

AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO CONJUNTA DOS TCSCs DA INTERLIGAÇÃO
NORTE/SUL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Silvangelia Lílian da Silva Lima Barcelos

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO
DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Maurício Aredes, Dr.-Ing.

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D. Eng.

Dr. Paulo Gomes, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
AGOSTO DE 2007

BARCELOS, SILVANGELA LÍLIAN DA
SILVA LIMA

Avaliação da operação conjunta dos
TCSC da Interligação Norte/Sul do sistema
elétrico brasileiro [Rio de Janeiro] 2007

XVII, 112 p. 29,7cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc., Engenharia Elétrica, 2007)

Dissertação - Universidade Federal do
Rio de Janeiro, COPPE

1. Interligação Norte/Sul

2. TCSC

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

*“A maior sabedoria que existe é
a de conhecer-se!!!”*
Galileu Galilei

AGRADECIMENTOS

Embora uma dissertação seja um trabalho individual, existem contribuições que não podem deixar de ser evidenciadas. Por este motivo, gostaria de expressar meus sinceros agradecimentos:

Primeiramente a Deus por ter me dado a sabedoria necessária e disposição para conquistar meus objetivos.

Aos meus familiares, por todo amor e compreensão, especialmente meu esposo José Carlos Barcelos e meus pais Raimundo e Maria das Graças. Aos meus irmãos, também agradeço, a amizade nos unirá por toda vida. Viane, Silvia, Tina, Ricardo e Rogério.

Ao professor Maurício Aredes pela orientação, ajuda e, principalmente amizade. Obrigada por tornar possível a realização deste trabalho.

A Antônio Felipe Cunha de Aquino, Fábio Domingues de Jesus, Robson Francisco Dias e Gilson Santos Júnior pelo apoio e atenção destinados à elaboração da dissertação. Agradeço a valiosa boa vontade que todos tiveram em me ajudar.

Ao Eng. Guilherme Sarcinelli Luz de Furnas, ao consultor independente Carlos Gama e ao Eng. David nascimento do ONS pelas contribuições técnicas.

Aos meus grandes amigos Bartolomeu, Walbermark, Magno, Aryfrance e Shigeaki, que mesmo distantes colaboraram com companheirismo, amizade e muito incentivo nas horas difíceis. Grandes e sólidas amizades não se desfazem com o tempo, nem tão pouco com a distância.

Aos colegas e funcionários do Laboratório de Eletrônica de Potência, especialmente Antônio Carlos Borré, Edísio Alves Aguiar Júnior, Emanuel van Emmerik, Francisco Kleber, Júlio César Ferreira, e Rômulo Poço.

Muito obrigada a todos!

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO CONJUNTA DOS TCSCs DA INTERLIGAÇÃO NORTE/SUL DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Silvângela Lílian da Silva Lima Barcelos

Agosto/2007

Orientador: Maurício Aredes

Programa: Engenharia Elétrica

O objetivo deste trabalho é avaliar a operação dos TCSCs da interligação Norte/Sul do sistema elétrico brasileiro, observando os resultados de duas alterações na configuração original dos seus sistemas de controle: medição do fluxo de potência global como sinal de entrada para os sistemas de controle de todos os TCSCs; utilização de controles mestres para gerar ordens únicas de reatância para os TCSCs que operam paralelamente na mesma subestação.

A fim de comprovar a melhoria proporcionada ao desempenho desses equipamentos com as alterações propostas, utilizou-se um modelo que apresenta características próximas as da linha de transmissão Norte/Sul. Este modelo considera equivalentes dinâmicos, que representam os blocos geradores Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste e demais equipamentos. A ferramenta computacional utilizada foi o software de simulações de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EVALUATION OF THE COMBINED OPERATION OF TCSCs OF THE NORTH/SOUTH INTERCONNECTION IN BRAZILIAN ELECTRIC SYSTEM

Silvangelia Lílian da Silva Lima Barcelos

August/2007

Advisor: Maurício Aredes

Department: Electrical Engineering

The objective of this work is to evaluate the performance of TCSCs of the North/South interconnection of the Brazilian electrical system, observing the results of two modifications in their control systems: measurement of the global power flow to serve as input to all TCSCs and utilisation of master controls to generate one unique reactance order for the TCSCs that operate in parallel at the same substation.

To validate the improvement of the performance of the TCSCs with the proposed modifications, a model was used that contains characteristics of the North/South transmission line. This model considers dynamic equivalents that represent the North/Northeast and South/Southeast/Mid-West generation regions and other equipments. Simulation results were obtained using the electromagnetic transients program PSCAD/EMTDC.

Sumário

LISTA DE ABREVIACOES E SMBOLOS	x
LISTA DE FIGURAS	xiii
LISTA DE TABELAS	xvii
1 Introdução	1
1.1 Considerações Gerais	2
1.2 Identificação do Problema	4
1.3 Motivao	5
1.4 Objetivos	6
1.5 Estrutura do Texto	6
2 Estabilidade em sistemas de Potência	8
2.1 Introdução	9
2.2 Tipos de Estabilidade	10
2.3 Estabilidade de Ângulo	11
2.3.1 Estabilidade de ângulo a pequenas perturbações	11
2.3.1.1 Modos de oscilação	12
2.3.1.2 Torques sincronizantes e de amortecimento	13
2.3.2 Estabilidade a grandes perturbações	14
2.4 Dispositivos Utilizados na Melhoria da Estabilidade de Sistemas	15
2.4.1 PSS - Power Systems Stabilizers	15
2.4.2 Controladores FACTS	17
2.5 Capacitor Série Controlado a Tiristor	19
2.5.1 Conceito de Compensaao Série Capacitiva	19
2.5.2 Características Básicas do TCSC	20
2.5.2.1 Modos de operação do TCSC	22
2.5.2.2 Capacidade de reatância do TCSC	24
2.5.3 Esquema de controle do TCSC	25
2.5.3.1 Estratégia de Controle para Amortecimento de Oscilações	25
2.5.4 Conclusões do Capítulo	28

3	Avaliação das Condições Operativas e Modelagem da Interligação Norte/Sul	30
3.1	Introdução	31
3.2	O Sistema Interligado Nacional	32
3.2.1	Histórico e Características	32
3.3	Configuração original dos controles dos TCSCs da Interligação Norte/Sul	35
3.3.1	Operação dos TCSCs com Medição do Fluxo Global	37
3.3.2	Operação dos TCSCs com Controles Mestres	39
3.4	Modelagem do Sistema de Potência	41
3.4.1	Equivalentes Dinâmicos	41
3.4.2	Características dos Equipamentos da Interligação	43
3.4.3	Desempenho do Modelo Equivalente de Interligação Norte/Sul	44
3.5	Modelagem dos TCSCs	47
3.5.1	Circuito de Potência	48
3.5.2	Circuito de disparo	48
3.5.2.1	Circuito de sincronismo	49
3.5.2.2	Circuito para geração do sinal de disparo	51
3.5.3	Estratégia de Controle do TCSC do Circuito #1 - Imperatriz	53
3.5.3.1	Phasor - POD	54
3.5.3.2	Cálculo dos Ganhos	57
3.5.3.3	Determinação do Modo de Controle do TCSC	58
3.5.3.4	Determinação da Ordem de Reatância	59
3.5.4	Estratégia de Controle do TCSC do circuito #1 - Serra da Mesa	59
3.5.4.1	Função de Transferência Principal e Malha <i>Lead-Lag</i>	60
3.5.4.2	Função POD	62
3.5.4.3	Função AWC	63
3.5.4.4	Modo TSR	64
3.5.4.5	Determinação da ordem de reatância	64
3.5.5	Estratégia de Controle dos TCSCs do circuito #2 - Imperatriz e Serra da Mesa	65
3.5.5.1	Função de Transferência Principal	66
3.5.5.2	Estratégia de Ganho Variável	67
3.5.5.3	Cálculo do <i>Bias</i> e Limites do TCSC	68
3.5.5.4	Determinação do Valor da Reatância de Operação	69
3.6	Conclusões do Capítulo	69
4	Simulações e Análises de Resultados	70
4.1	Introdução	71
4.2	Considerações sobre o Sistema Elétrico	71

4.3	Resultados obtidos com a aplicação do Curto-Circuito trifásico em Miracema	72
4.3.1	Medição de Fluxos Locais e Globais	73
4.3.2	Medição de Fluxo de Potência Global	75
4.3.3	Estratégias de Controle Mestre	78
4.4	Resultados Obtidos com a Aplicação do Curto-Circuito Monofásico em Gurupi	81
4.4.1	Medição de Fluxos Locais e Globais	81
4.4.2	Medição de Fluxos Globais	84
4.4.3	Estratégias de Controle Mestre	86
4.4.4	Comparação dos casos simulados	88
4.5	Conclusões do Capítulo	92
5	Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros	93
5.1	Conclusões	94
5.2	Propostas de Trabalhos Futuros	95
	Referências Bibliográficas	97
A	Conceitos de Estabilidade	102
A.1	Oscilações Eletromecânicas de Modo Interárea	102
A.2	Fundamentos de Estabilidade a Grandes Perturbações	104
A.2.1	Critério das áreas iguais	106
B	Características dos Dispositivos Utilizados na Representação Norte/Sul	109
B.1	Parâmetros Elétricos de compensação e LTs	109
B.2	Parâmetros Elétricos dos Geradores Equivalentes	110
C	Obtenção do Sinal de Amortecimento para o Phasor-POD	111

Lista de Abreviações e Símbolos

α	Ângulo de disparo dos tiristores
β	Defasagem entre sinal de amortecimento e oscilação de potência
ΔP	Módulo da oscilação de potência
ΔX_{TCSC}	Modulação de reatância calculada pelo TCSC
ω_i	Frequência do modo de oscilação a ser amortecido
ϕ_{comp}	Fase a ser compensada pelo TCSC
ϖ	Parâmetro de desempenho do TCSC
ζ	Fator de amortecimento
<i>AWC</i>	Anti-Windup Controller
<i>AWC_ACT</i>	Ativação da função <i>AWC</i> do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>Bloq_cmd</i>	Comando de bloqueio (TCSCs - Circuito #2)
<i>Bps_cmd</i>	Comando de bypassing (TCSCs - Circuito #2)
<i>CSF</i>	Capacitor Série Fixo
<i>dp0</i>	Primeira referência para cálculo da ordem de reatância
<i>dPSW</i>	Magnitude da parte oscilante da potência ativa
<i>e(t)</i>	Entrada para o sistema de controle genérico do TCSC
<i>FACTS</i>	Flexible AC Transmission Systems
G_{POD1} e G_{POD2}	Ganhos mínimo e máximo para o TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>GCSC</i>	Gate-Controlled Series Capacitor
<i>GTO</i>	Gate Turn-off Thyristor

H	Constante de inércia
i_a, i_b e i_c	Correntes nas fases a, b e c do sistema
I_{linha}	Corrente de linha (TCSCs do circuito #2)
I_{TSR}	Valor mínimo de corrente para ativação do modo TSR
$IGBT$	Insulated Gate Bipolar Transistor
IS e $ISWD$	Sinais que limitam a faixa de operação do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
K	Ganho da estratégia de controle genérica para amortecimento de oscilações
k	Grau de compensação série da linha de transmissão
K_G	Ganho resultante do TCSC de Imperatriz - Circuito #1
K_{G1} e K_{G2}	Ganhos intermediários do TCSC de Imperatriz - Circuito #1
K_{grid} e K_{ps}	Ganhos dos TCSCs do circuito #2
LTs	Linhas de Transmissão
m_c	Número de blocos do compensador de fase
No_{bps}	Comando para operação normal (TCSCs do circuito #2)
ONS	Operador Nacional do Sistema
$p(t)$	Potência ativa instantânea
$p_1(t)$	Modulação de potência causada pelo TCSC
$p_1(t)$ e $p_3(t)$	Fluxos de potência medidos no circuito #1 da Norte/Sul
$p_2(t)$ e $p_4(t)$	Fluxos de potência medidos no circuito #2 da Norte/Sul
P_{av}	Valor médio da potência ativa
P_{global}	Fluxo de potência global da interligação Norte/Sul
P_{min} e P_{max}	Valores mínimo e máximo de potência do TCSC de Imperatriz - Circuito #1
PLL	Phase-Locked Loop
POD	Power Oscillation Damping

<i>POD_ACT</i>	Ativação da função <i>POD</i> do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>POD_LIM</i>	Sinal que traduz máxima corrente do TCSC
<i>PSS</i>	Power Systems Stabilizers
<i>RAMP</i>	Modulação mínima de reatância do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>Ref₁</i> a <i>Ref₃</i>	Referências para geração dos pulsos de disparo dos tiristores
<i>Rf₁</i> e <i>Rf₂</i>	Referências para cálculo de reatâncias no modo de operação <i>Bang-Bang</i>
<i>RSS</i>	Ressonância Subsíncrona
<i>SSSC</i>	Static Synchronous Series Compensators
<i>STATCOM</i>	Static Synchronous Compensators
<i>SVC</i>	Static Var Compensator
<i>TCPAR</i>	Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator
<i>TCPST</i>	Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer
<i>TCR</i>	Thyristor-Controlled Reactor
<i>TCSC</i>	Thyristor - Controlled Series Capacitor
<i>TSC</i>	Thyristor-Switched Capacitor
<i>TSR_ACT</i>	Ativação do modo <i>TSR</i> do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>TSR_ACT₁</i>	Ativação do modo <i>TSR</i> com base no valor de reatância mínima
<i>TSR_ON</i>	Habilitação do modo <i>TSR</i> do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
<i>TSRON</i>	Comando para ativação do modo TSR (TCSCs - Circuito #2)
<i>TSSC</i>	Thyristor-Switched Series Capacitor
V_r e V_s	Tensões nas barras r e s
X_5 e X_6	Limites mínimo e máximo de K_{G1}
X_C	Reatância capacitiva
X_C	Reatância do capacitor do <i>TCSC</i>

X_L	Reatância indutiva
X_v_ORDER	Ordem de reatância (TCSCs - Circuito #2)
X_{10}	Sinal de amortecimento do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
X_3	Parte oscilante do fluxo de potência (TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1)
X_{bias}	Sinal que ajusta reatância calculada entre os limites mínimos e máximos (TCSCs do circuito #2)
X_{cap}	Reatância do capacitor série
X_{LC}	Reatância equivalente do circuito LC formado entre o capacitor e o indutor
$X_{max,TCSC}$	Reatância máxima do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
X_{max}	Reatância máxima dos TCSCs do Circuito #2
$X_{min,C}$	Reatâncias mínima do TCSC de Imperatriz - Circuito #1
$X_{min,TCSC}$	Reatância mínima do TCSC de Serra da Mesa - Circuito #1
X_{min}	Reatância mínima dos TCSCs do Circuito #2
X_{oper}	Reatância calculada com base no valor instantâneo de corrente na linha (TCSCs - Circuito #2)
X_{ORDEM}	Ordem de reatância (TCSC de Imperatriz - Circuito #1)
X_{ref}	Valor correspondente à reatância do TCSC em regime permanente
$X_{TCSC,max}$	Reatância máxima do TCSC
$X_{TCSC,min}$	Reatância mínima do TCSC
X_{TCSC}	Ordem de reatância (TCSC de Imperatriz - Circuito #1)

Lista de Figuras

1.1	Interligações existentes no sistema elétrico brasileiro.	3
2.1	Classificação da estabilidade de sistemas de potência.	10
2.2	Diagrama de Blocos do PSS.	16
2.3	Exemplo de sistema com compensação série capacitiva.	20
2.4	Módulo TCSC.	21
2.5	Curva reatância versus ângulo de disparo.	22
2.6	Modo de operação TCR em condução contínua do TCSC.	23
2.7	Modo de operação capacitor em condução contínua.	23
2.8	Operação do TCSC com condução parcial dos tiristores.	24
2.9	Capacidade máxima de reatância do TCSC em função da corrente.	25
2.10	Esquema de controle do TCSC para amortecimento de oscilações.	26
3.1	Interligação Norte/Sul.	34
3.2	Configuração original da interligação Norte/Sul.	36
3.3	Interligação Norte/Sul com medição do fluxo de potência global.	38
3.4	Interligação Norte/Sul	40
3.5	Circuito unifilar da Interligação Norte/Sul considerando o trecho de Imperatriz a Serra da Mesa.	42
3.6	(a) Fluxos nos Circuitos 1 e 2; (b) Tensões em barras da interligação.	45
3.7	Curto-circuito trifásico. (a) Fluxos nos Circuitos 1 e 2; (b) Tensões em barras da interligação.	46
3.8	Curto-circuito Monofásico. (a) Tensões em barras da interligação; (b) Fluxos nos Circuitos 1 e 2.	47
3.9	Circuito de potência do TCSC para representação no PSCAD/EMTDC.	48
3.10	Diagrama de blocos do PLL	50
3.11	(a)Correntes nas fases a , b e c ; (b)Rampas sincronizadas com as correntes.	50
3.12	Lógica de disparo dos tiristores da fase a do TCSC	51
3.13	Diagrama de blocos do TCSC de Imperatriz - Circuito 1.	54
3.14	Oscilação de potência no caso gerador-barra infinita.	55
3.15	Diagrama de blocos para geração do sinal de amortecimento.	57
3.16	Estratégia para cálculo do ganho global do controle.	58

