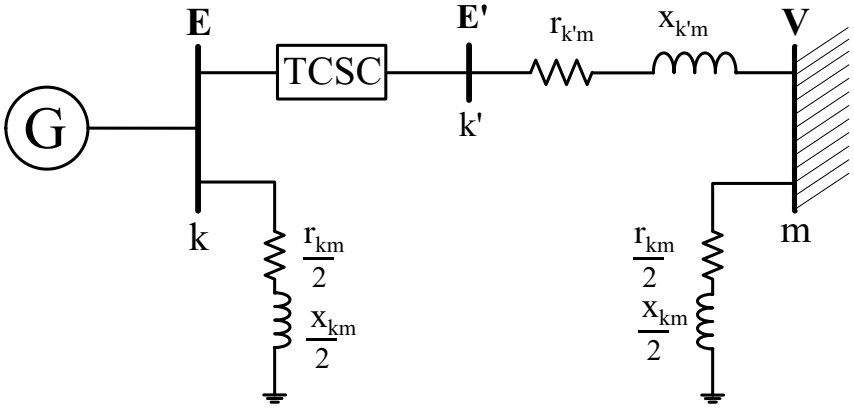

Figura 5.7: Configuração do sistema durante a falta.

O defeito é eliminando após um intervalo de tempo pela da abertura dos disjuntores localizado nas extremidades da linha de transmissão (figura 5.8).

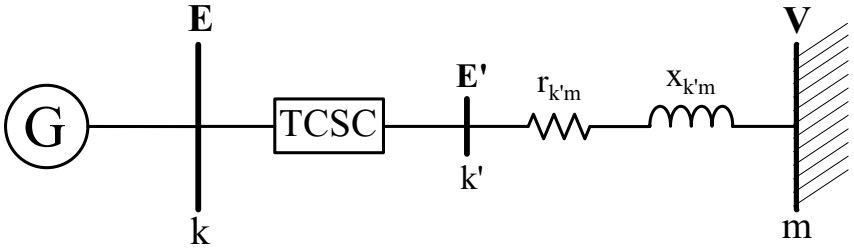

Figura 5.8: Configuração do sistema após a eliminação da falta.

A seguir a estabilidade deste sistema nas condições apresentada será analisada, determinando para isso o TCA (tempo crítico de abertura) que garanta o sincronismo entre o gerador e o barramento infinito. A tabela (5.1) apresenta os parâmetros do sistema.

Tabela 5.1: Dados do Sistema.

Dados do Gerador					
P_m [pu]	M	x'_d [pu]	r_a [pu]	E'_q [pu]	T
1	0.0318	0.2 pu	0.002	1.11	0.014

Dados da Linha 1	**Dados da Linha 2**
$r_L + jx_L$ [pu]	$r_L + jx_L$ [pu]
$0.04 + j1$	$0.04 + j0.8$

Dados do TCSC		
x_C^0 [pu]	x_C^{min} [pu]	x_C^{max} [pu]
0.2	0.1	0.5

Este sistema, para o cenário descrito tem um ponto de equilíbrio pré-falta com o ângulo de 32.18º (0.5617 [rad]) e para o sistema pós-falta um ângulo de 61.41º (1.0719 [rad]). O gráfico da figura (5.8) mostra o comportamento dinâmico do sistema considerando o TCSC operando de forma estática ($x_C^0 = 0.2$).