3.17	Diagrama de blocos do sistema de Controle do TCSC de Serra da Mesa.	60
3.18	Diagrama de Blocos da Malha principal do controlador.	61
3.19	Diagrama de Blocos da Malha de Ativação dos Sinais <i>IS</i> e <i>ISWD</i> .	62
3.20	Diagrama de blocos da função POD.	62
3.21	Diagrama em blocos do AWC.	63
3.22	Diagrama de blocos do modo TSR.	64
3.23	Determinação da Ordem de Reatância.	65
3.24	Controle dos TCSC instalados nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa.	66
3.25	Diagrama de Blocos da Malha principal do controlador do TCSC.	66
3.26	Estratégia para Cálculo do Ganho Efetivo do Controlado.	67
3.27	Diagrama de Blocos do Bias.	68
4.1	Fluxos de potência com configuração original dos TCSCs. (a)Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	73
4.2	Perfil de tensão da interligação com configuração original dos TCSCs	73
4.3	Fluxos de potência globais com configuração original dos TCSCs. (a)Imperatriz) e (b) Serra da Mesa.	74
4.4	Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs. (a)Imperatriz) e (b) Serra da Mesa.	75
4.5	Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	76
4.6	Perfil de tensão da interligação com medição de fluxo de potência global.	76
4.7	(a)Fluxo de potência global na extremidade Norte da interligação e (b) Fluxo de potência global na extremidade sul.	77
4.8	Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs com medição de fluxos globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	77
4.9	Fluxos de potência com estratégias de controle mestre. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	79
4.10	Perfil de tensão da interligação com estratégias de controle mestre.	79
4.11	Fluxos de potência globais nas extremidades Norte e Sul da interligação com controle mestre.	80
4.12	Ordens de reatância geradas pelos controladores TCSCs com a utilização de controles mestres.	80
4.13	Fluxos de potência com configuração original dos TCSCs. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	82
4.14	Perfil de tensão com configuração original dos TCSCs.	82
4.15	Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.	83
4.16	Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	83
4.17	Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.	84

4.18	Perfil de tensão com medição de fluxo de potência global.	84
4.19	Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.	85
4.20	Ordens de reatância geradas pelos TCSCs.	85
4.21	Fluxos de potência com estratégias de controle Mestre.	86
4.22	Perfil de tensão com estratégias de controle mestre.	87
4.23	Fluxos de potência globais com estratégias de controle mestre.	87
4.24	Ordens de reatância geradas para os TCSCs com estratégias de controle mestre.	88
4.25	Fluxos de potência globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	89
4.26	Fluxos de potência globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.	90
A.1	Sistema equivalente Gerador - Barramento infinito.	102
A.2	Diagrama de blocos da malha torque-ângulo do sistema máquina barramento infinito.	103
A.3	Representação equivalente do gerador conectado a uma barra infinita.	104
A.4	Relação ângulo-potência.	105
A.5	Resposta a uma variação de potência mecânica.	107

Lista de Tabelas

3.1	Configuração original da interligação Norte/Sul	31
4.1	Percentuais de amortecimento obtidos com o primeiro cenário analisado	91
4.2	Percentuais de amortecimento obtidos com o segundo cenário analisado	91
B.1	Parâmetros elétricos das LTs.	109
B.2	Parâmetros de compensação indutiva.	109
B.3	Parâmetros de compensação capacitiva.	110
B.4	Parâmetros elétricos dos geradores equivalentes.	110

Capítulo 1

Introdução

Neste Capítulo são feitas considerações a respeito de sistemas de transmissão interligados, destacando-se o caso brasileiro, em particular, a interligação Norte/Sul que conecta os sistemas das regiões Norte e Nordeste do país aos sistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Faz-se considerações sobre os controladores FACTS utilizados para garantir a estabilidade eletromecânica da interligação, bem como, alternativas para melhorar o desempenho conjunto desses equipamentos. Por último, são apresentados a motivação para o desenvolvimento deste trabalho e o objetivo a que se propõe.

1.1 Considerações Gerais

Em países geograficamente grandes, a diferença de fusos-horário e a ocorrência dos picos de carga em diferentes períodos do ano nas diversas partes do sistema de potência são fatores que reduzem a capacidade total de geração instalada necessária para o suprimento efetivo de uma demanda específica. A interligação de sistemas elétricos regionais ou nacionais apresenta-se como uma solução atrativa para este problema, bem como uma excelente alternativa econômica para o amplo aproveitamento do potencial energético de um país ou de uma região.

Tais interligações, embora impliquem em uma maior complexidade de operação do sistema como um todo, são economicamente vantajosas, além de aumentarem a confiabilidade do suprimento às cargas. Por exemplo, se um centro consumidor tem sua demanda suprida por um sistema radial, a ocorrência de falhas na transmissão pode prejudicar ou mesmo comprometer completamente o suprimento desta. Por outro lado, se este mesmo centro consumidor estiver inserido em sistema interligado, existirão caminhos alternativos que garantam o suprimento de sua demanda, mesmo na ocorrência de faltas [1].

No Brasil, tem-se como exemplo deste tipo de interligação, o SIN (Sistema Interligado Nacional), que permite aproveitar a diversidade hidrológica existente entre as regiões, e está dividido em quatro subsistemas:

- Sul (S): Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão;
- Nordeste (NE): Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

Na Figura 1.1 estão apresentadas as interligações existentes entre as regiões brasileiras. Também é mostrada a futura interligação entre Acre/Rondônia e o subsistema Sudeste¹.

¹Fonte: Empresa de Pesquisa Energética em 20/01/07.



Figura 1.1: Interligações existentes no sistema elétrico brasileiro.

Estas interligações propiciam um melhor aproveitamento das disponibilidades energéticas de regiões com características distintas. Um exemplo disso, são as interligações existentes entre sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil: sistemas caracterizados por sensíveis diferenças de hidraulicidade de seus rios, isto é, períodos chuvosos que não coincidem nas diversas bacias hidrográficas. Dessa forma, através da interligação pode-se fazer um adequado intercâmbio de energia elétrica, sendo o excedente de uma exportado para outra e vice-versa.

A necessidade de interligação dos subsistemas elétricos Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, com intuito de aproveitar “sobras” energéticas nas diversas regiões do SIN, levou a construção de um elo de transmissão, denominado interligação Norte/Sul, estabelecendo a conexão entre as subestações de Imperatriz no Maranhão e Serra da Mesa em Goiás.

1.2 Identificação do Problema

Uma interligação pode ser caracterizada pela magnitude de sua reatância série, que na maioria dos casos é menor ou igual à reatância dos circuitos equivalentes conectados. Exceto quando a impedância compreende centenas de ohms (isto é, linhas de transmissão com centenas de quilômetros). Para este caso, o ângulo de fase das tensões através da interligação torna-se significativa, tendo como consequência direta a preocupação com estabilidade angular [2].

O planejamento adequado dos sistemas de potência reduz o comprimento elétrico da linha de transmissão por meio da compensação de sua reatância longitudinal. Isto melhora a capacidade de transmissão e aumenta os limites de estabilidade transitória. O que é suficiente para manter a operação estável da interligação para determinados tipos de contingências. Além disso, são utilizados dispositivos que contribuem de forma significativa para a estabilidade do sistema.

No caso da interligação Norte/Sul, em que a interação entre os blocos energéticos Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste levou ao surgimento de oscilações de baixas frequências e pouco amortecidas, a solução adotada para fornecer amortecimento adequado às oscilações foi o uso de controladores FACTS. Dessa forma, foram instalados TCSCs (*Thyristor-Controlled Serie Capacitor*) na interligação. Com a entrada em operação do segundo circuito da Norte/Sul foram incorporados mais dois TCSCs, resultando na operação paralela entre dois desses dispositivos nas subestações de Imperatriz (MA) e Serra da Mesa (GO).

A diversidade de fabricantes contratados para a instalação dos TCSCs, resultou em um problema complexo com relação à coordenação dos diferentes sistemas de controle desses dispositivos. As principais dificuldades são: assegurar um desempenho coordenado desses controladores e a escolha da melhor forma de medição dos sinais de entrada para as diferentes estratégias de controle.

As diferenças quanto a utilização de fluxos de potência locais e globais (fluxo de potência entre as áreas interligadas) como sinais de entrada para os controles dos TCSCs de uma mesma subestação, além das diferentes estratégias de controle, fazem com que esses dispositivos apresentem diferenças expressivas em seus desempenhos

individuais, o que reflete de forma global no amortecimento das oscilações na interligação Norte/Sul.

A fim de melhorar o desempenho conjunto desses TCSCs no amortecimento de oscilações, surge a idéia da medição de sinais entrada globais para serem usados como entrada para seus sistemas de controle, além da utilização de controle mestres para geração das ordens de reatâncias dos TCSCs de Imperatriz e os de Serra da Mesa.

1.3 Motivação

A interligação Norte/Sul apresenta características que a torna única em âmbito mundial com relação às condições oferecidas ao TCSCs. As linhas de transmissão que interligam os blocos geradores Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste apresentam semelhanças como: mesmas condições de fluxo para o cálculo das ordens de reatâncias e proximidade dos TCSCs paralelos, tendo em vista que encontram-se instalados em uma mesma subestação.

Além disso, deve-se considerar que estes dispositivos, encontram-se em importante interligação do SIN, devendo apresentar desempenho adequado para os diversos cenários de operação.

Poucos trabalhos anteriormente publicados analisam o desempenho conjunto dos TCSCs da norte/Sul [3]. Muitos se restringem à análise da operação individual desses dispositivos. O que é compreensível, tendo em vista que cada concessionária possui a responsabilidade de garantir a confiabilidade do seu equipamento. Deste modo, existem publicações em que as estratégias de controle desses TCSCs são avaliadas separadamente e são propostas melhorias para o desempenho individual [4][5][6][7].

Algumas avaliações realizadas no âmbito do ONS (Operador Nacional do Sistema) apontaram melhorias no desempenho conjunto desses controles com a adoção das seguintes medidas: medição do fluxo de potência global, monitoração do estado da linha e controlador do circuito adjacente e reajuste dos ganhos dos controles.

Neste sentido, propõe a avaliação da operação desses dispositivos com a adoção da medição de fluxo de potência global como sinal de entrada para os sistemas de controle, o que já proporciona melhorias significativas à operação conjunta dos TCSCs, além da utilização de controles para coordenar as ações dos TCSCs de uma mesma subestação, aqui denominadas como estratégias de controle mestre.

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo avaliar a operação conjunta dos TCSCs da interligação Norte/Sul do sistema interligado brasileiro, observando os resultados de duas alterações na configuração original de seus sistemas de controle:

- modificar a forma de obtenção do sinal de entrada para os sistemas de controle do circuito #1, permitindo que todos os controladores da interligação calculem ordens de reatância considerando uma grandeza que traduza o comportamento global do sistema;
- utilizar estratégias de controles para gerar ordens de reatância únicas para os TCSCs que operam paralelamente em uma mesma subestação, controle mestre.

Para comprovar a melhoria proporcionada com o uso da medição de fluxos globais de potência e controles mestres, serão realizadas análises com um modelo que apresenta características próximas à Norte/Sul. Este modelo considera equivalentes dinâmicos, que representam os blocos geradores Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste e demais equipamentos. A ferramenta computacional utilizada foi o software de simulações de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC.

1.5 Estrutura do Texto

O texto desta Dissertação está organizado em 5 capítulos, incluindo a introdução, onde estão contidas as considerações gerais sobre interligações de

sistema, identificação do problema associado à operação conjunta dos TCSCs da Norte/Sul, motivação e objetivos. Os capítulos seguintes são resumidos nos seguintes parágrafos:

No capítulo 2 são mostrados conceitos relacionados à estabilidade de sistemas elétricos de potência, enfatizando a estabilidade angular. As principais alternativas adotadas para melhoria da estabilidade angular a pequenas perturbações serão apresentadas, destacando-se o uso de PSS (*Power Systems Stabilizers*) e equipamentos FACTS, particularmente os TCSCs. As principais características desse equipamento e, considerações a respeito da estratégia de controle para amortecimento de oscilações de baixa frequência serão apresentadas.

No capítulo 3 são feitas considerações com relação às atuais condições de funcionamento dos TCSCs instalados na Interligação Norte/Sul. São propostas mudanças a serem feitas na configuração original desses controladores de forma a garantir um melhor desempenho conjunto no amortecimento das oscilações. Neste capítulo é realizada a modelagem da interligação Norte/Sul, considerando equivalentes dinâmicos, equivalentes de curto-circuito, controles e todos os circuitos de transmissão que compõem esta interligação.

No capítulo 4 são apresentados os resultados da avaliação das condições de operação propostas neste trabalho, utilizando a representação de sistema apresentada no capítulo anterior.

No capítulo 5 estão as principais conclusões obtidas com relação ao tema desenvolvido, são também apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros.

Ao final deste trabalho são adicionados dois apêndices. O Apêndice A é destinado a conceitos relacionados a estabilidade de sistemas. O Apêndice B é dedicado a apresentação dos parâmetros elétricos dos geradores equivalentes e características dos dispositivos utilizados na representação das LTs da Norte/Sul, respectivamente.

Capítulo 2

Estabilidade em sistemas de Potência

2.1 Introdução

A estabilidade de sistemas de potência pode ser definida como a capacidade que esses sistemas possuem de permanecerem estáveis em torno de um ponto de equilíbrio em condições normais de operação, bem como retornar a um ponto de equilíbrio aceitável quando sujeitos a perturbações [8][9].

Um sistema de potência é dependente das máquinas síncronas para a geração de potência elétrica. Uma condição necessária para sua operação satisfatória é que todas as máquinas permaneçam em sincronismo (operem com uma mesma velocidade). Este é um aspecto da estabilidade, que é regido, predominantemente, pela dinâmica dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos e tem sido referido na literatura como estabilidade de ângulo [8][9].

No entanto, a instabilidade pode ocorrer sem que haja perda de sincronismo, caracterizando-se por um decaimento acentuado das magnitudes das tensões em determinadas barras do sistema. Este fenômeno, denominado de instabilidade ou colapso de tensão, é regido pelo comportamento dinâmico das cargas do sistema [8][9].

A estabilidade de sistemas elétricos de potência tem sido abordada segundo dois aspectos: pequenas e grandes perturbações. As pequenas perturbações, tais como pequenas variações de carga ou geração, podem ocorrer continuamente e o sistema deve ser capaz de ajustar-se de acordo com essas alterações, suprindo a nova demanda. O sistema também deve ser capaz de suportar grandes perturbações tais como faltas em linhas de transmissão, perda de unidades geradoras ou de cargas de grande capacidade.

Neste capítulo serão apresentados conceitos relacionados à estabilidade de ângulo sob condições de pequenas e grandes perturbações, objetivando fornecer conceitos básicos para o entendimento dos próximos capítulos. Serão ainda apresentadas as principais alternativas adotadas para melhoria do desempenho de sistemas quando sujeitos a condições que acarretam perda de estabilidade.

Dentre as alternativas apresentadas para melhorar a estabilidade de sistemas, destaca-se o uso do TCSC (*Thyristor - controlled Series Capacitor*), que é um

controlador FACTS que vem sendo utilizado para amortecimento de oscilações. No Brasil, foram instalados quatro TCSCs na linha de interligação Norte-Sul do Sistema Interligado Nacional (SIN) com o objetivo de amortecer as oscilações eletromecânicas de modo interárea. É feita uma descrição sumária das características funcionais desse controlador, assim como da estratégia de controle para amortecimento de oscilações.

2.2 Tipos de Estabilidade

É conveniente estudar a estabilidade em partes, em virtude das várias formas de instabilidade que um sistema de potência pode apresentar. Uma classificação da estabilidade facilita a identificação dos fatores essenciais que contribuem para a instabilidade, bem como para a concepção de métodos que melhoram a operação estável. Essa classificação é feita baseando-se nas seguintes considerações:

- a natureza física da estabilidade resultante, associada às variáveis do problema (estabilidade de ângulo, frequência ou tensão);
- a intensidade do distúrbio considerado (pequenas ou grandes perturbações);
- os dispositivos, processos e tempo que deve ser considerados para avaliar a estabilidade do sistema.

Na Figura 2.1 apresenta-se uma classificação geral para estabilidade de sistemas de potência, identificando suas principais categorias.

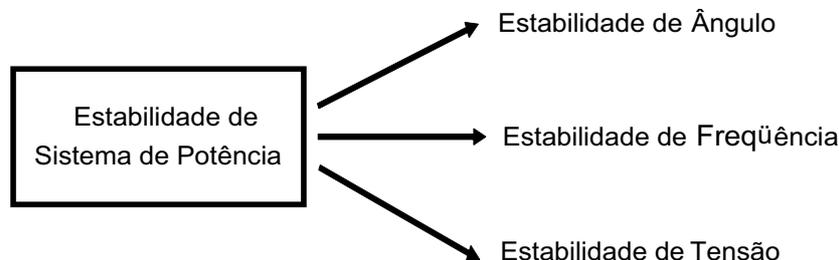


Figura 2.1: Classificação da estabilidade de sistemas de potência.

A estabilidade de ângulo depende da dinâmica dos rotores dos geradores síncronos e de seus sistemas de controles, enquanto que a estabilidade de tensão

é essencialmente dependente do comportamento dinâmico das cargas do sistema, (que pode resultar numa variação significativa das tensões em algumas barras). A estabilidade de frequência refere-se à manutenção do equilíbrio entre geração e carga, conservando fixa a frequência após a ocorrência de grandes distúrbios. Neste trabalho, serão abordados aspectos básicos da estabilidade angular, no estudo de pequenas e grandes perturbações.