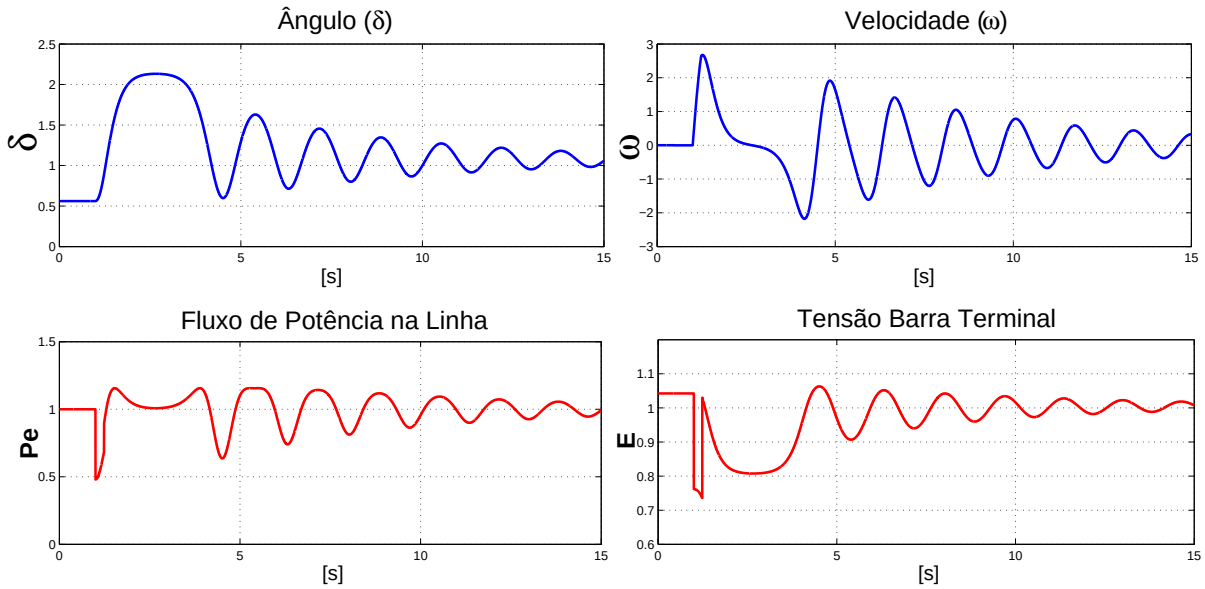

Figura 5.9: Comportamento dinâmico do sistema com compensação estática para curto-circuito trifásico no meio da linha 2.

O tempo crítico de abertura do defeito é de 236 [ms] com um amortecimento de 4.83 %. A figura (5.10) mostra a estimativa da região de estabilidade correspondente.

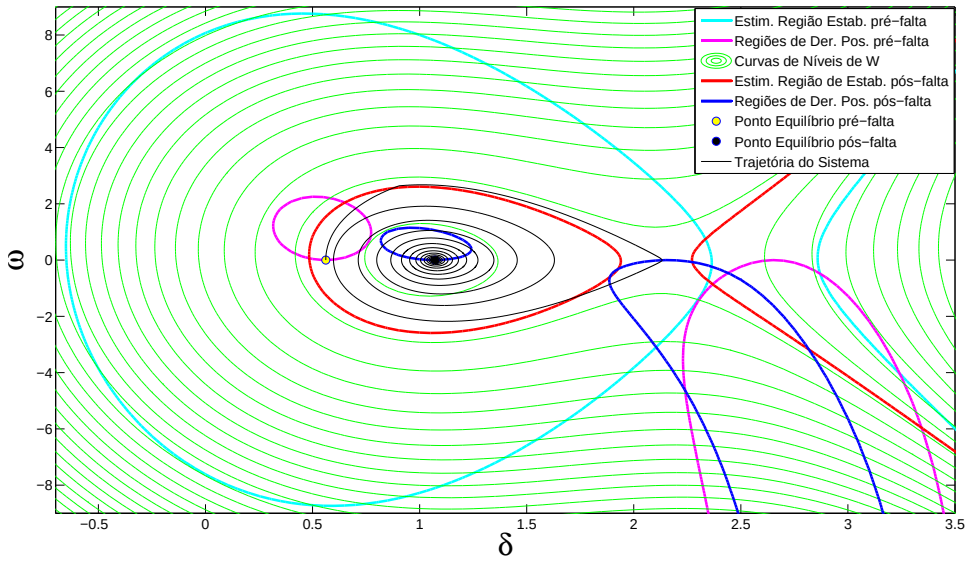

Figura 5.10: Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema sem compensação dinâmica.

Considere em seguida o sistema com o TCSC operando, mas de forma dinâmica com a lei de controle (**LC1**). Este sistema mesmo com a inserção do controlador não desloca o ponto de equilíbrio pós-falta. Os resultados da simulação para o sistema considerando a (**LC1**) podem ser visualizados na figura (5.11).

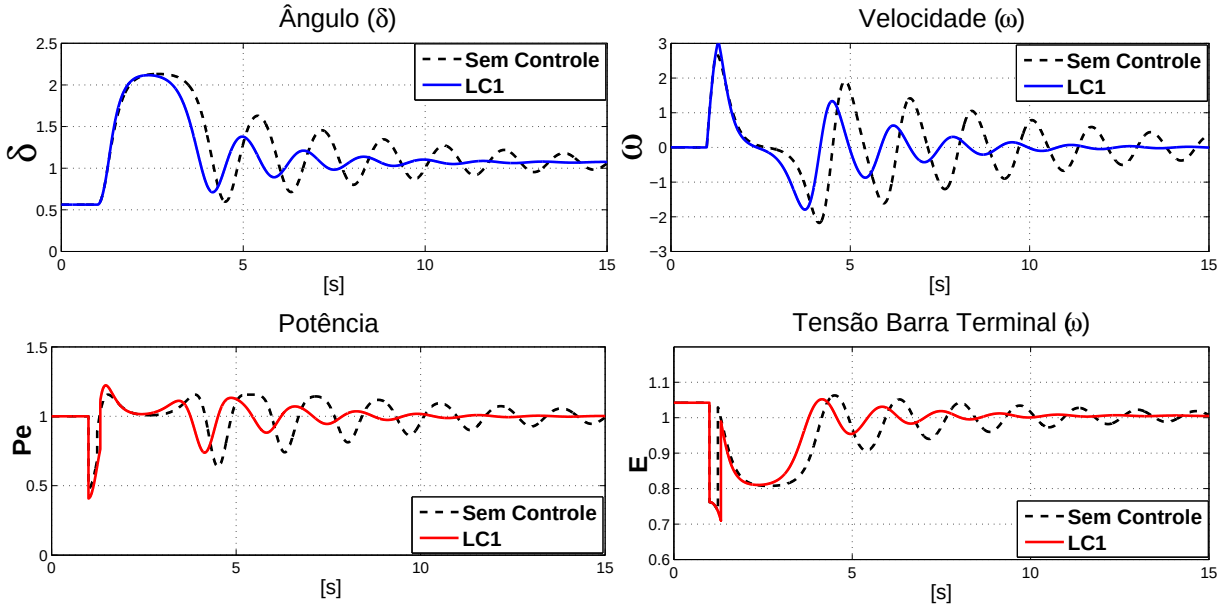

Figura 5.11: Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC1**)

Para lei de controle (**LC1**) o ganho do controlador K foi ajustado para conseguir um amortecimento nas proximidade do ponto de equilíbrio pós-falta de $\xi = 14,90\%$, portanto, $K = 0,03$. O TCA deste sistema para lei de controle foi de 339 [ms]. O gráfico da figura (5.12) nos mostra o comportamento dinâmico do TCSC. Pode se observar que o TCSC opera em atraso, ou seja, ele tenta corrigir as oscilações de potência na linha.

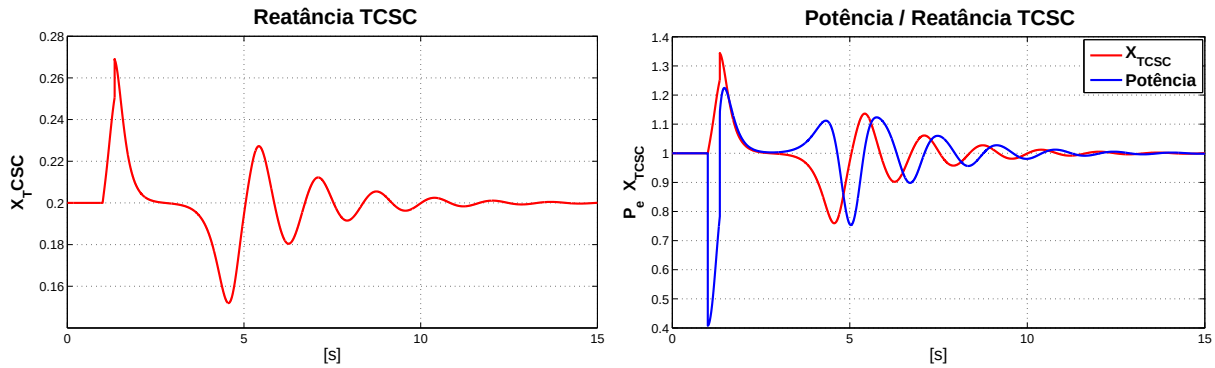

Figura 5.12: Análise da Potência em função da variação da reatância do TCSC – (**LC1**).

A figura (5.13) apresenta a estimativa da região de estabilidade para o controlador utilizando a (**LC1**).

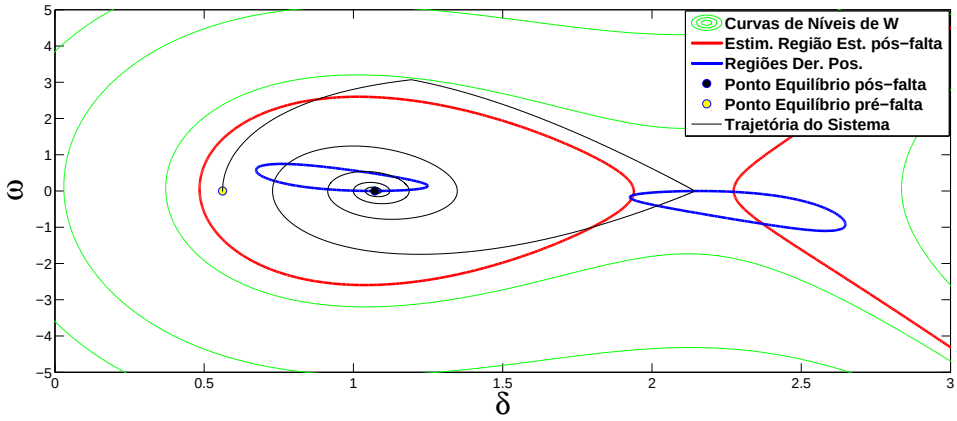

Figura 5.13: Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC1**).

Considere a seguir a lei de (**LC2**) com ganho do controlador de $K = 0,03$ e obtendo um amortecimento nas proximidade do ponto de equilíbrio pós-falta de $\xi = 14.94\%$. O TCA deste sistema para lei de controle (**LC2**) foi de 344 [ms]. O gráfico da figura (5.14) mostra o comportamento do sistema.