2.3 Estabilidade de Ângulo

O termo estabilidade de ângulo é empregado para descrever a capacidade que os rotores dos geradores síncronos possuem de manter, ou não, o sincronismo após a ocorrência de perturbações no sistema [8][9]. Este tipo de estabilidade é tratada sob dois aspectos: pequenas e grandes perturbações.

2.3.1 Estabilidade de ângulo a pequenas perturbações

Também conhecida como estabilidade em regime permanente, refere-se à capacidade dos sistemas elétricos de potência de manter o sincronismo entre seus geradores síncronos, através da restauração do equilíbrio entre o torque eletromagnético e o torque mecânico destas máquinas, sob condições de pequenas perturbações como as que ocorrem continuamente no sistema devido às variações de geração e carga [8].

O problema da manutenção da estabilidade angular envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes aos sistemas de potência. Estas oscilações são caracterizadas pelo surgimento de um amortecimento positivo para todos os modos naturais de oscilação do sistema quando o mesmo é excitado por pequenos distúrbios ou flutuações normais de carga.

2.3.1.1 Modos de oscilação

Diferentes modos de oscilação podem ocorrer em sistemas elétricos de potência, como por exemplo, modos introduzidos pela ação de controles de velocidade, e de excitação, entre outros. Entretanto, os de principal interesse são os modos eletromecânicos de baixa frequência que estão associados à dinâmica dos rotores dos geradores. A faixa de frequência das oscilações eletromecânicas situa-se entre 0,1 e 2,0 Hz podendo ser classificadas, de acordo com a localização dos geradores, em: Oscilações de Modo Local e Oscilações de Modo Interárea [8].

- Oscilações de Modo Local: caracterizadas por oscilações entre as unidades geradoras e o restante do sistema de potência. O termo “local” é empregado em razão de ocorrerem numa usina ou em uma pequena parte do sistema, situando-se em geral na faixa de frequências de 0,7 a 2,0 Hz.
- Oscilações de Modo Interárea: associadas às interações dinâmicas entre grupos de geradores situados em diferentes áreas de sistemas interligados, que resultam em oscilações na faixa de 0,1 a 0,7 Hz. Este tipo de oscilação é ainda classificado de acordo com a faixa de frequência, em:

Modo Interárea de Baixa Frequência : envolve todas as usinas do sistema. Neste caso, o sistema é dividido em dois grandes grupos que oscilam entre si com frequências que variam de 0,1 a 0,5 Hz.

Modo Interárea de Alta Frequência : este modo de oscilação envolve subgrupos de geradores oscilando entre si geralmente na faixa de 0,4 a 0,7 Hz.

Os modos de oscilação eletromecânicos são conhecidos como modos críticos, em virtude do baixo amortecimento natural do sistema. Em determinadas condições de operação, geralmente de elevado carregamento, a combinação de características de carga e dos controles dos geradores (excitação e velocidade) podem reduzir ou até mesmo tornar negativo o amortecimento de um modo de oscilação. O aparecimento de oscilações pouco amortecidas ou com amplitudes crescentes pode ameaçar ou até mesmo tornar inviável a operação de um sistema.

A ocorrência de oscilações de modo local é comum nos casos em que os geradores (ou grupos de geradores) são conectados ao sistema através de linhas de transmissão

que possuem reatâncias elevadas. Isto ocorre principalmente quando as unidades geradoras (hidrelétricas) são localizadas distantes de centros de carga, e deste modo, conectadas através de linhas de transmissão longas em alta ou extra-alta tensão.

As oscilações de modo interárea ocorrem quando diferentes partes do sistema são interligadas por linhas de transmissão com capacidades inferiores às dos subsistemas que interligam, ou ainda devido à interações dinâmicas entre as unidades geradoras das áreas interligadas [10]. Além disso, particularidades dos subsistemas interligados – carregamento, características de cargas e sistemas de controles – influenciam de maneira diversa no surgimento de oscilações de modo interárea, fazendo com que seja difícil a determinação de fatores que especificamente acarretam o aparecimento desse tipo de oscilação².

As freqüências de oscilação dos modos eletromecânicos (ω_d) se aproximam da freqüência de ressonância do sistema (ω_n) para determinados valores de inércia, reatância e carregamento, em virtude dos baixos valores de amortecimento que estes modos apresentam mesmo em condições normais de carga. Estes baixos valores de freqüência surgem em decorrência do crescimento de sistemas interligados [10].

2.3.1.2 Torques sincronizantes e de amortecimento

O problema da estabilidade angular a pequenas perturbações está associado a desbalanços de torques eletromecânicos entre os geradores síncronos (ou grupos de geradores), que ocasionam trocas oscilatórias de potências através das linhas de transmissão. Para uma determinada freqüência de oscilação do rotor do gerador existe uma variação do torque elétrico com mesma freqüência e, amplitude proporcional à da oscilação, que pode ser decomposta em duas componentes ortogonais, definidas como torque de amortecimento e sincronizante [11], expressa da seguinte forma:

$$\Delta T_E = K_D \Delta \omega + K_s \Delta \delta. \quad (2.1)$$

A primeira parcela de (2.1) refere-se ao torque de amortecimento, onde K_D é o coeficiente de amortecimento e $\Delta \omega$ a variação de velocidade do rotor no tempo, de

²Conceitos relativos à oscilações eletromecânicas de modo interárea, tais como taxa de amortecimento e freqüência de oscilação, são mostrados no Apêndice A.

maneira que $(K_D\Delta\omega)$ é proporcional e oscila em fase no tempo com a variação de velocidade do rotor do gerador. A segunda parcela refere-se ao torque de sincronismo, onde K_s é o coeficiente de sincronismo e $\Delta\delta$ a variação do ângulo de carga do rotor do gerador no tempo. Desta forma, $(K_s\Delta\delta)$ é proporcional e oscila em fase no tempo com a variação angular do rotor do gerador. A estabilidade do sistema depende de ambas as componentes de torque para cada máquina síncrona [8].

Estando o sistema em regime permanente, uma das condições de equilíbrio entre os torques de amortecimento e sincronizante no conjunto turbina-rotor de cada uma das unidades geradoras, é que todas as máquinas operem em sincronismo. Com a ocorrência de uma perturbação, o desequilíbrio entre estes torques resulta, ou em uma aceleração ou em uma desaceleração dos rotores dos geradores.

A falta de torque de amortecimento dá origem a oscilações de amplitudes crescentes (instabilidade oscilatória), já a falta de torque sincronizante é caracterizada por um crescimento contínuo do ângulo do rotor (instabilidade aperiódica ou monotônica). O limite de estabilidade de regime permanente é definido pelo cancelamento do torque sincronizante ($K_s = 0$), enquanto que o limite de estabilidade oscilatória é definido pelo cancelamento do torque de amortecimento ($K_D = 0$).

2.3.2 Estabilidade a grandes perturbações

A estabilidade de ângulo a grandes perturbações é comumente definida como estabilidade transitória, sendo relacionada à capacidade do sistema de potência em manter o sincronismo quando sujeito a distúrbios severos, tais como perda de grandes unidades geradoras, perda de grandes cargas ou defeitos em linhas de transmissão. Neste caso, a instabilidade é aperiódica, traduzida por uma aceleração contínua dos rotores das máquinas síncronas do sistema, em decorrência da falta de torque sincronizante [8][9].

Estes distúrbios envolvem grandes variações dos ângulos dos rotores dos geradores, fluxos de potência, tensões nos barramentos, e em outras variáveis do sistema. A instabilidade geralmente ocorre na primeira oscilação, de forma que a estabilidade transitória é comumente denominada *estabilidade de primeira oscilação*.

Contudo, em grandes sistemas, em virtude da superposição de modos, a instabilidade transitória pode ocorrer na forma de oscilações subseqüentes [8].

Este tipo de estabilidade depende fortemente da condição *pré-falta*, da condição *pós-falta* e da severidade do distúrbio ocorrido. A perda de sincronismo nesse caso, se ocorrer, torna-se evidente após 2 ou 3 segundos da ocorrência da falta³.

2.4 Dispositivos Utilizados na Melhoria da Estabilidade de Sistemas

Existem dispositivos amplamente utilizados para proporcionar um maior grau de estabilidade aos sistemas de energia elétrica. A seguir serão apresentadas as principais alternativas adotadas para o amortecimento de oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

2.4.1 PSS - Power Systems Stabilizers

Inicialmente o problema da estabilidade angular sob condições de pequenas perturbações era caracterizado somente pela falta de torque sincronizante. Estudos realizados posteriormente por De Mello e Concordia [11], considerando o modelo linearizado de Heffron-Philips para gerador conectado a barramento infinito [12], mostraram como os reguladores de tensão influenciavam na estabilidade dos sistemas.

Com base nos conceitos de torque sincronizante e torque de amortecimento, esses pesquisadores estabeleceram bases teóricas necessárias para a compreensão deste fenômeno, bem como uma solução efetiva para o problema. Foi proposta a introdução de sinais estabilizantes suplementares na excitação dos geradores síncronos. Tais sinais estabilizantes são fornecidos por Estabilizadores de Sistemas de Potência (*PSS - Power Systems Stabilizers*).

³Maiores esclarecimentos com relação à estabilidade a grandes perturbações são apresentados no Apêndice A.

A função básica do PSS é introduzir uma componente adicional de torque de amortecimento que irá atenuar as oscilações do rotor através da modulação da tensão de referência do sistema de excitação do gerador. A ação deste dispositivo produzirá variações de potência ativa que estarão em fase com a variação de velocidade do rotor $\Delta\omega$. Por exemplo, um PSS para amortecimento de oscilações de potência ativa pode ser expresso de maneira análoga à mostrada em (2.1), apresentando uma componente oscilante que contribui para o amortecimento e outra que afeta a frequência de oscilação [11][13].

Melhorias significativas podem ser proporcionadas ao amortecimento de oscilações quando uma discrepância $\Delta\omega$ é processada por meio de um circuito de avanço de fase, projetado para compensar os atrasos que ocorrem na malha de controle de tensão. Com isso, um amortecimento mais efetivo das oscilações é proporcionado por parte desses estabilizadores. O modelo de um PSS convencional baseado na variação de velocidade é mostrado na Figura 2.2.

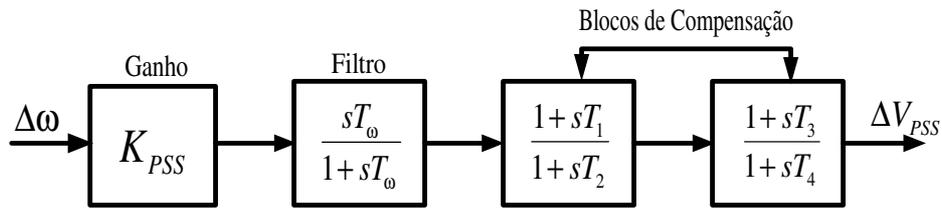


Figura 2.2: Diagrama de Blocos do PSS.

A componente adicional de torque de amortecimento introduzida pela ação do PSS produzirá variações de potência ativa em fase com as variações de velocidade do eixo da máquina. Outros sinais derivados da potência elétrica dos geradores, bem como sinais derivados da frequência, podem ser utilizados como referência para PSS [9].

O modelo apresentado acima consiste de um bloco de ganho estático K_{PSS} , um bloco de filtragem (*washout*) e dois blocos de compensação avanço-atraso (*lead-lags* com constantes de tempo T_1 , T_2 , T_3 e T_4) [9].

O valor do ganho K_{PSS} é calculado, algumas vezes, por meio de ensaios de campo. Uma regra para o cálculo desse ganho é fixá-lo em $1/K_{PSS}^*$, onde K_{PSS}^* é o ganho para o qual o sistema é estável. Outro procedimento consiste em especificar

o amortecimento como requisito de projeto, e então selecionar um valor de ganho que atenda e essa especificação [14][15].

O *washout* atua como filtro passa-alta, impedindo que variações de velocidade alterem a tensão terminal da máquina em regime permanente. Deste modo, a saída deste filtro é atenuada para valores de frequência menores que um valor pré-estabelecido dado por $\omega = 2\pi/T_w$. O valor desta constante de tempo está geralmente situada entre 1 e 20 segundos [8][9].

2.4.2 Controladores FACTS

A estratégia de superdimensionamento de sistemas de energia elétrica tornou-se impraticável em virtude das restrições ambientais e falta de recursos econômicos, que ao mesmo tempo dificultam a construção de novas unidades de geração e linhas de transmissão. Com isso, a necessidade de melhoria das condições de utilização dos sistemas existentes tornou-se um aspecto importante no atual contexto. Em virtude das linhas de transmissão estarem sujeitas a limites térmicos e de estabilidade que restringem a máxima capacidade de transferência de potência, e em vista do crescente aumento da demanda por energia elétrica por parte dos consumidores, tornou-se necessário o desenvolvimento de meios para controlar o fluxo de potência em determinadas linhas de transmissão [16].

Uma alternativa que vem sendo adotada desde a década de 1960, é a utilização de dispositivos de eletrônica de potência [18]. A idéia de produzir equipamentos que forneçam um determinado grau de controle e suporte de potência ativa encontra-se em vigor desde os primeiros projetos de pesquisa que visavam ao aumento da capacidade de transmissão. Contudo, o conceito de sistemas FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) foi introduzido em 1998, quando Hingorani publicou trabalhos propondo o uso de FACTS em sistemas elétricos baseando-se na flexibilidade proporcionada pela eletrônica de potência [17][19]. A partir daquela época, o desenvolvimento tecnológico permitiu a implementação de verdadeiras fontes de tensão e corrente com o uso da eletrônica de potência, ao contrário das primeiras alternativas que baseavam-se no chaveamento de capacitâncias e reatâncias no sistema.

A proposta de Hingorani baseava-se no uso de dispositivos chaveados a tiristores de potência, bem como de dispositivos semicondutores autocomutados (controle do ângulo de disparo e de extinção), como IGCTs (*Integrated Gate Commuted Thyristor*) e IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) dentre outros [16].

A primeira geração de controladores FACTS foi constituída por equipamentos que utilizam tiristores, ou seja, chaves semicondutoras cuja condução de corrente é habilitada por pulsos de comando e o instante de corte é determinado pela linha [17].

Dentre os equipamentos pertencentes à primeira geração que são conectados em paralelo estão o TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*), o TSC (*Thyristor-Switched Capacitor*) e o SVC (*Static Var Compensator*). Os principais equipamentos conectados em série são o TSSC (*Thyristor-Switched Series Capacitor*) e o TCSC (*Thyristor-Controlled Series Capacitor*). Existem ainda dispositivos como o TCPAR (*Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator*) e o TCPST (*Thyristor-Controlled Phase-Shifting Transformer*), que combinam características de ligação série-paralelo [18][19].

A difusão da teoria dos controladores FACTS da primeira geração contribuiu para o desenvolvimento de pesquisas nos campos da operação e projeto de sistemas de potência, e da eletrônica de potência, permitindo a construção de chaves semicondutoras para quais podem-se enviar também pulsos para bloqueio das chaves, dando origem a uma série de outros equipamentos como o STATCOM (*Static Synchronous Compensators*), o SSSC (*Static Synchronous Series Compensator*), o GCSC (*Gate-Controlled Series Capacitor*), UPFC (*Unified Power Flow Controller*) e outros [18][19].

Apesar dos tiristores não possuírem capacidade de controle do instante de bloqueio, apresentam vantagens em relação às chaves autocomutadas que justificam sua utilização em uma ampla faixa de aplicações. Em muitos casos, o comando da ação de bloqueio é desnecessário, justificando o uso dos tiristores, que apresentam benefícios como alto nível de tensão, simplicidade do circuito de controle, e menores perdas e custos, quando comparados às chaves autocomutáveis. Portanto, a decisão por dispositivos com custos e perdas mais elevadas somente se justifica quando for tecnicamente vantajoso optar por chaves condutoras autocomutadas [18].

Os equipamentos FACTS baseados em tiristores são amplamente empregados, em virtude dessa tecnologia ser bastante disseminada e de oferecer alta confiabilidade. O TCSC permite que o nível de compensação série de uma linha de transmissão seja controlado de forma rápida e contínua. A seguir serão apresentadas as principais características do TCSC, assim como o diagrama genérico de controle para amortecimento de oscilações.

2.5 Capacitor Série Controlado a Tiristor

O capacitor série controlado a tiristores (TCSC) foi proposto inicialmente em 1986 por Vithaythil como um método de ajuste rápido da impedância equivalente de uma linha de transmissão [18]. Estas características fazem com que o TCSC seja capaz de desempenhar funções como: rápida regulação do fluxo de potência, aumento da margem de estabilidade, mitigação de ressonância subsíncrona (*RSS*), além do amortecimento de oscilações [20][21].

O TCSC atua no amortecimento de oscilações variando a impedância série equivalente da linha de transmissão através do controle do ângulo de disparo dos tiristores. Cada tiristor é disparado uma vez por ciclo, possuindo um intervalo de condução menor que meio-ciclo da frequência da fundamental.

2.5.1 Conceito de Compensação Série Capacitiva

A compensação de linhas de transmissão por meio de capacitores série é realizada através do cancelamento de parte da reatância indutiva da linha de transmissão, proporcionando o aumento da capacidade máxima de transferência de potência e estabilidade do sistema. A idéia básica é a diminuição da impedância série equivalente da linha, que varia em função do grau de compensação fornecido pelos capacitores. A Figura 2.3 ilustra o caso de compensação série capacitiva para um sistema composto por duas máquinas conectadas através de uma linha de transmissão.

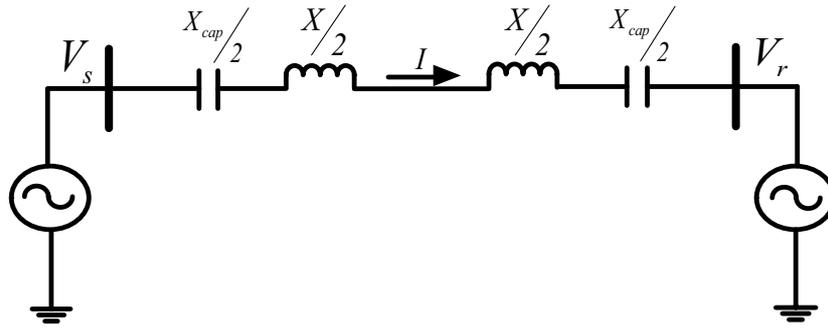


Figura 2.3: Exemplo de sistema com compensação série capacitiva.

A potência ativa deste sistema é expressa da seguinte forma:

$$P_{sr} = \frac{V_s \cdot V_r}{X - X_{cap}} \sin \delta_{sr}, \quad (2.2)$$

onde X_{cap} representa a reatância do capacitor série. Caso X_{cap} seja controlado, o fluxo de potência irá variar de acordo com os requisitos do sistema, sendo $k = X_{cap}/X$ definido como o grau de compensação série da linha de transmissão. Considerando $V_s = V_r = V$, a Eq. (2.2) pode ser reescrita como [18]:

$$P_{sr} = \frac{V^2}{(1 - k)X} \sin \delta_{sr}. \quad (2.3)$$

Para sistemas de alta tensão, o fator k pode alcançar valores elevados (aproximadamente 100%) [21].

2.5.2 Características Básicas do TCSC

Um módulo TCSC consiste basicamente de um capacitor fixo em paralelo com um reator controlado a tiristores (TCR). Os módulos TCR e TCSC podem ser observados no diagrama esquemático unifilar da Figura 2.4. Este conjunto é conectado em série com a linha de transmissão e, dependendo do nível de compensação desejada são conectados um ou mais módulos em série no sistema.

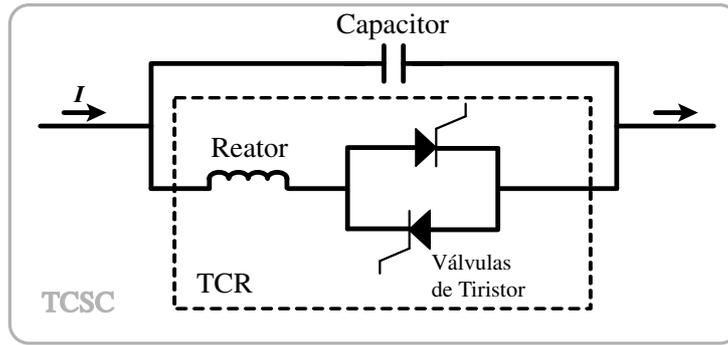


Figura 2.4: Módulo TCSC.

O TCSC fornece uma impedância capacitiva variável no tempo pelo cancelamento parcial da capacitância de compensação por meio do TCR. O TCR na frequência fundamental é uma impedância reativa continuamente variável, controlada pelo atraso do ângulo de disparo α . A relação entre o ângulo de disparo dos tiristores e a reatância do TCSC pode ser obtida por [20]:

$$X_{TCSC} = -X_C + C_1 \{2(\pi - \alpha) + \sin[2(\pi - \alpha)]\} + C_2 \cos^2(\pi - \alpha) \{\varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha)] - \tan(\pi - \alpha)\}, \quad (2.4)$$

sendo,

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi}, \quad (2.5)$$

$$C_2 = \frac{4X_{LC}^2}{X_L\pi}. \quad (2.6)$$

Em (2.4), X_C representa a reatância do capacitor, X_L a reatância do indutor, X_{LC} a reatância equivalente do circuito LC formado entre o capacitor e o indutor; α o ângulo de disparo dos tiristores e o fator ϖ . Este último parâmetro tem influência direta no ponto de ressonância e no eventual custo de projeto do TCSC, situando-se tipicamente entre 2,4 e 2,75 [21]. O fator ϖ é definido como:

$$\varpi = \frac{\omega_0}{\omega}, \quad (2.7)$$

onde, $\omega_0 = \sqrt{\frac{1}{LC}}$, $\omega = \sqrt{\frac{X_L}{X_C LC}}$. Substituindo os valores de ω e ω_0 em (2.7) pode-se determinar o valor de ϖ em função das reatâncias como:

$$\varpi = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}}. \quad (2.8)$$

Para a construção da curva da reatância versus ângulo de disparo, é necessário identificar também o ponto de ressonância do TCSC [18][20]. De fato, o TCSC

é formado por um circuito LC paralelo que apresenta ressonância para um determinado ângulo de disparo. A Eq. (2.4), que descreve a reatância do TCSC em função do ângulo de disparo, tem zeros em $\alpha = \pi - [(2n - 1)\pi/2\varpi]$ ($n = 1, 2, \dots$). Para $n=1$, que conduz a um ponto de ressonância entre 90 e 180° , tem-se $\alpha = \pi(1 - 1/2\varpi)$. Calculando-se o ângulo de ressonância, constrói-se a característica para dois intervalos nas vizinhanças desse ângulo.

A reatância equivalente do TCSC em função do ângulo de disparo dos tiristores é apresentada na Figura 2.5. Observa-se que a reatância do TCSC pode assumir valores indutivos e capacitivos definindo diferentes regiões de operação (região capacitiva e região indutiva). Desta forma, é possível descrever três modos distintos de operação do TCSC: modo curto-circuito, modo bloqueado, e modo contínuo.

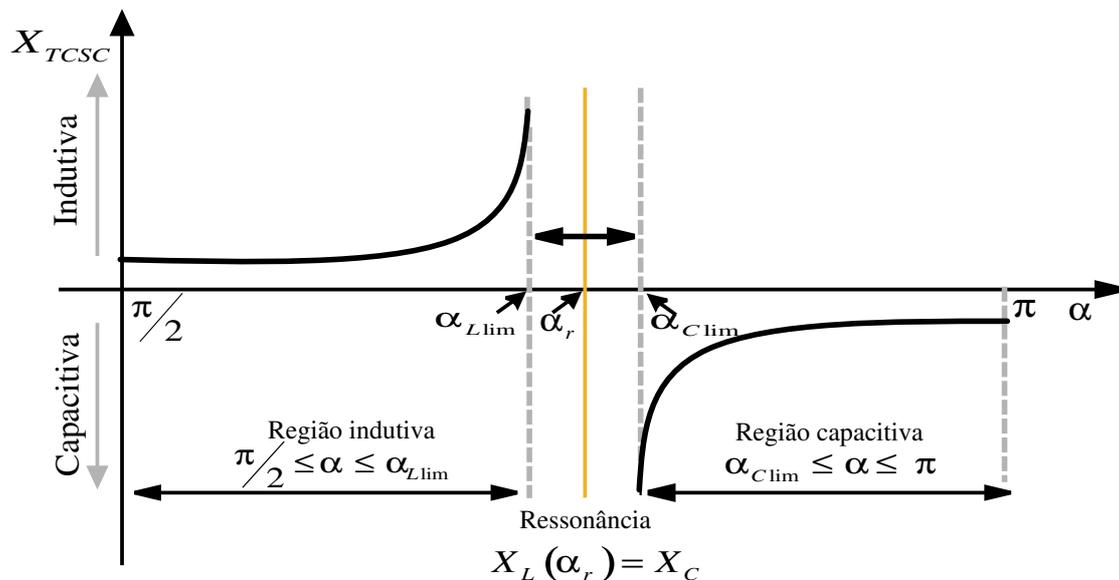


Figura 2.5: Curva reatância versus ângulo de disparo.

2.5.2.1 Modos de operação do TCSC

- Modo TCR em condução contínua: neste modo, os tiristores são continuamente disparados ($\alpha = 90^\circ$). A corrente da linha de transmissão flui através do reator do TCR, que tem um valor muito pequeno e encontra-se totalmente inserido no circuito. A Figura 2.6 ilustra este modo de operação.

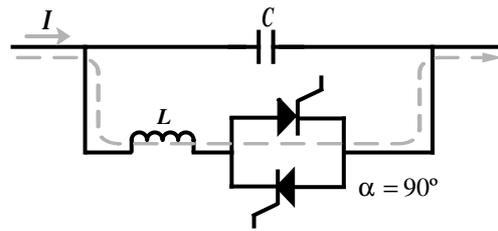


Figura 2.6: Modo de operação TCR em condução contínua do TCSC.

- Modo capacitor em condução contínua: neste caso, o banco de capacitores comporta-se como um banco fixo ($\alpha = 180^\circ$) fornecendo um nível mínimo de compensação para a linha de transmissão. A corrente da linha de transmissão flui através do banco de capacitores e não através do reator. O modo tiristor bloqueado é mostrado na Figura 2.7.

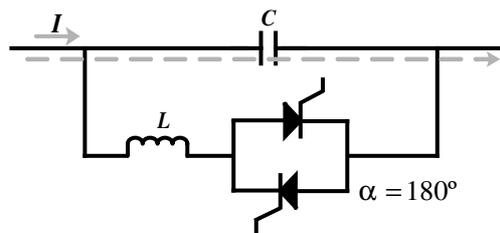
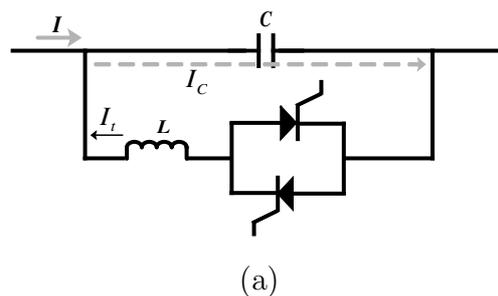


Figura 2.7: Modo de operação capacitor em condução contínua.

- Modo de controle contínuo (Vernier): neste caso, o ângulo de disparo pode variar, dependendo das condições operacionais do sistema, possibilitando que o TCSC forneça uma reatância variável, tanto na região indutiva como na região capacitiva. É importante notar a existência da região de ressonância, definida nas proximidades do ponto ($X_L(\alpha_r) = X_C$), impondo-se para isso limites para o ângulo de disparo α dos tiristores. Na Figura 2.8 são mostradas duas situações em que o TCSC encontra-se no modo de controle contínuo.



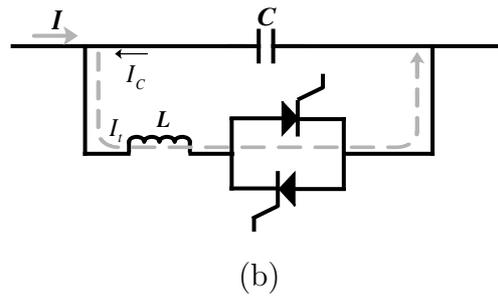


Figura 2.8: Operação do TCSC com condução parcial dos tiristores.

(a) Operação na região capacitiva e (b) Operação na região indutiva.

2.5.2.2 Capacidade de reatância do TCSC

A reatância do TCSC, em função da corrente na linha em que é inserido, levando em consideração todos os limites operativos, é mostrada na Figura 2.9. A convenção utilizada neste caso, considera que a reatância capacitiva seja positiva e que a reatância indutiva seja negativa. Essa curva mostra a redução da reatância do TCSC com o aumento da corrente na linha, além da delimitação das regiões de operação do TCSC de acordo com os valores máximos e mínimos de reatância que podem ser fornecidos.

Os limites das regiões são definidos como [21][22]:

- A Limite mínimo do ângulo de disparo na região de operação capacitiva;
- B Tiristores bloqueados (indicando que toda corrente flui pelo capacitor);
- C Limite de tensão máxima no capacitor;
- D Tiristores em condução total;
- E Limite máximo do ângulo de disparo na região de operação indutiva;
- F Limite de aquecimento harmônico;
- G Limite de corrente máxima no TCSC.

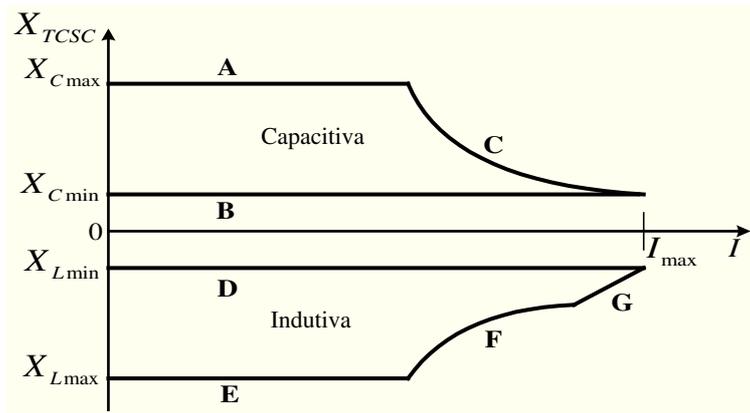


Figura 2.9: Capacidade máxima de reatância do TCSC em função da corrente.

2.5.3 Esquema de controle do TCSC

Os esquemas de controles do TCSC, assim como dos demais dispositivos de controle, são dependentes das funções requeridas no sistemas de potência. Assim, o TCSC pode ser utilizado para desempenhar várias funções, podendo ser especificado para cumprir apenas uma delas ou executá-las conjuntamente. O que irá diferenciar uma aplicação das outras é a função de controle e a faixa de operação do equipamento (*rating*) [22].

Neste trabalho, será abordada a aplicação do TCSC para amortecimento de oscilações eletromecânicas, uma vez que, o objetivo do estudo é a análise da operação conjunta dos TCSCs da interligação Norte/Sul no amortecimento de oscilações interárea de baixa frequência.

2.5.3.1 Estratégia de Controle para Amortecimento de Oscilações

O uso de TCSCs na Interligação Norte/Sul corresponde a uma situação privilegiada em termos de simplicidade da estratégia de controle e de faixa de operação do equipamento. Neste caso, apenas o sinal para amortecimento das oscilações é necessário e o amortecimento é alcançado pelo controle do ângulo de disparo dos tiristores, fazendo com que a ordem de reatância gerada pela estratégia de controle conduza a um erro nulo da variável controlada. Posteriormente, serão dados maiores esclarecimentos com relação aos sinais de entrada para este tipo de

controle. Para a realização desta ação é necessário que o circuito de controle do TCSC seja equipado com um estabilizador suplementar com uma estrutura similar à de um PSS, geralmente conhecido como controlador POD (*Power Oscillation Damping*).

Os controladores POD são projetados para produzir torque de amortecimento suplementar por meio da modulação dos parâmetros de entrada do TCSC durante a ocorrência das oscilações. A estrutura desses controladores é composta por um ganho estabilizante, um filtro passa alta, e por um circuito compensador de fase. A Figura 2.10 ilustra o diagrama de controle do TCSC, juntamente com a estrutura do controlador POD para amortecimento de oscilação.

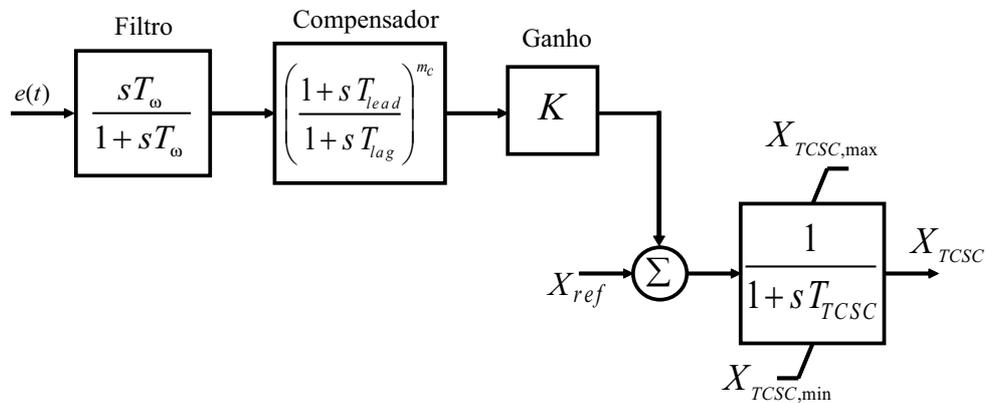


Figura 2.10: Esquema de controle do TCSC para amortecimento de oscilações.

Após a medição, o sinal de entrada do sistema de controle, $e(t)$, passa pelo filtro *washout*, que tem a função de evitar a atuação do TCSC durante excursões lentas do carregamento da linha em função da variação do intercâmbio de potência da interligação. Os blocos compensadores, *lead-lag*, fornecem ao sinal de entrada a característica de fase necessária para que a reatância do TCSC seja modulada de forma a introduzir amortecimento na faixa de frequência desejada, em torno de 0,3 Hz no caso da Interligação Norte/Sul.

O ganho K determina a quantidade de amortecimento introduzida no sistema. Este parâmetro deve ser inversamente proporcional ao fluxo de potência ativa na linha (ou no TCSC), uma vez que a eficiência do TCSC para amortecer oscilações fica sensivelmente reduzida para baixos valores de corrente na linha. Com baixos valores de corrente, mesmo com grandes variações de reatância do TCSC, não se

obtem grandes variações de tensão. São as variações controladas de tensão série na linha, que, em última análise amortecem as oscilações [22].