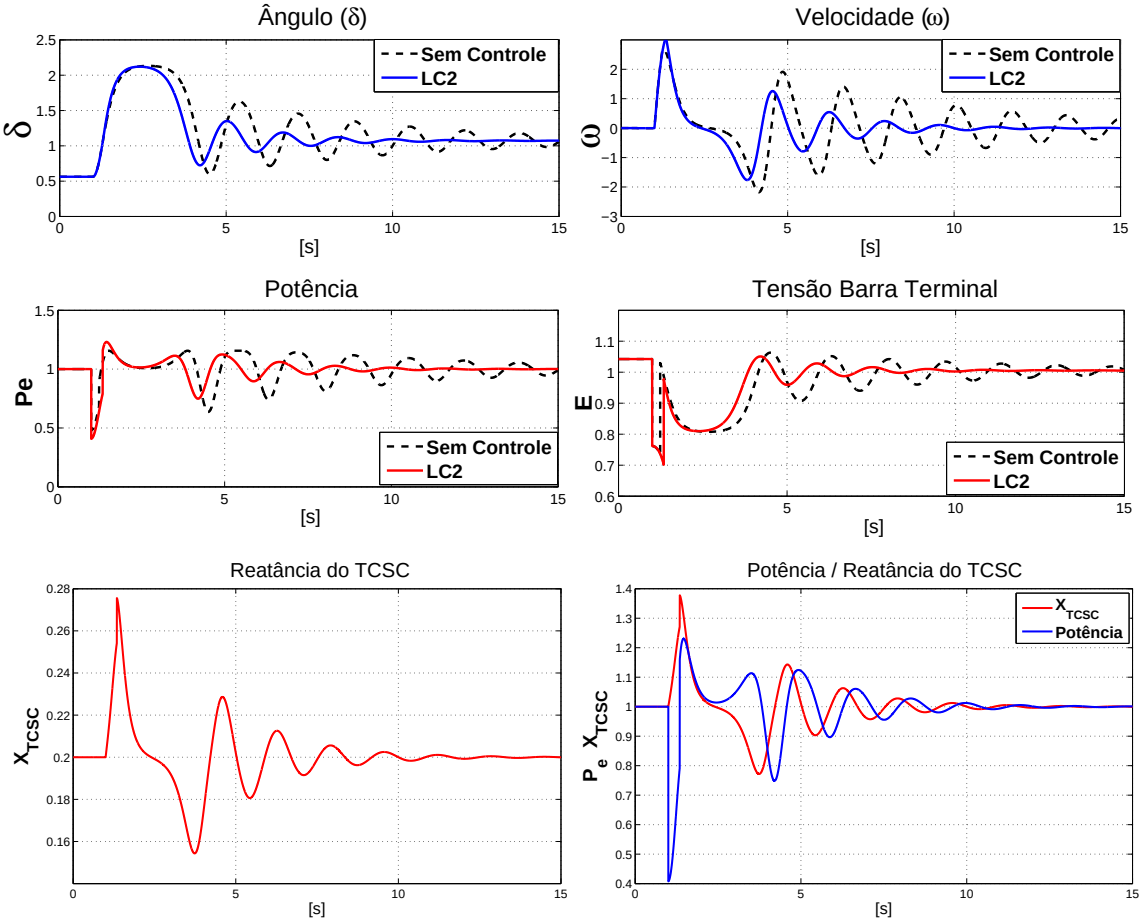

Figura 5.14: Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC2**).

A figura (5.15) apresenta a estimativa da região de estabilidade para a lei de controle (**LC2**).

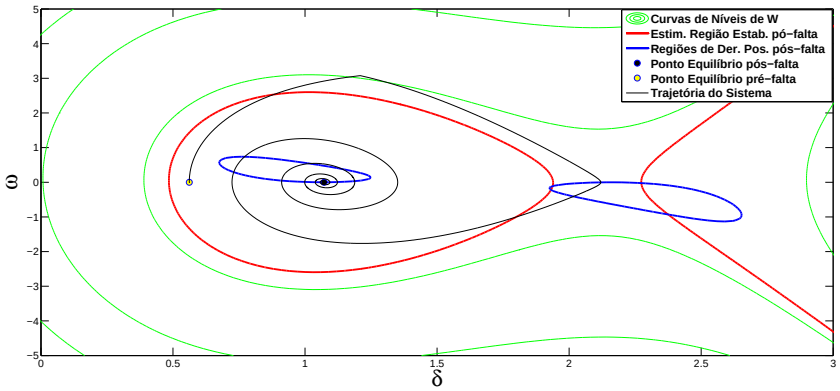

Figura 5.15: Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC2**).

Utilizando a lei de (**LC3**) com o ganho do controlador de $K = 0,03$ obtém um amortecimento nas proximidade do ponto de equilíbrio pós-falta de $\xi = 14.92\%$. O TCA deste sistema para lei de controle (**LC3**) foi de 339 [ms]. Os gráficos da figura (5.16) mostram o comportamento dinâmico do sistema para a lei de controle (**LC3**).