Os valores limites ($X_{TCSC,min}$ e $X_{TCSC,max}$) são fundamentais para dimensionamento do TCSC. É importante ressaltar que se deve levar em consideração as limitações impostas ao equipamento, como mostrado na Figura 2.9. O limite máximo representa a máxima reatância capacitiva, que pode ser fornecida pelo TCSC, considerando seus limites operativos. Desta forma, trata-se de um limitador dinâmico que varia em função da tensão nominal do capacitor e da corrente da linha, evitando situações de sobretensão, que geralmente equivale a duas vezes o valor da tensão nominal [22].

Os parâmetros destes controladores são determinados por meio de técnicas de controle clássico [16][23][24]. São comumente utilizadas técnicas baseadas em métodos de resposta em frequência e na sensibilidade dos autovalores do sistema em que será utilizado o controlador, resumindo-se basicamente em duas etapas: na determinação da fase a ser compensada pelo controlador e na determinação do ganho do controlador de modo a obter o amortecimento desejado.

Os blocos de compensação de fase de um controlador POD são projetados de acordo com as seguintes equações [23]:

$$\phi_{comp} = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (2.9)$$

$$\alpha_c = \frac{T_{lead}}{T_{lag}} = \frac{1 - \sin\left(\frac{\phi_{comp}}{m_c}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\phi_{comp}}{m_c}\right)}, \quad (2.10)$$

$$T_{lag} = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}}. \quad (2.11)$$

Sendo ϕ_{comp} a fase a ser compensada pelo controlador, α_c é a variável que determina as ações de avanço e atraso por parte do compensador de fase, ω_i a frequência do modo a ser amortecido, m_c é o número de blocos do compensador de fase e R_i é o resíduo correspondente ao modo de oscilação existente. O ganho do POD é determinado de modo a atender a taxa de amortecimento necessária para o modo considerado.

A capacidade de controle de um equipamento FACTS está relacionada com a

localização do mesmo no sistema, de forma que, existem diferentes métodos para determinar a melhor localização para esses controladores. Um deles consiste na determinação das trocas energéticas no sistema, através da análise modal do fluxo de potência. Com isso, estima-se rapidamente a contribuição de cada gerador e dispositivo de controle no sistema. Este método, ajuda a identificar possíveis localizações para alocação de controladores, tais como TCSCs e outros [25].

Características de controlabilidade e observabilidade são também utilizadas para determinar a melhor localização de controladores FACTS. Esta metodologia consiste, na alocação de controladores em locais de maior sensibilidade [24][25].

Com relação à entrada da estratégia de controle para amortecimento de oscilações, podem ser utilizados vários sinais para realimentação dos controladores, entretanto, alguns aspectos devem ser considerados para seleção de tais sinais. De acordo com a aplicação, o sinal deve observar o modo de oscilação a ser amortecido. Preferencialmente, este sinal deve estar disponível localmente ou pode ser sintetizado a partir de medições locais. A utilização de medições locais elimina o uso de canais de comunicação, reduzindo atrasos de resposta, aumentando a confiabilidade, diminuindo custos de implementação do controlador [16].

Podem ser utilizados sinais tais como potência ativa, potência reativa, magnitude da corrente, magnitude das tensões nas barras como entrada para um controlador. A potência e a corrente de linha são mais abordados na literatura [26]. No caso dos TCSCs da interligação Norte/Sul, o sinal de referência adotado é a potência ativa. É importante destacar que os parâmetros do controlador POD de um mesmo equipamento FACTS diferem de acordo com o sinal de entrada adotado.

2.5.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados conceitos relacionados à estabilidade de sistemas elétricos de potência, dando particular atenção aos relacionados à estabilidade angular.

Foram apresentadas as principais alternativas adotadas para melhoria da estabilidade angular a pequenas perturbações, destacando-se o uso de PSS (*Power*

Systems Stabilizers) e equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmissions systems*), particularmente os TCSCs.

As principais características do TCSC foram apresentadas, assim como considerações a respeito da estratégia de controle deste controlador FACTS no amortecimento de oscilações de baixa frequência.

No capítulo seguinte, serão apresentadas considerações com relação à configuração original dos TCSCs da interligação Norte/Sul, assim como avaliações do desempenho desses dispositivos sob diferentes condições operativas. Será realizada uma modelagem da interligação Norte/Sul no programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC representando os principais equipamentos da interligação, inclusive os TCSCs e as estratégias de controle.

Capítulo 3

Avaliação das Condições Operativas e Modelagem da Interligação Norte/Sul

3.1 Introdução

Os diferentes fabricantes envolvidos nos empreendimentos de implantação dos dois circuitos da Interligação Norte/Sul acabaram por adotar diferentes estratégias de controle para seus TCSCs (Tabela 3.1). Conseqüentemente, desde a entrada em operação do segundo circuito, em 2004, verifica-se operação em paralelo entre os dois TCSCs de Serra da Mesa e os dois de Imperatriz.

Tabela 3.1: Configuração original da interligação Norte/Sul

Subestação	Circuito	Transmissora	Fabricante
Imperatriz	1	Eletronorte	ABB
	2	Novatrans	GE
Serra da Mesa	1	Furnas	Siemens
	2	Novatrans	GE

A operação adequada e coordenada dos equipamentos da interligação, considerando diferentes condições operativas do sistema, constitui um grande desafio para os profissionais envolvidos na operação do SIN, tendo em vista a dificuldade de assegurar que as diferentes estratégias de controle apresentem desempenho satisfatório diante das contingências. As ordens de reatância geradas pelos controladores são calculadas de forma independente, dando margem a diferenças significativas. Isto se reflete de maneira global no desempenho do sistema, uma vez que, para uma mesma ocorrência, os TCSCs apresentam comportamentos distintos.

Este trabalho contribui para um maior conhecimento dos TCSCs e da operação conjunta dos mesmos, realizando análises do desempenho desses controladores quando sujeitos a condições em que são utilizados sinais locais e globais como referência para os sistemas de controle. Ainda será avaliada a adoção de estratégias de controle único nas extremidades da interligação. O objetivo das análises realizadas com o controle mestre não é a comparação entre as estratégias existentes, mas somente apresentar o desempenho da interligação quando sujeita a esta condição operacional.

As análises mencionadas, serão realizadas por meio da modelagem da interligação

Norte/Sul no programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC. Este modelo deve considerar todos os equipamentos que compõem o sistema em questão, bem como a representação das estratégias de controle dos TCSC que encontram instalados nos dois circuitos desta interligação.

Existem ferramentas computacionais específicas para o estudo dos transitórios eletromecânicos, como é o caso do ANATEM, que é uma aplicação computacional para realização de estudos de estabilidade à frequência fundamental tanto na operação como no planejamento dos sistemas. Contudo, optou-se pela utilização do PSCAD/EMTDC neste trabalho, devido a interface gráfica apresentada pelo mesmo, bem como a robustez deste software na análise do desempenho de sistemas de potência, buscando demonstrar as potencialidades desta ferramenta quando da ocorrência de oscilações eletromecânicas de baixa frequência.

3.2 O Sistema Interligado Nacional

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica brasileiro é composto pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos sistemas isolados. Possui tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, sendo de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e de múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, nos pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [27].

3.2.1 Histórico e Características

Estudos de planejamento anteriores a 1995 indicaram a possibilidade de se obter ganhos energéticos através da interligação dos sistemas elétricos Norte/Nordeste (Sistema Norte) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (Sistema Sul). Estes ganhos seriam obtidos através da transferência de fluxos inter-regionais sazonais, permitindo uma operação otimizada dos reservatórios das usinas existentes nos dois subsistemas. Tais benefícios foram caracterizados por intercâmbios de 1000 a 2000 MW. Diante

dos resultados desses estudos, ficou prevista para o ano de 2001, a construção da interligação Norte/Sul [28][29].

Entretanto, avaliações do ciclo de planejamento de 1996 indicaram existir uma grande probabilidade de ocorrência de racionamentos de energia elétrica no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, no período de 1997 a 1999. Como há dificuldade na incorporação de obras de geração a curto prazo, estudos adicionais foram realizados e apontaram para a conveniência da antecipação da Interligação Norte/Sul para dezembro de 1998 [28].

Naquela ocasião, pesquisas realizadas no âmbito da Eletrobrás, demonstraram a necessidade de implementação da interligação Norte/Sul, estabelecendo uma ligação entre as subestações de Imperatriz (Eletronorte) e Serra da Mesa (Furnas). Foram estudadas alternativas de transmissão em corrente alternada e contínua para estabelecer a fase inicial da interligação: um elo de transmissão com aproximadamente 1000 km de extensão e capacidade máxima de 1300 MW nos dois sentidos [4][22].

Ainda na fase de planejamento da interligação, verificou-se que a alternativa em corrente alternada daria origem a um modo de oscilação eletromecânica entre os sistemas Norte e Sul, com baixos valores de frequência e pouco amortecimento. Contudo, esta alternativa apresentava custos inferiores à alternativa em corrente contínua, além da vantagem de inserção regional, ao facilitar a integração de novas cargas e geração ao longo da rota da linha. A solução adotada para a implementação em corrente alternada foi o uso de compensação série controlável [22].

O primeiro circuito entrou em operação em agosto de 1999, formando um único sistema, o qual foi denominado Sistema Interligado Nacional [3][4][22].

A Interligação Norte/Sul, em destaque na Figura 3.1, compreende as linhas de transmissão em 500 kV entre as subestações Imperatriz, Colinas, Miracema, Gurupi e Serra da Mesa, conecta os sistemas Norte e Nordeste aos sistemas Sul, Sudeste e Centro-Oeste.⁴

No processo de integração do primeiro circuito da Interligação Norte/Sul ao

⁴A extensão total que a interligação Norte/Sul apresenta é de 1257 km, considerando-se o trecho até Samambaia.

SIN, em 1999, ficaram pendentes importantes reforços de transmissão definidos na fase de planejamento. Ressalta-se, por exemplo, a conexão entre a subestação de Samambaia 500 kV e as subestações de Emborcação e Itumbiara 500 kV, que foi feita, no fim de 2002, pela rede de 345 kV da área Goiás/Brasília [3].

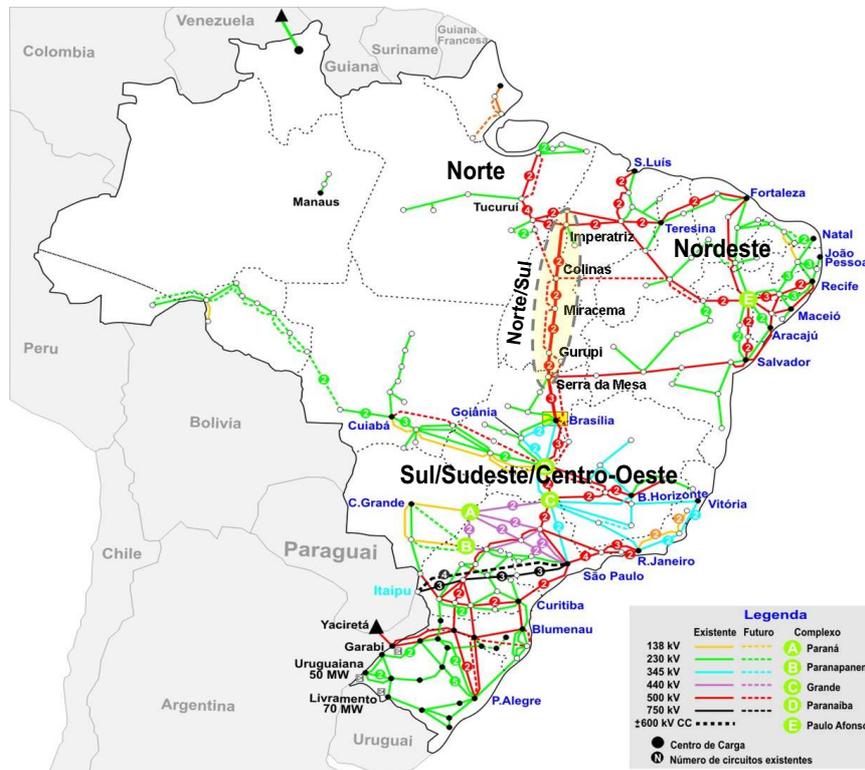


Figura 3.1: Interligação Norte/Sul.

A distância elétrica entre os centros de geração do Nordeste e do Sudeste, afetada pela não realização dos reforços previstos para o sistema receptor, ficou caracterizada pelo baixo coeficiente de potência sincronizante entre os subsistemas interligados e, conseqüentemente, pelo surgimento de um modo de oscilação de baixa frequência (0,15 a 0,2 Hz). Para frequências desta ordem fica difícil obter amortecimento adequado das oscilações eletromecânicas com a utilização de estabilizadores (PSS) implantados nas unidades geradoras das usinas [4][22].

A solução adotada para viabilizar a operação interligada foi a utilização de TCSCs nas extremidades da Interligação Norte/Sul, estratégia que conferiu amortecimento suplementar às oscilações entre os geradores [4][22][28].

A duplicação da Norte/Sul tornou-se necessária devido a segunda etapa de

construção da UHE de Tucuruí e da UHE de Lajeado, reforço que possibilitou ampliar a capacidade de transmissão para intercâmbios da ordem de 2500 MW [1].

Com a entrada do segundo circuito em fevereiro de 2004, foram incorporados mais dois TCSCs ao SIN. Desde então, tem-se a operação em paralelo — em uma mesma subestação — entre os dois TCSC de Serra da Mesa e entre os dois de Imperatriz, fornecidos por diferentes fabricantes e utilizando estratégias de controle distintas. Além disso, deve-se considerar que eles, estão instalados em importante interligação do SIN, devendo apresentar desempenho adequado para os diversos cenários de operação.

3.3 Configuração original dos controles dos TCSCs da Interligação Norte/Sul

Com o início da operação do segundo circuito da interligação Norte/Sul e a realização dos últimos reforços de transmissão, o modo de oscilação característico passou a assumir valores na faixa de 0,25 a 0,4 Hz. Além desta elevação da frequência do modo Norte/Sul, verificou-se significativo aumento do amortecimento das oscilações. O aumento dessa frequência e também do amortecimento desse modo de oscilação melhorou significativamente o desempenho do SIN, principalmente quando são considerados elevados intercâmbios de energia entre as regiões Norte, Nordeste e Sudeste [3].

A configuração original da Interligação Norte/Sul é mostrada na Figura 3.2. Como pode ser observado, os sinais de entrada para os sistemas de controle dos TCSCs do circuito #1 são os fluxos de potência ativa medidos na linha de transmissão em que encontram-se inseridos, $p_1(t)$ e $p_3(t)$. Já os TCSCs do circuito #2 utilizam a soma dos fluxos de potência nas duas linhas de transmissão da interligação, como entrada para seus sistemas de controle (P_{global}).

Embora os circuitos #1 e #2 apresentem características semelhantes, uma distribuição de fluxos equilibrada entre esses circuitos só é possível com a ocorrência de uma operação harmoniosa dos equipamentos que os constituem. O que é difícil de assegurar, já que existem estratégias de controle diferentes e os sinais de entrada

são medidos de maneiras distintas.

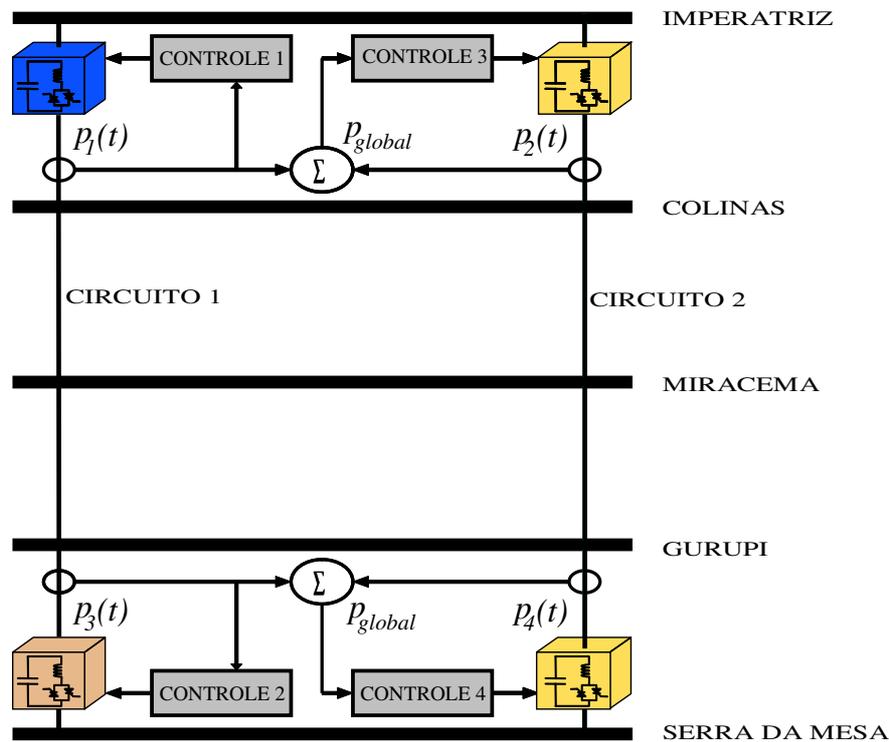


Figura 3.2: Configuração original da interligação Norte/Sul.

O TCSC é um equipamento que baseia-se em eletrônica de potência para gerar uma ordem de reatância variável no tempo, este valor de reatância é calculado separadamente, dependendo da estratégia de controle e do sinal de entrada. O que aumenta a probabilidade de ocorrerem erros significativos na atuação desses controladores quando operam ao mesmo tempo.

Em casos como da interligação Norte/Sul, em que diferentes estratégias geram as ordens de reatância para os diversos TCSCs, as diferenças entre as ordens calculadas por cada controle influenciam no desempenho global do sistema. Para melhorar a operação de cada controlador, e conseqüentemente, a operação de toda a interligação, torna-se importante oferecer iguais condições para os sistemas de controle gerarem as ordens de reatância. O que pode ser feito com a medição do fluxo de potência global da interligação, servindo de referência para todas as estratégias de controle.

3.3.1 Operação dos TCSCs com Medição do Fluxo Global

Em geral, TCSCs são controlados localmente sem nenhuma coordenação, de forma que, é desconsiderada a influência desses dispositivos em outras linhas ou barras do sistema. Ações de controle que são razoáveis para as linhas onde são localizados podem causar sobrecargas ou tensões indesejáveis em outras partes do sistema. Situações em que aumenta-se o número de controladores e diminui-se a proximidade entre eles, ações de controle de um desses dispositivos pode levar a um desempenho desfavorável do outro. Por esta razão, torna-se necessária a coordenação entre os sistemas de controles dos vários TCSCs de um mesmo sistema [30].

Na interligação Norte/Sul ocorre a interação entre dois TCSCs em Imperatriz e dois outros TCSCs em Serra da Mesa, sendo imprescindível coordenar as ações desses dispositivos, buscando aproveitar a máxima contribuição por parte de cada controlador para o amortecimento de oscilações.

Avaliações realizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), em parceria com os agentes envolvidos na construção da Norte/Sul, constataram que os TCSCs de Imperatriz não atuariam de maneira harmoniosa se fossem mantidos os ajustes propostos pelos fabricantes. A adoção desses ajustes levaria a uma distribuição desequilibrada de fluxos de potência ou correntes entre os circuitos das linhas de transmissão Imperatriz/Colinas e Gurupi/Serra da Mesa, o que comprometeria a efetividade dos TCSCs no amortecimento das oscilações [3].

Os estudos desenvolvidos indicaram que os problemas poderiam ser minimizados se fossem implantadas algumas modificações nas estruturas dos sistemas de controle, tais como monitoração do estado da linha de transmissão e dos TCSCs do circuito paralelo, reajuste dos controladores dos TCSCs e medição de fluxo global [3]. Neste trabalho objetiva-se avaliar o desempenho da interligação Norte/Sul com a utilização da medição do fluxo global de potência, e ainda, a utilização de controles mestres (mostrada na Figura 3.3).

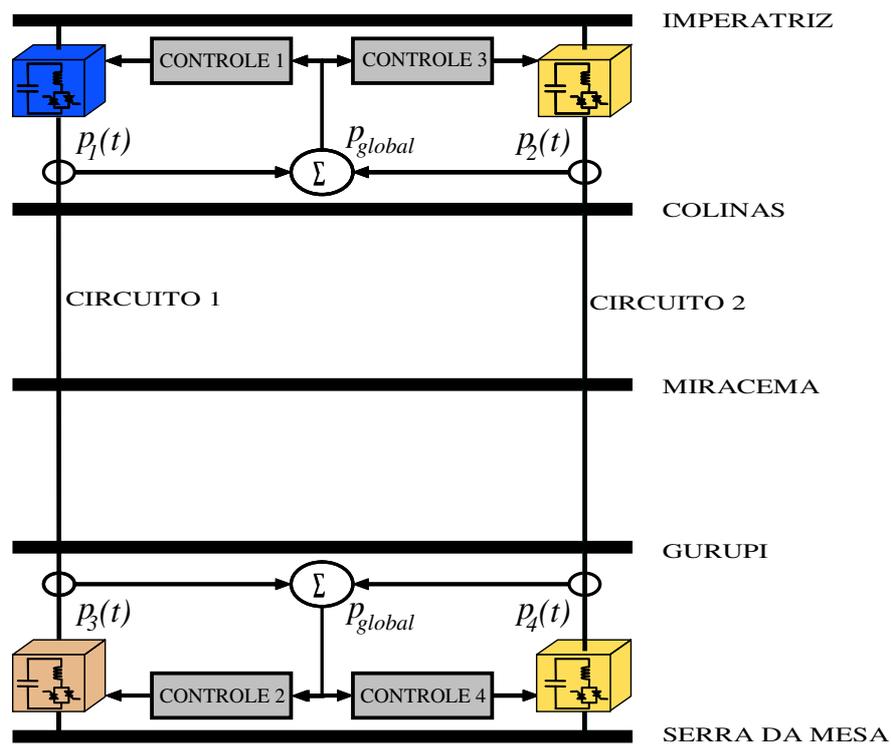


Figura 3.3: Interligação Norte/Sul com medição do fluxo de potência global.

Nesta configuração, o sinal de entrada para cada TCSC de Imperatriz é a soma dos fluxos $p_1(t)$ e $p_2(t)$, já os TCSCs de Serra da Mesa utilizam a soma dos fluxos $p_3(t)$ e $p_4(t)$. O sinal de entrada dos sistemas de controle desses dispositivos representa o fluxo de potência total entre as áreas interligadas (p_{global}), grandeza que reflete o desempenho global das máquinas pertencentes às duas áreas e evidencia as oscilações eletromecânicas que devem ser amortecidas.

Analisando, por exemplo, o desempenho paralelo entre os TCSCs de Imperatriz, configuração mostrada na Fig. 3.2, observa-se que os sinais de entrada para seus sistemas de controle são dispostos considerando condições distintas do sistema diante de uma mesma contingência, tendo em vista que o TCSC do circuito #1 utiliza o fluxo de potência local $p_1(t)$ e o TCSC do circuito #2 o fluxo de potência global (p_{global}). Uma condição necessária para que estes dispositivos apresentem uma operação razoavelmente coordenada, é que suas ordens de reatância sejam calculadas, considerando a condição global do sistema, ou seja, a soma dos fluxos de potência nos dois circuitos da interligação. Desse modo, são dadas as mesmas condições para o cálculo das ordens de reatância pelos dois sistemas de controle.

Uma consequência direta do uso do fluxo de potência global, é que mesmo que ocorram contingências no circuito #1 da interligação, o TCSC do circuito #2 contribuirá para o amortecimento dessas oscilações. A partir de (p_{global}) são calculadas ordens de reatância que fornecem amortecimento suplementar às oscilações causadas no circuito #2 devido à interação entre as duas linhas de transmissão. O mesmo acontece com o TCSC do circuito #1, se ocorrem contingências no circuito #2. Com a configuração original de interligação Norte/Sul, oscilações decorrentes de situações como essa seriam isoladamente amortecidas, podendo causar conflitos com o TCSC do circuito adjacente.

Ainda que não seja possível garantir que o desempenho dos TCSCs operando em paralelo seja semelhante, com a utilização da medição de fluxo global, pode-se ter noção do comportamento do sistema e, com isso, esperar que os mesmos atuem de maneira sincronizada fornecendo ordens de reatância próximas. O que é difícil de assegurar quando cada um desses dispositivos opera tendo como referência sinais de entrada locais.

3.3.2 Operação dos TCSCs com Controles Mestres

Uma outra solução adequada para melhorar o desempenho da interligação Norte/Sul é o uso de estratégias de controle mestre. Neste caso, um único controle poderia gerar ordens de reatância para os TCSCs que atuam paralelamente na mesma subestação, como ilustrado na Figura 3.4. Dessa forma, podem ser reduzidas ao mínimo as diferenças nos desempenhos desses controladores.

O Controle mestre baseia-se no cálculo de uma ordem de reatância que considera características da interligação Norte/Sul, tais como mesma capacidade de transmissão/sobrecarga dos dois circuitos e proximidade dos TCSCs. Com base nessas condições operacionais e na utilização de um sinal de entrada que evidencie (fluxo de potência global) as oscilações eletromecânicas existentes entre as áreas interligadas, a estratégia de controle mestre obtém a modulação de reatância necessária para amortecer as oscilações e ainda coordenar as ações dos TCSCs que operam na mesma subestação.

Apesar de apresentar-se como a melhor solução para a melhoria do

comportamento dos TCSCs, esta funcionalidade não foi considerada fundamental para o horizonte operativo correspondente ao início da operação do circuito #2 da Interligação Norte/Sul [31][32].

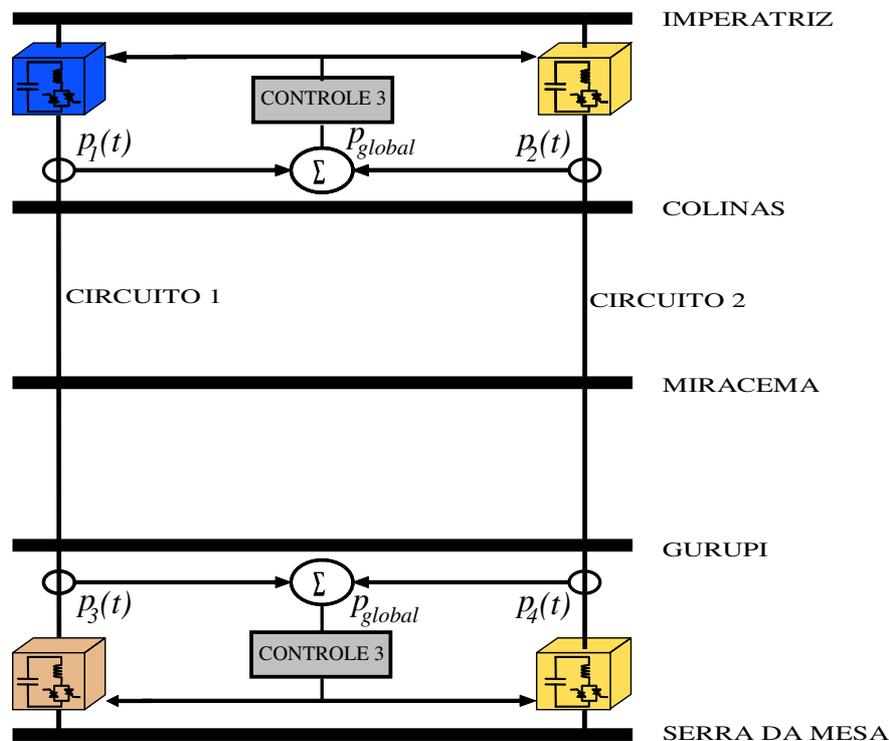


Figura 3.4: Interligação Norte/Sul

O desempenho global do sistema pode ser melhorado com a configuração mostrada na Figura 3.4. A utilização de um controle mestre para gerar as ordens de reatância para os TCSCs de cada uma das extremidades da interligação pode proporcionar um desempenho harmonioso para esses dispositivos. Com essa configuração, são oferecidas condições iguais para a atuação paralela desses controladores.

Diante de uma contingência que provoque oscilações na interligação, os sistemas de controle localizados em Imperatriz e Serra da Mesa apresentarão desempenho melhor no amortecimento dessas oscilações. Nessa situação, informações a respeito do desempenho dos dois circuitos são fornecidas aos sistemas de controle através do fluxo de potência global. Como resultado da utilização de estratégias de controle mestre, são fornecidas ordens de reatância iguais para os TCSCs, fazendo com que estes dispositivos sejam mais eficazes e não apresentem diferenças em suas atuações.

3.4 Modelagem do Sistema de Potência

Os próximos itens apresentam os modelos utilizados para a representação das linhas de transmissão, bem como para representação equivalente dinâmicos que incluem máquinas das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

3.4.1 Equivalentes Dinâmicos

A construção da interligação Norte/Sul viabilizou a conexão entre os três principais centros geradores do Brasil (Tucuruí, Sobradinho/Paulo Afonso/Xingó/Itaparica e o sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste) através de extensas linhas de transmissão, a maioria delas em circuito simples, configurando o surgimento de dois blocos geradores (Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste).

Conceitualmente, um equivalente dinâmico consiste de um sistema com um número menor de barras, transformadores, linhas, geradores e controles, resultando em uma economia de tempo de processamento e reproduzindo, sem perda significativa de precisão, o comportamento dinâmico do sistema completo original.

A metodologia utilizada neste trabalho para proceder ao cálculo do equivalente dinâmico é baseada na divisão do sistema original (Sistema Interligado Nacional) em um sistema em estudo, que consiste no sistema interno e nas barras de fronteira e, em um sistema externo, que corresponde ao restante do sistema interligado. O sistema em estudo é a área de interesse imediato para análises de contingências e, portanto, deve ser preservado. O sistema externo será representado pelos equivalentes dinâmicos Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Para a obtenção do modelo desconsiderou-se a interligação Sudeste/Norte que apresenta impedância elevada se comparada com a interligação Sudeste/Nordeste.

A representação para simulação da interligação Norte/Sul foi obtida, baseando-se no modelo de duas máquinas conectadas por uma linha de transmissão, no qual os geradores conectados nas extremidades do sistema representam o equivalente das diversas máquinas dos blocos Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-este. O

diagrama unifilar da Interligação Norte/Sul, considerando o trecho que vai de Imperatriz a Serra da Mesa é mostrado na Figura 3.5.

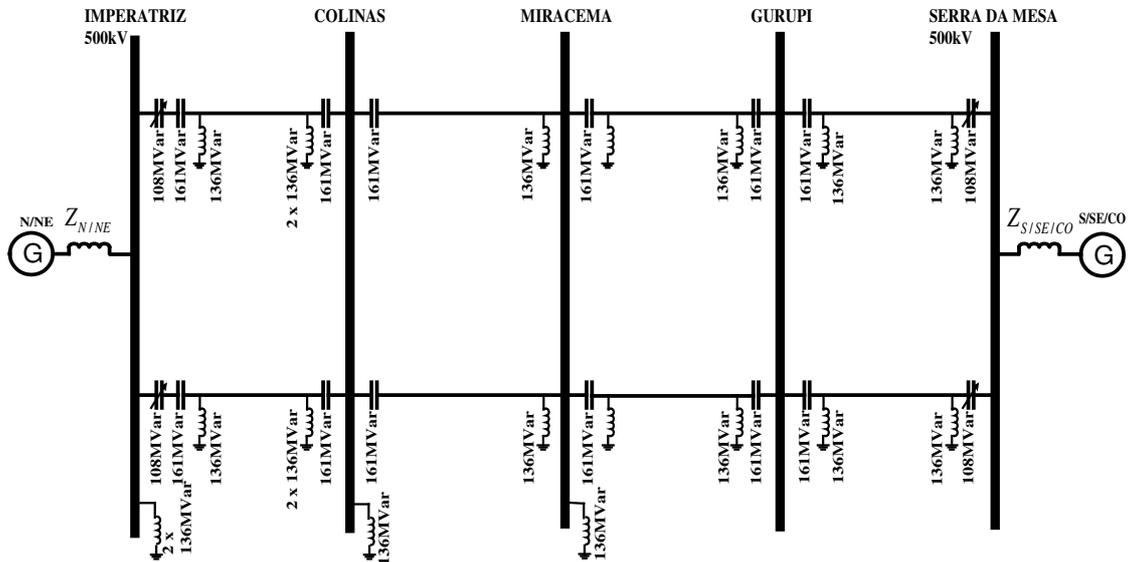


Figura 3.5: Circuito unifilar da Interligação Norte/Sul considerando o trecho de Imperatriz a Serra da Mesa.

O modelo objetiva permitir a simulação dos TCSCs para condições de operação bem próximas das existentes na Interligação, permitindo a análise do desempenho destes dispositivos em um sistema com características compatíveis com o sistema original. Desta forma, o “equivalente” deve apresentar, semelhantemente à interligação Norte/Sul, perfil de tensão nas barras típico de interligações de 500 kV, intercâmbios energéticos que podem chegar a 2000 MW, correntes nominais de 1,5 kA e oscilações com frequências em torno de 0,3 Hz.

Para a obtenção da potência dos equivalentes, em MVA, foram consideradas as diferentes máquinas que compõem cada um dos blocos, listadas no banco de dados de transitórios eletromecânicos disponibilizado pelo ONS [33]. A potência equivalente é igual ao somatório das potências de todas as máquinas existentes.

O valor da constante de inércia (H) para cada um dos equivalentes, em segundos, foi obtido através de uma ponderação pela potência de cada unidade. A obtenção deste valor de constante de inércia garante que o modelo equivalente oscile da mesma forma que as máquinas que representa. Os cálculos foram efetuados considerando a

base de 100 MVA. O conjunto de equações abaixo foi utilizado nas ações de mudança de base e cálculo da constante de inércia equivalente dos sistemas Norte e Sul [38].

$$H_{base/maq} = H_{maq} \frac{S_{maq}}{S_{base}} \quad (3.1)$$

e

$$H_{eq} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad n = 1, 2, 3, \dots \quad (3.2)$$

Em (3.1), $H_{base/maq}$ representa a constante de inércia obtida para cada uma das máquinas dos blocos em questão (Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste) na base de 100 MVA.

O modelo de máquina síncrona utilizado na representação permite considerar os reguladores de tensão e velocidade, bem como uma representação das turbinas. Os parâmetros elétricos desses geradores são apresentados no Apêndice B.2.

As máquinas síncronas são conectadas às barras de Serra da Mesa e Imperatriz através dos equivalentes de curto-circuito, obtidos a partir da base de dados do ONS para o Horizonte 2006 [33].

O modelo equivalente desenvolvido neste trabalho apresenta oscilações entre 0,25 e 0,35 Hz, possibilitando a avaliação do desempenho dos TCSCs quando submetidos a oscilações nessa faixa de frequência. Contudo, para que os ajustes dos controladores dos TCSCs da Interligação Norte/Sul pudessem ser melhor analisados foram definidos casos que reproduzem a frequência das oscilações do modo Norte/Sul, para o horizonte de 2007, com amortecimento mais baixo do que o verificado na prática. Esta estratégia facilita a análise do desempenho dos controladores e não compromete as conclusões associadas ao desempenho global dos TCSCs. Esta representação da interligação Norte/Sul considera uma carga de 200 MW na subestação de Miracema com fator de potência unitário.