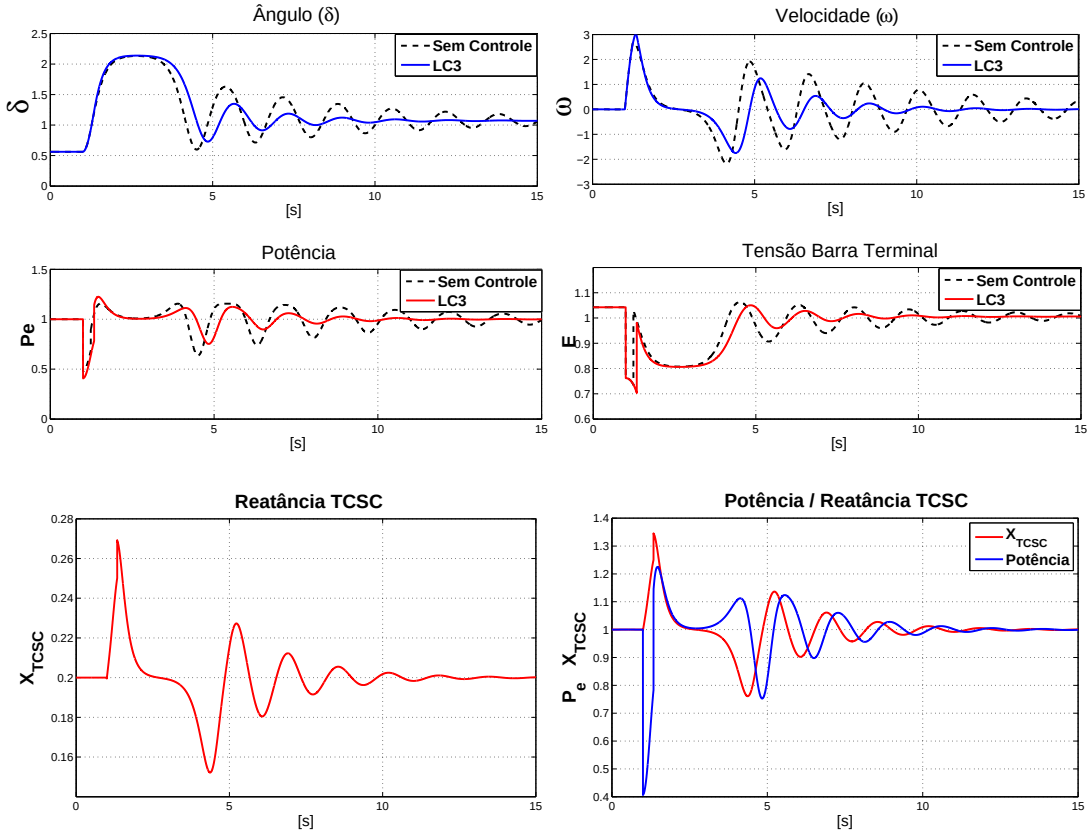

Figura 5.16: Comportamento do Sistema para um curto-circuito trifásico no meio da linha 2 com a atuação do controlador – (**LC3**).

A seguir apresenta-se a estimativa da região de estabilidade para o sistema com a atuação da lei de controle (**LC3**).

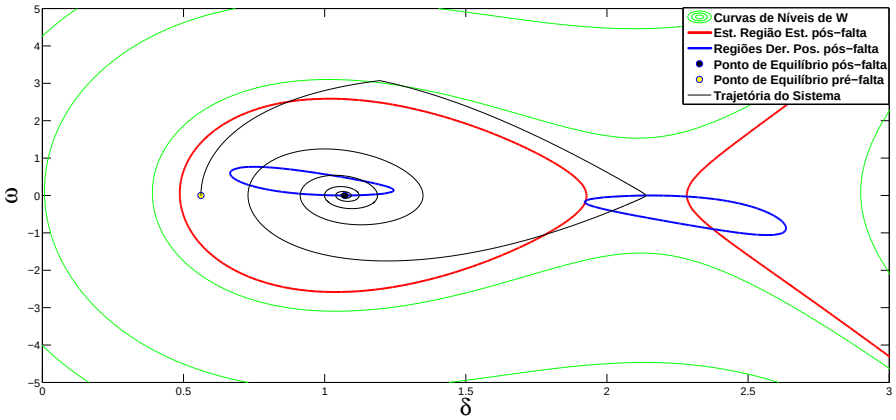

Figura 5.17: Estimativa da Região de Estabilidade para o sistema pós-falta – (**LC3**).

É interessante observar que à medida que o ganho do controlador é aumentado, os comportamentos dinâmicos das leis propostas se aproximam entre si. A figura (5.18) mostra o comportamento do sistema para o ganho do controlador $K = 0.03$ e $K = 0.09$.

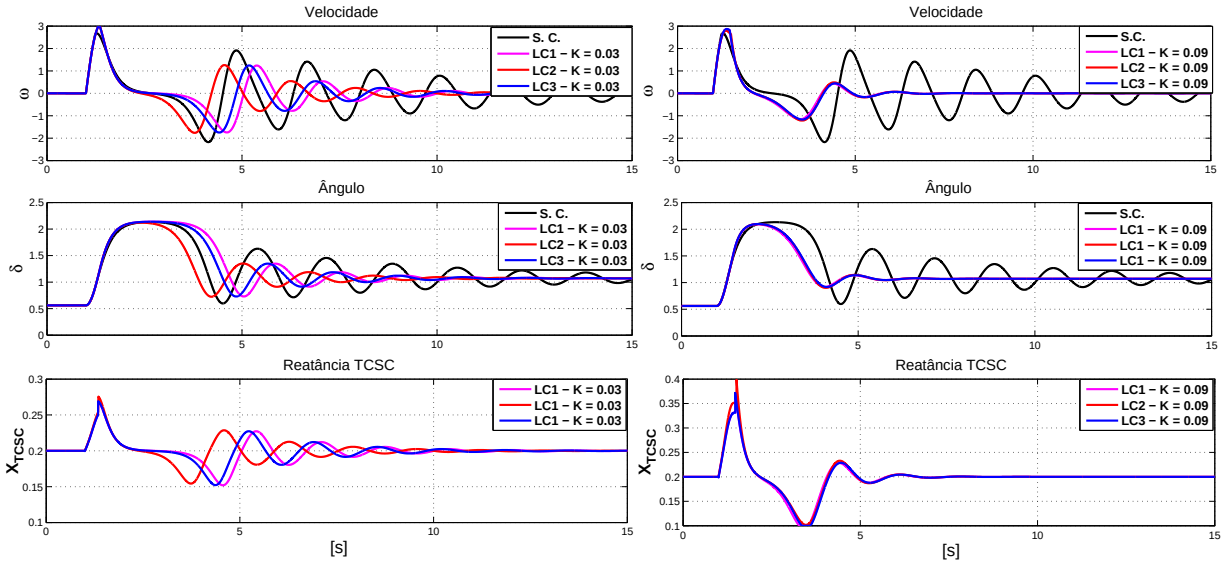

Figura 5.18: Comportamento dinâmico do sistema para o ganho do controlador de: K = 0.03 e K = 0.09.

Capítulo 6

Conclusão e Perspectivas de Trabalhos Futuros

Os dispositivos TCSC desempenham funções importantes para operação e controle de Sistemas Elétricos de Potência, trazendo inúmeros benefícios para o mesmo. Devido às suas características, os dispositivos TCSC possibilitam a utilização de técnicas avançadas no seu projeto de suas leis de controle.

Neste trabalho foram desenvolvidas leis de controles para o dispositivo TCSC baseadas em técnicas não lineares, mais especificamente técnicas baseados em métodos diretos. Particularmente foi utilizada a técnica da Função Energia Generalizada de Controle para síntese de leis de controle estabilizantes para os dispositivos TCSC. Esta técnica foi desenvolvida recentemente e estende as idéias de função de Lyapunov de controle para uma classe maior de problemas.

Com a técnica de FEGC foram propostas três leis de controle para um sistema máquina versus barramento infinito considerando as perdas na sua modelagem. Com as leis propostas foi possível obter boas respostas do sistema para grandes perturbações aumentado assim o tempo crítico de abertura para possíveis falhas do sistema. Além disto, foi possível ajustar o ganho do controlador de forma a se ter um amortecimento desejado nas proximidades do ponto de equilíbrio pós-falta. A técnica permitiu obter estimativas da região de estabilidade subsidiando a análise do controlador na estabilidade transitória do sistema.

Como perspectivas de trabalhos futuros pretendem-se estender as ideias apresentadas para o caso de sistemas multi-máquinas. Além disto, pretende se desenvolver uma malha de controle completa que atenda tanto aos requisitos de regime permanente quanto os requisitos do regime transitório para o dispositivo TCSC.

Referências

ACHA, E. **FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks**. New York, NY: Wiley, 2004. 420p.

ALBERTO, L. F. C. **O Princípio de Invariâcia de LaSaLLe Estendido Aplicado ao Estudo de Coerência de Geradores e a Análise de Estabilidade Transitória Multi-Swing**. 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo EESC, São Carlos São Paulo.

ALBERTO, L. F. C. **Caracterização e estimativas da área de atração de sistemas dinâmicos não lineares**. Monografia de Livre-Docência. Universidade de São Paulo - EESC, São Carlos, 2006.

ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. **Power System Control and Stability**. 2.ed. Piscataway, NJ: Wiley-IEEE Press, 2002. 672p.

ANGQUIST, L.; LUNDIN, B.; SAMUELSSON, J. Power oscillation damping using controlled reactive power compensation-a comparison between series and shunt approaches. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.8, n.2, p.687 –700, may 1993.

BOLDEA, I. **Synchronous Generators**. Boca Ratón, FL: CRC Press, 2006.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergético**. 1.ed. [S.l.]: EESC-USP, 2000. 155p.

CAMARGO, C. d. B. **Transmissão de Energia Elétrica**: aspectos fundamentais. 3.ed. [S.l.]: Editora da UFSC, 2006. 278p.

CHEN, X.; PAHALAWATHTHA, N.; ANNAKKAGE, U.; KUMBLE, C. Controlled series compensation for improving the stability of multi-machine power systems. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, [S.l.], v.142, n.4, p.361 –366, jul 1995.

CHIANG, H.-D.; HIRSCH, M.; WU, F. Stability regions of nonlinear autonomous dynamical systems. **Automatic Control, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.33, n.1, p.16 –27, jan 1988.

CHOI, S.; JIANG, F.; SHRESTHA. Suppression of transmission system oscillations by thyristor-controlled series compensation. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, [S.l.], v.143, n.1, p.7 –12, jan 1996.