3.4.2 Características dos Equipamentos da Interligação

Cada circuito da interligação Norte/Sul é constituído por quatro linhas de transmissão, que conectam as subestações de Imperatriz a Serra da Mesa, os

quais são iguais em capacidade de transmissão de seus equipamentos, em especial os de compensação série fixa e controlável. As principais características desses equipamentos são mostradas a seguir:

- Nível de tensão nominal de 500 kV;
- Corrente nominal de 1,5 kA;
- Linhas de transmissão com 100% de compensação indutiva em paralelo, considerando-se a inserção de reatores de linhas e barras;
- Compensação série fixa de aproximadamente 54% da reatância série da ligação que vai de Imperatriz a Serra da Mesa;
- Emprego de compensação série variável (uso de TCSC), dividida em dois módulos iguais, localizados em Imperatriz e Serra da Mesa, dimensionado para permitir uma compensação de até 15% da reatância da interligação por parte de cada TCSC.

Para a construção do modelo equivalente da Norte/Sul, as linhas de transmissão foram representadas por circuitos π . As características dos dispositivos (capacitores, indutores, cargas e outros) utilizados na representação das LTs 500 kV Imperatriz/Colinas, Colinas/Miracema, Miracema/Gurupi e Gurupi/Serra da Mesa para os circuitos #1 e #2 e circuitos associados são mostrados no Apêndice B.1.

3.4.3 Desempenho do Modelo Equivalente de Interligação Norte/Sul

Foram realizadas simulações no PSCAD/EMTDC visando demonstrar o desempenho do modelo equivalente da Norte/Sul. O objetivo de tais simulações é mostrar que o “equivalente” obtido é satisfatório para analisar o desempenho dos TCSCs quando sujeitos a contingências que dão origem a oscilações em torno de 0,3 Hz, sendo capaz de reproduzir um perfil de funcionamento próximo ao existente na interligação em questão. Foi considerado um cenário de carregamento, Norte

exportador, com intercâmbio de 2000 MW, obtido por meio do ajuste do ângulo entre as máquinas que representam os blocos Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Na Figura 3.6(a) são mostrados os fluxos de potência ativa nos dois circuitos da interligação, considerando sua operação em regime permanente e os TCSCs operando como capacitores fixos. O perfil de tensão em algumas barras da interligação Norte/Sul para a mesma condição de operação é mostrado na Figura 3.6(b). Observa-se que as tensões nas barras estão compreendidos entre 1,0 e 1,1 pu, valores próximos aos de sistemas de transmissão em 500 kV.

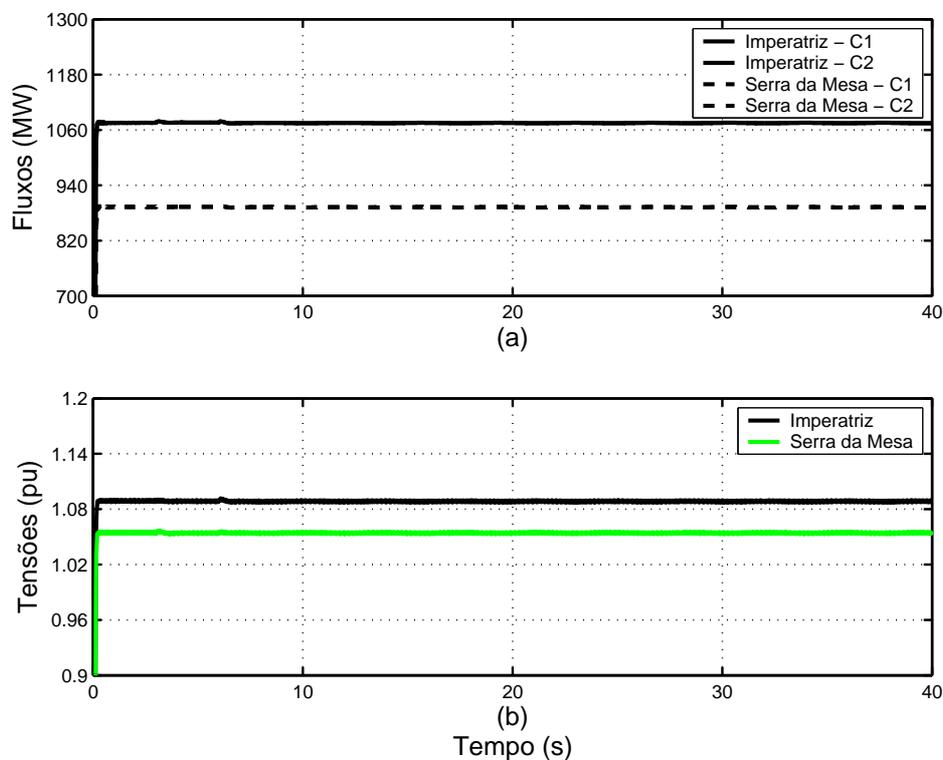


Figura 3.6: (a) Fluxos nos Circuitos 1 e 2; (b) Tensões em barras da interligação.

Os fluxos de potência e a tensão em algumas barras da interligação obtidos com a aplicação de um curto-circuito trifásico na subestação de Miracema, com duração de 80 ms, considerando a atuação dos TCSCs como capacitores fixos, são mostrados nas Figuras 3.7(a) e 3.7(b).

Em virtude da ocorrência do curto-circuito, surgem oscilações não amortecidas, que levam o sistema à instabilidade. Para a condição analisada, observa-se a carência de torque amortecedor, devido a ausência da parcela variável dos TCSCs.

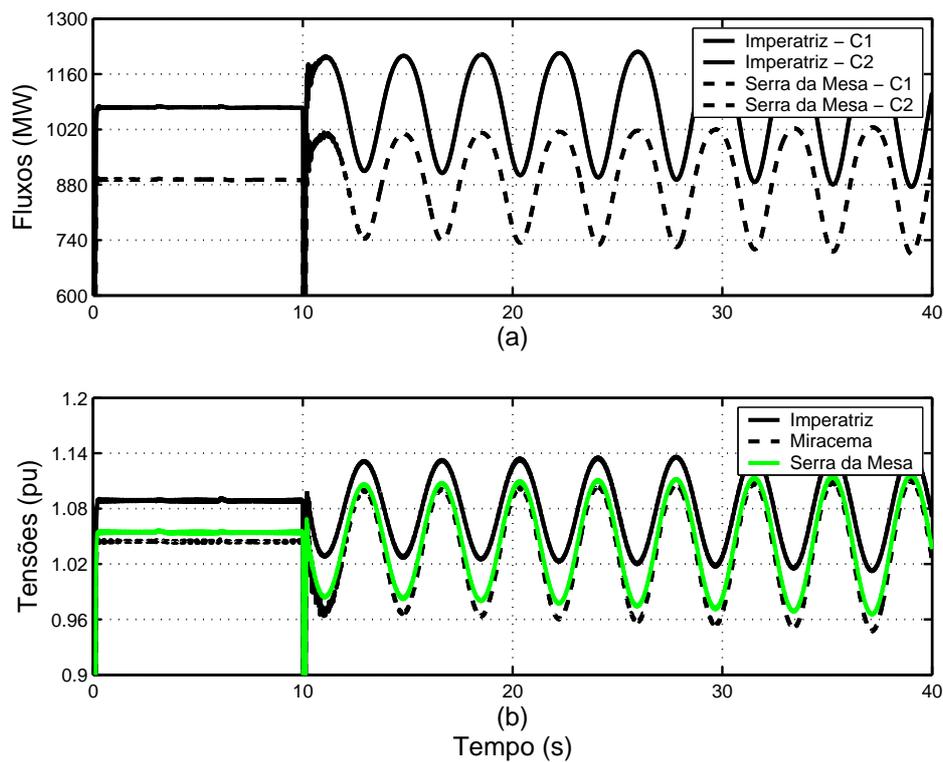


Figura 3.7: Curto-circuito trifásico. (a) Fluxos nos Circuitos 1 e 2; (b) Tensões em barras da interligação.

Uma outra emergência simulada com o modelo da Norte/Sul, foi a aplicação de um curto-circuito monofásico, com duração de 80 ms, na subestação de Gurupi, seguido da abertura da linha de transmissão em 500 kV Serra da Mesa/Gurupi. Neste caso também foi considerada a atuação dos TCSCs como capacitâncias fixas. Os fluxos de potência ativa e o perfil de tensão, em algumas barras do sistema, obtidos para esta contingência são mostrados nas Figuras 3.8(a) e 3.8(b).

Pode-se notar, um amortecimento muito baixo, caracterizado também pela carência de torque amortecedor fornecido pelo TCSCs, da mesma forma que a outra contingência simulada. Com a abertura do trecho Gurupi/Serra da Mesa, ocorre uma abertura do ângulo entre as máquinas do sistema, fazendo com que toda potência seja transmitida pelo circuito #2 da interligação.

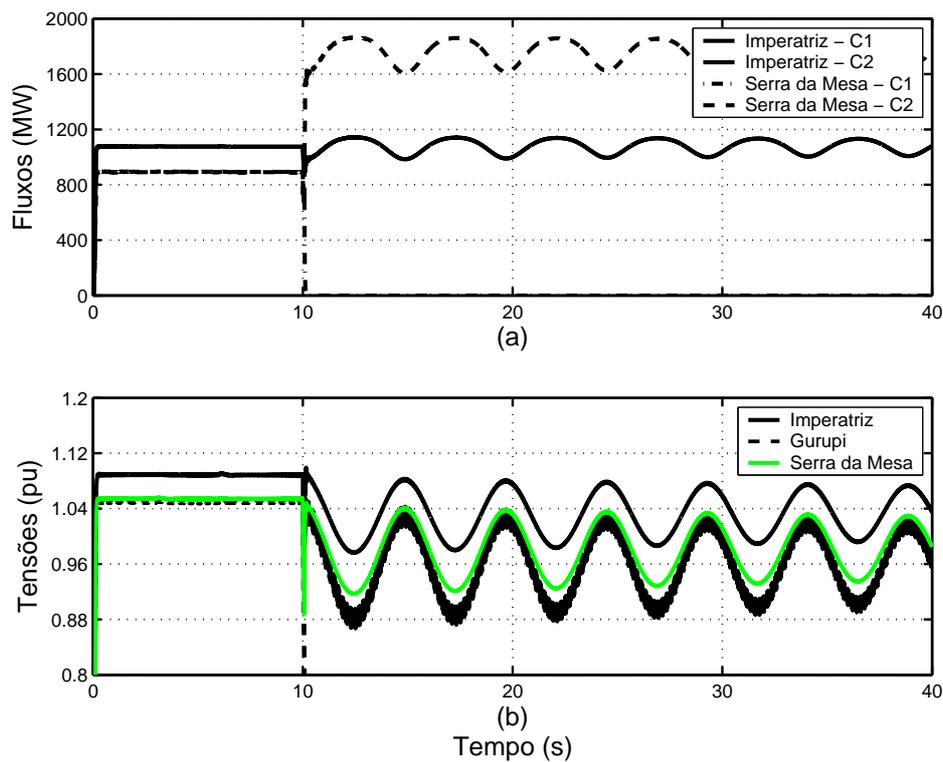


Figura 3.8: Curto-circuito Monofásico. (a) Tensões em barras da interligação; (b) Fluxos nos Circuitos 1 e 2.

As oscilações produzidas nos dois casos apresentados, estão compreendidas na faixa de 0,2 a 0,4 Hz, da mesma ordem das que ocorrem na interligação Norte/Sul atualmente [3]. Dessa forma, o modelo mostra-se adequado para reproduzir cenários que permitam a análise do desempenho dos TCSCs no amortecimento de oscilações na faixa desejada.

3.5 Modelagem dos TCSCs

Esta seção apresenta a implementação do sistema de controle dos TCSCs da Interligação Norte/Sul no programa de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC. O controlador implementado compreende as seguintes partes do controle: circuito de potência, circuito de disparo das válvulas e principais funções do sistema de seu controle.

3.5.1 Circuito de Potência

O circuito de potência do TCSC no programa PSCAD/EMTDC passa pela representação de pelo menos três componentes principais: o banco de capacitores ($199.92 \mu F$), as válvulas de tiristores e o reator associado ao TCR ($0.005836 H$). A Figura 3.9 apresenta o circuito de potência desse controlador, considerando todos os elementos que integram cada uma das fases. Observa-se que as seis chaves (tiristores) recebem sinais de controle independentes, identificados da seguinte forma: Fase *a* (T_{a1} e T_{a2}); Fase *b* (T_{b1} e T_{b2}); Fase *c* (T_{c1} e T_{c2})

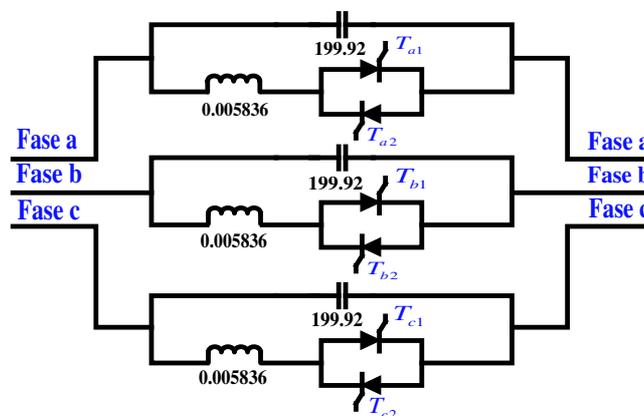


Figura 3.9: Circuito de potência do TCSC para representação no PSCAD/EMTDC.

O controle do TCSC atua, no disparo dos tiristores. De forma geral, para cada ângulo de disparo das chaves, obtém-se uma reatância efetiva diferente. O disparo dos tiristores afeta grandezas elétricas como tensão no banco de capacitores, corrente no reator, corrente no banco de capacitores e reatância efetiva, dentre outros.

3.5.2 Circuito de disparo

O disparo dos tiristores de forma controlada permite a obtenção de uma reatância efetiva variável, o que é conveniente para a operação de sistemas de potência. Partindo da ordem de reatância calculada pelo controlador para fazer frente a uma determinada oscilação, pode-se determinar os ângulos de disparo correspondentes com a característica de reatância do TCSC. De posse do ângulo de disparo, faz-se

necessário gerar pulsos precisos para o disparo dos tiristores de cada uma de suas fases. Um circuito de disparo típico inclui duas funções fundamentais: o circuito de sincronismo e o circuito para geração do sinal de disparo. A seguir serão descritos cada um desses circuitos.

3.5.2.1 Circuito de sincronismo

Para que o disparo dos tiristores seja feito de maneira precisa, é fundamental que o sinal de disparo esteja sincronizado com as grandezas elétricas da rede. Desvios na frequência da rede, por exemplo, devem ser compensados quando da determinação dos sinais de disparo, sob risco de não se obter a reatância ordenada e comprometer severamente a efetividade do TCSC.

Uma das maneiras muito utilizadas em equipamentos baseados em eletrônica de potência é a sincronização por meio de circuitos *Phase-Locked Loop* (PLL). Os circuitos de sincronismo detectam de forma contínua a frequência de grandezas alternadas do sistema. Diversos tipos de PLL são atualmente empregados [34][35][36][37].

O projeto desses circuitos de sincronismo deve garantir uma boa operação mesmo em situações onde as grandezas apresentam conteúdo harmônico significativo ou desequilíbrios. O diagrama de blocos do PLL utilizado neste trabalho para a sincronização dos circuitos de disparo do TCSC é mostrado na Figura 3.10 [36].

A partir do valor instantâneo da corrente na fase a , por exemplo, determina-se a frequência, a fase e a amplitude de sua componente fundamental. Estruturas similares são utilizadas para a obtenção de rampas em fase com as correntes das fases a , b e c . A comparação dessas rampas com valores de referência dá origem aos sinais de disparo que comandarão o início da condução dos tiristores.