CHUNLIN, G.; XIANGNING, X. Transient stability control of TCSC. In: INDUSTRIAL ELECTRONICS AND APPLICATIONS, 2009. ICIEA 2009. 4TH IEEE CONFERENCE ON, 2009. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2009. p.1399 –1402.

CLARK, K.; FARDANESH, B.; ADAPA, R. Thyristor controlled series compensation application study-control interaction considerations. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.10, n.2, p.1031 –1037, apr 1995.

CONCORDIA, C. **Synchronous Machines: Theory and Performance**. New York, NY: Wiley, 1951.

DASH, P. K.; MISHRA, S.; PANDA, G. Damping Multimodal Power System Oscillation Using a Hybrid Fuzzy Controller for Series Connected Facts Devices. **Power**, [S.l.], v.15, n.4, p.1360–1366, 2000.

DEL ROSSO, A.; CANIZARES, C.; DONA, V. A study of TCSC controller design for power system stability improvement. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.18, n.4, p.1487 – 1496, nov. 2003.

DOLAN, P.; SMITH, J.; MITTELSTADT, W. A study of TCSC optimal damping control parameters for different operating conditions. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.10, n.4, p.1972 –1978, nov. 1995.

DOLAN, P.; SMITH, J.; MITTELSTADT, W. Prony analysis and modeling of a TCSC under modulation control. In: CONTROL APPLICATIONS, 1995., PROCEEDINGS OF THE 4TH IEEE CONFERENCE ON, 1995. **Anais...** [S.l.: s.n.], 1995. p.239 –245.

FAN, L.; FELIACHI, A. Robust TCSC control design for damping inter-area oscillations. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 2001, 2001. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2001. v.2, p.784 –789 vol.2.

FUCHS, R. D. F. **Transmissão de Energia Elétrica Linhas Aéreas**. 2.ed. [S.l.]: Livros Técnicos e Científicos Editora S.A, 1979. 588p.

GAMA, C. Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC. In: POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1999. IEEE, 1999. **Anais...** [S.l.: s.n.], 1999. v.2, p.1103 –1108 vol.2.

GHANDHARI, M. **Control Lyapunov Functions**: a control strategy for damping of power oscillaions in large power systems. 2000. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Royal Institute of Technology, Stockholm.

GRUNBAUM, R.; HALVARSSON, P.; JONES, P. Series compensation for increased power transmission capacity. In: POWER ELECTRONICS, MACHINES AND DRIVES (PEMD 2010), 5TH IET INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2010. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2010. p.1 –6.

HINGORANI, N.; GYUGYI, L. **Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems**. [S.l.]: New York : IEEE Press, 2000. 432p.

IEEE. Proposed terms and definitions for flexible AC transmission system (FACTS). **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.12, n.4, p.1848 –1853, oct 1997.

KHALIL, H. K. **Nonlinear Systems**. 3.ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2001. 750p.

KIMBARK, E. Improvement of System Stability by Switched Series Capacitors. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.PAS-85, n.2, p.180 –188, feb. 1966.

KUIAVA, R. **Controle robusto de dispositivos FACTS para o amortecimento de oscilações em sistemas elétricos de potência**. 2007. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo EESC, São Carlos São Paulo.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. New York, NY: McGraw-Hill, 1994. 1176p.

KUNDUR, P.; PASERBA, J.; AJJARAPU, V.; ANDERSSON, G.; BOSE, A.; CANIZARES, C.; HATZIARGYRIOU, N.; HILL, D.; STANKOVIC, A.; TAYLOR, C.; VAN CUTSEM, T.; VITTAL, V. Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.19, n.3, p.1387 – 1401, aug 2004.

LI, X. Y. Nonlinear controller design of thyristor controlled series compensation for damping inter-area power oscillation. **Electric Power Systems Research**, [S.l.], v.76, p.1040–1046, 2006.

LIU, Q.; VITTAL, V.; ELIA, N. LMI pole placement based robust supplementary damping controller (SDC) for a thyristor controlled series capacitor (TCSC) device. In: POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 2005. IEEE, 2005. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2005. p.1381 – 1386 Vol. 2.

MATHUR, R.; VARMA, R. **Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems**. 1.ed. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2002.

MIOTTO, E. L. **Análise da Estabilidade Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Multimáquinas com Dispositivos FACTS TCSC e Controladores Robustos**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Estadual de Londrina, Londrina.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo, SP: Edgard Blücher Ltda., 1983.

NATARAJAN, R. **Power System Capacitors**. [S.l.]: CRC Press, 2005. 576p.

NELSON, R.; BIAN, J.; RAMEY, D.; LEMAK, T.; RIETMAN, T.; HILL, J. Transient Stability Enhancement With Facts Controllers. In: AC AND DC POWER TRANSMISSION, SIXTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON (CONF. PUBL. NO. 423), 1996. **Anais...** [S.l.: s.n.], 1996. p.269 –274.

NOROOZIAN, M.; ADERSSON, G. Damping of power system oscillations by use of controllable components. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.9, n.4, p.2046 –2054, oct 1994.

NOROOZIAN, M.; GHANDHARI, M.; ANDERSSON, G.; GRONQUIST, J.; HISKENS, I. A robust control strategy for shunt and series reactive compensators to damp electromechanical oscillations. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.16, n.4, p.812 –817, oct 2001.

PADIYAR, K. R. **FACTS CONTROLLERS IN POWER TRANSMISSION AND DISTRIBUTION**. 1st.ed. [S.l.]: Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore-560 012., 2007. 548p.

PAL, B.; CHAUDHURI, B. **ROBUST CONTROL IN POWER SYSTEMS**. [S.l.]: Springer, 2005. 190p.

PASERBA, J.; MILLER, N.; LARSEN, E.; PIWKO, R. A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.10, n.3, p.1471 –1478, jul 1995.

POSHTAN, M.; SINGH, B. N.; RASTGOUFARD, P. A Nonlinear Control Method for SSSC to Improve Power System Stability. **Control**, [S.l.], 2006.

RAMOS, R. A.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. **Modelagem de Máquinas Síncronas Aplicada ao Estudo de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. 1.ed. [S.l.: s.n.], 2000. 78p.

RODRIGUES, H.; ALBERTO, L.; BRETAS, N. On the invariance principle: generalizations and applications to synchronization. **IEEE Transactions on Circuits and**

Systems I: Fundamental Theory and Applications, [S.l.], v.47, n.5, p.730–739, 2000.

ROUCO, L.; PAGOLA, F. An eigenvalue sensitivity approach to location and controller design of controllable series capacitors for damping power system oscillations. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.12, n.4, p.1660 –1666, nov 1997.

SILVA, F. H.; ALBERTO, L. F.; BRETAS, N. G. Função energia generalizada uniforme de controle para estabilização de sistema não lineares com incertezas. **CBA: Congresso Brasileiro de Automatica**, [S.l.], p.5234–5240, 06 2010.

SILVA, F. H.; GUEDES, R. B.; ALBERTO, L. F.; BRETAS, N. G. Função energia generalizada de controle para estabilização de sistemas não lineares. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, [S.l.], v.20, p.133 – 145, 06 2009.

SON, K.; PARK, J. On the robust LQG control of TCSC for damping power system oscillations. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v.15, n.4, p.1306–1312, 2000.

SUBRAMANIAN, D.; DEVI, R. Application of TCSC Power Oscillation Damping controller to enhance power system dynamic performance. In: POWER ELECTRONICS, DRIVES AND ENERGY SYSTEMS (PEDES) 2010 POWER INDIA, 2010 JOINT INTERNATIONAL CONFERENCE ON, 2010. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2010. p.1 –5.

SWIFT, F.; WANG, H. Application of the controllable series compensator in damping power system oscillations. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, [S.l.], v.143, n.4, p.359 –364, jul 1996.

SYSTEMS, I. **FACTS Technology for Open Access**. [S.l.]: CIGRE, 2001. (CIGRE. Brochure 183).

TARANTO, G.; CHOW, J. A robust frequency domain optimization technique for tuning series compensation damping controllers. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.10, n.3, p.1219 –1225, aug 1995.

TARANTO, G.; SHIAU, J.-K.; CHOW, J.; OTHMAN, H. A robust decentralized control design for damping controllers in FACTS applications. In: CONTROL APPLICATIONS, 1995., PROCEEDINGS OF THE 4TH IEEE CONFERENCE ON, 1995. **Anais...** [S.l.: s.n.], 1995. p.233 –238.

WANG, H.; SWIFT, F.; LI, M. A unified model for the analysis of FACTS devices in damping power system oscillations. II. Multi-machine power systems. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.13, n.4, p.1355 –1362, oct 1998.

WANG, Z.; MEI, S.; PANG, X. Study on passivity-based control of TCSC. **Proceedings. International Conference on Power System Technology**, [S.l.], p.1918–1922, 2002.

WATANABE, E. H.; BARBOSA, P. G.; ALMEIDA, K. C.; TARANTO, G. N. Tecnologia FACTS - Tutorial. **SBA Controle & Automação**, [S.l.], p.39–55, 1998.

YANG, N.; LIU, Q.; MCCALLEY, J. TCSC controller design for damping interarea oscillations. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.13, n.4, p.1304 –1310, nov 1998.

YANG, N.; LIU, Q.; MCCALLEY, J. TCSC controller design for damping interarea oscillations. **Power Systems, IEEE Transactions on**, [S.l.], v.13, n.4, p.1304 –1310, nov 1998.

YUAN, Y.; SUN, Y.; CHENG, L. Design of Delayed Input Wide-Area FACTS Controller Using Genetic Algorithm. **Control**, [S.l.], p.1–6, 2007.

ZHANG, L.; YE, B.; JIANG, Q.; CAO, Y. Application of Multi-Objective Evolutionary Programming in Coordinated Design of FACTS Controllers for Transient Stability Improvement. **Electrical Engineering**, [S.l.], p.2085–2089, 2006.

ZULKIFLI, S. A.; CHING, K. B.; HAMDAN, R.; IBRAHIM, N. A. Study of Poles And Zeros Arrangement Method for PID Controller on TCSC. **Distribution**, [S.l.], n.1, 2008.