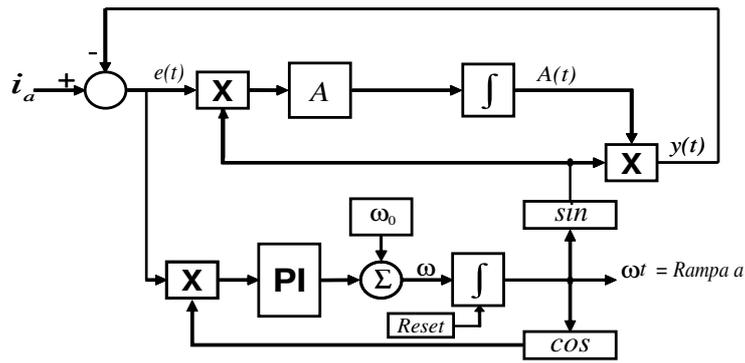
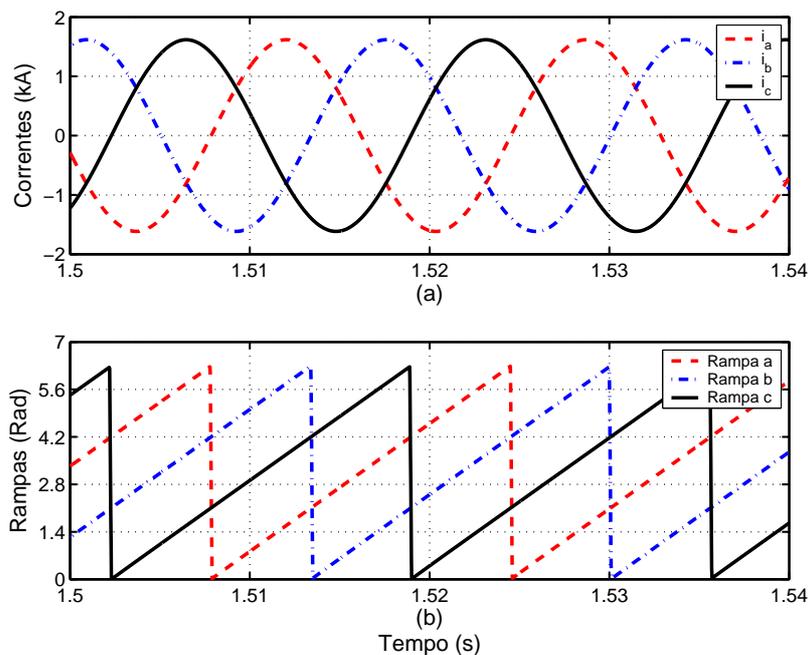


Figura 3.10: Diagrama de blocos do PLL

As Figuras 3.11(a) e 3.11(b) mostram as correntes nas fases a , b e c e as respectivas rampas obtidas por meio do PLL implementado neste trabalho.

Figura 3.11: (a) Correntes nas fases a , b e c ; (b) Rampas sincronizadas com as correntes.

A escolha da corrente como variável de entrada para o PLL deve-se a seu baixo conteúdo harmônico quando comparado, por exemplo, com o da tensão no banco de capacitores, que durante a condução dos tiristores é distorcida em função das correntes harmônicas. Os harmônicos gerados pelo chaveamento dos tiristores ficam “confinados” no TCSC, uma vez que, as impedâncias harmônicas da linha/sistema são tão elevadas quanto maior a ordem harmônica.

3.5.2.2 Circuito para geração do sinal de disparo

Para a obtenção dos sinais de disparo dos tiristores, compararam-se as rampas geradas pelos circuitos PLL com a ordem do ângulo de disparo correspondente à ordem de reatância gerada pelo TCSC.

A metodologia para determinação dos valores de ângulo de disparo α empregada neste trabalho é baseada na teoria de linearização da curva de reatância do TCSC [21]. Em face da relação extremamente não linear entre a reatância e o ângulo de disparo do tiristor (ver Figura 2.5) deve-se determinar uma curva que torne possível a obtenção de α a partir da ordem de reatância imposta pela estratégia de controle.

A curva linearizada utilizada neste trabalho considera a operação do TCSC na região capacitiva, adotando-se uma única condição em que os TCSCs operam na região indutiva ($\alpha = 90^\circ$). Na prática, é dessa forma que operam os TCSCs da interligação Norte/Sul.

A estratégia de obtenção dos sinais de disparo para as chaves é mostrada na Figura 3.12. Observa-se que a comparação feita entre a rampa sincronizada e o sinal associado ao ângulo de disparo desejado produz pulsos adequados ao chaveamento dos tiristores.

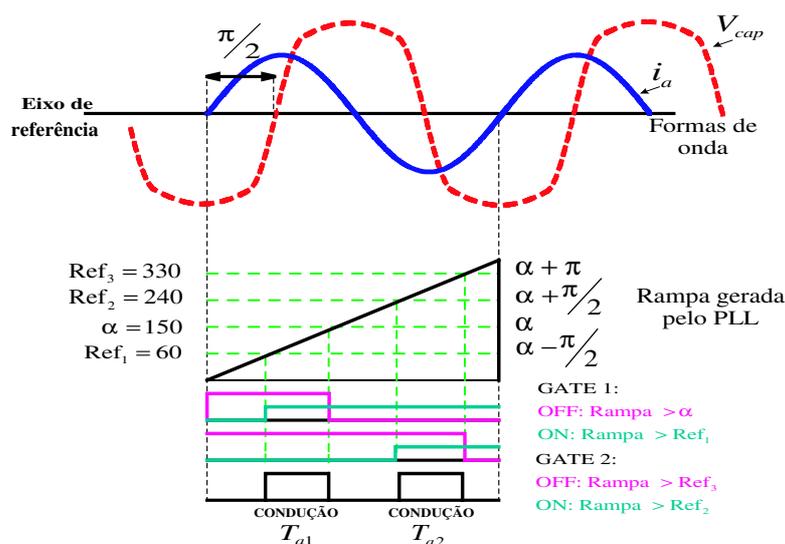


Figura 3.12: Lógica de disparo dos tiristores da fase a do TCSC

Para o disparo dos tiristores 1 e 2 da fase a , por exemplo, é gerada inicialmente a rampa sincronizada com a corrente desta fase através do circuito PLL. A comparação com o ângulo de disparo é feita com base nos seguintes valores de referência:

- $Ref_1 = \alpha - \frac{\pi}{2}$ (para $\alpha = 150^\circ$, $Ref_1 = 60^\circ$);
- $Ref_2 = \alpha + \frac{\pi}{2}$ (para $\alpha = 150^\circ$, $Ref_2 = 240^\circ$);
- $Ref_3 = \alpha + \pi$ (para $\alpha = 150^\circ$, $Ref_3 = 330^\circ$).

O sinal Ref_1 determina o início do sinal para disparo do tiristor T_{a1} , já o bloqueio desse sinal é conseguido através da comparação entre α e a rampa (ωt).

Os sinais Ref_2 e Ref_3 determinam o início e o corte do sinal para disparo do tiristor T_{a2} , respectivamente. Para a implementação da lógica de geração dos sinais de disparo para cada um dos tiristores do TCSC foi utilizado o componente “*Interpolated Firing Pulses*” do PSCAD/EMTDC, o que possibilita efetuar os disparos dos tiristores em subintervalos do passo fixo de integração do método trapezoidal utilizado pelo simulador. Com a utilização desse componente, o sinal para condução do tiristor T_{a1} , por exemplo, é resultante de uma operação “e” com as condições:

- OFF: enquanto a rampa for menor que α ;
- ON: enquanto a rampa for maior que Ref_1 .

O sinal de disparo de T_{a1} será 1 (ON) enquanto estas condições permanecerem iguais a 1 simultaneamente. Deste modo, o pulso de disparo do tiristor T_{a1} habilita sua condução enquanto a rampa de saída do circuito PLL for menor que α e maior que Ref_1 .

O sinal para condução do tiristor T_{a2} , também será resultante de uma operação “e”, dessa vez nos sinais Ref_2 e Ref_3 . As condições ON e OFF passam a ser:

- OFF: enquanto a rampa for menor que Ref_3 ;
- ON: enquanto a rampa for maior que Ref_2 .

Neste caso, o sinal de disparo para T_{a2} será 1 (ON) enquanto as duas condições permanecerem iguais a 1 simultaneamente, ou seja, o tiristor T_{a2} estará habilitado a entrar em condução enquanto a rampa de saída do circuito PLL for menor que Ref_3 e maior que Ref_2 .

3.5.3 Estratégia de Controle do TCSC do Circuito #1 - Imperatriz

A metodologia utilizada para a geração da referência de reatância para o TCSC instalado em Imperatriz é baseada no conhecimento da frequência da oscilação do sistema para a criação de um sistema de coordenadas, que gira com esta frequência. Neste sistema, um fasor representando a oscilação de potência é extraído a partir do sinal de entrada do controle.

A ordem de reatância com ganho arbitrário e compensação de fase gerada por esta estratégia de controle é definida usando-se uma alternativa ao uso de controladores POD tradicionais, denominada Phasor-POD (*Phasor - Power Oscillation Damping*). A referência de reatância é preservada durante um certo período, enquanto o ganho e a compensação de fase podem ser obtidas a partir de parâmetros medidos pelo controle, tais como o valor médio e a amplitude da oscilação de potência.

Assim, a estratégia de controle do TCSC de Imperatriz compreende basicamente as seguintes partes: Phasor - POD (estimação fasorial e compensação de fase), cálculo dos ganhos, determinação do modo de operação e determinação da ordem de reatância, como ilustrado na Figura 3.13.

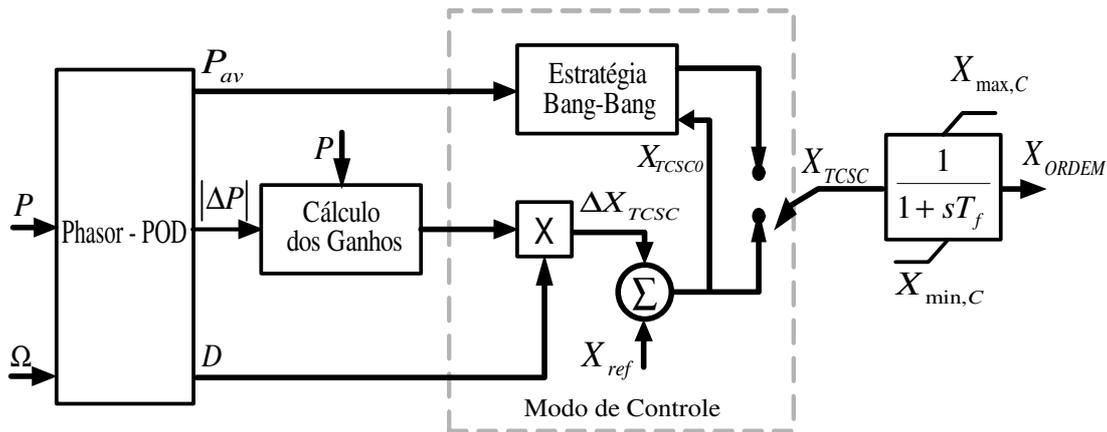


Figura 3.13: Diagrama de blocos do TCSC de Imperatriz - Circuito 1.

A seguir serão mostradas as principais características das partes que compõem esta estratégia de controle.

3.5.3.1 Phasor - POD

No Phasor-POD, o conceito de combinar “*Washouts*” e “*Lead-Lags*” para obter um sinal de oscilação defasado é substituído por um algoritmo de estimação fasorial. Este algoritmo dá origem a um sistema de coordenadas girante, em que as oscilações podem ser representadas por uma constante ou um fasor que gire lentamente devido a uma pequena diferença entre a frequência de oscilação real e a frequência presumida pelo estimador. Uma vez que, este fasor tenha sido extraído, a oscilação de potência pode ser dada por [5][33][39]:

$$\Delta P = |\Delta P| e^{j\theta(t)} \quad (3.3)$$

sendo θ a referência angular para o sistema de coordenadas girantes de frequência Ω , de maneira que $\theta(t) = \Omega t$.

O Phasor-POD assume que a frequência de oscilação do sistema é previamente conhecida, um pequeno desvio é tolerável, resultando em um erro de fase do sinal de amortecimento criado, que não prejudique substancialmente a operação do controle. Baseando-se no conhecimento prévio dessa frequência, bem como da oscilação de potência, admite-se que potência ativa pode ser descrita como a soma de duas contribuições [5][33][39]:

- O valor médio da potência na linha;
- A oscilação de potência.

Assim, a expressão para esta potência pode ser definida aproximadamente em um determinado intervalo por [5][33][39]:

$$p(t) = P_{av} + \text{Re} \{ |\Delta P| e^{j\theta(t)} \}, \quad (3.4)$$

sendo $p(t)$ a potência medida, P_{av} o valor médio dessa potência e $\Delta P e^{j\theta(t)}$ o fasor que representa a oscilação na frequência Ω . O conceito empregado no estimador fasorial é a extração das quantidades P_{av} e ΔP , que são constantes (ou, pelo menos, variam lentamente em função do tempo). Uma vez que essas constantes tenham sido identificadas, um sinal para amortecimento das oscilações pode ser criado [5][33][39].

A idéia do sinal de amortecimento é fornecer referência para uma modulação de potência que deve ser calculada pelo sistema de controle do TCSC. A Figura 3.14 ilustra o caso onde a oscilação de potência envolve um gerador conectado a um barramento infinito por meio de uma linha de transmissão puramente reativa.

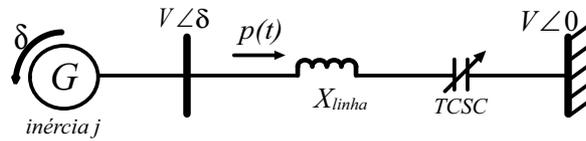


Figura 3.14: Oscilação de potência no caso gerador-barra infinita.

Neste caso, o fluxo de potência total pode ser expresso da seguinte forma:

$$p(t) = \frac{V^2}{X_{linha}} \sin \delta + p_1(t) \approx \frac{V^2}{X_{linha}} \delta + p_1(t), \quad (3.5)$$

onde $p_1(t)$ é a modulação de potência causada pelo TCSC. A aceleração do gerador é dada por:

$$j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{p(t)}{\omega_n} \approx -\frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} \delta - \frac{p_1(t)}{\omega_n} \quad (3.6)$$

Considerando $p_1(t)$ significativamente pequeno, $p(t)$ será aproximadamente proporcional a δ . De acordo com as equações mostradas acima, pode-se obter a seguinte expressão:

$$\frac{d^2 p(t)}{dt^2} + \Omega_p^2 p(t) + \Omega_p^2 p_1(t) = 0, \quad (3.7)$$

onde,

$$\Omega_p^2 = \frac{V^2}{\omega_n j X_{linha}}$$

observando (3.7), nota-se que um amortecimento positivo pode ser obtido, se a modulação de potência for feita proporcional à derivada de $p(t)$ ⁵.

$$p_1(t) = K_G \frac{dp(t)}{dt} \quad (3.8)$$

Neste caso, o fator de amortecimento é dado por:

$$\zeta = \frac{\Omega_p K_G}{2} \quad (3.9)$$

Tendo em vista que a modulação de potência é proporcional a derivada da oscilação de potência, pode-se obter um sinal de amortecimento, a partir do fasor que representa a oscilação, dado por:

$$D = k_G \operatorname{Re} \{ j |\Delta P| e^{j\theta} \} = -k_G (\Delta P_x \sin \theta + \Delta P_y \cos \theta), \quad (3.10)$$

sendo,

$$\Delta P = \Delta P_x + j \Delta P_y = \operatorname{Re}(\Delta P) + \operatorname{Im}(\Delta P)$$

K_G é o ganho e D determina a modulação de potência necessária para conferir amortecimento adequado às oscilações.

Em sistemas mais complexos, como interligações, nos quais a análise envolve grande número de geradores, perdas e características de cargas, é vantajoso modificar a defasagem entre o sinal de amortecimento e a oscilação de potência, melhorando o grau de compensação dado [40]. No caso da interligação Norte/Sul, é definida uma defasagem de -90° . A expressão para D levando em consideração a defasagem (β) entre os dois sinais é mostrada a seguir:

$$\begin{aligned} D &= k_G \operatorname{Re} \{ j |\Delta P| e^{j\theta} e^{j\beta} \} \\ &= -k_G [\cos \beta (\Delta P_x \sin \theta + \Delta P_y \cos \theta) + \sin \beta (\Delta P_x \cos \theta - \Delta P_y \sin \theta)] \end{aligned} \quad (3.11)$$

O diagrama de blocos para geração do sinal de amortecimento através do estimador fasorial é mostrado na Figura 3.15. Basicamente, é fornecido um sinal de referência

⁵Conceitos relacionados à obtenção do sinal de amortecimento do Phasor-POD são mostrados no Apêndice C.

com frequência em torno de 0.3 Hz e extraem-se quatro diferentes a partir da medição da potência ativa: o valor médio da potência ativa (P_{av}) na interligação; a amplitude da oscilação ($|\Delta P|$) o ângulo de fase da oscilação ($arg(|\Delta P|)$) e o sinal de amortecimento $D(t)$ [2][5][39].

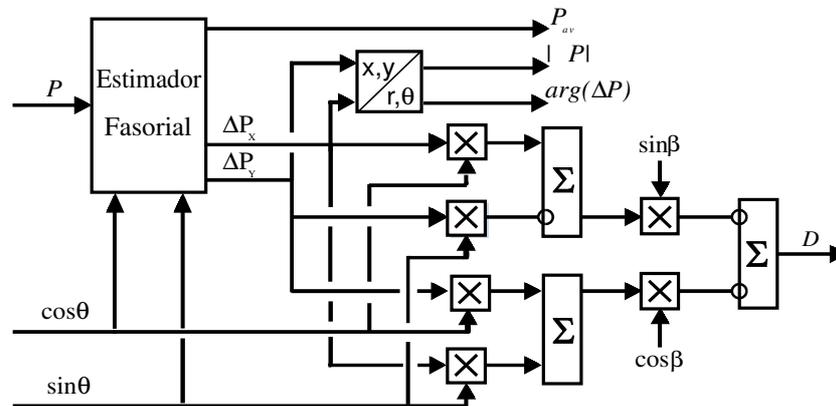


Figura 3.15: Diagrama de blocos para geração do sinal de amortecimento.

3.5.3.2 Cálculo dos Ganhos

O ganho K_G é resultante do produto dos ganhos K_{G1} e K_{G2} , definidos por duas estratégias distintas. A primeira consiste no cálculo do ganho K_{G1} pela interpolação entre os valores mínimo e máximo de ganhos X_5 e X_6 definidos para P_{min} (300 MW) e P_{max} (1300 MW). Na entrada dessa malha existe um filtro com elevada constante de tempo (T_H), que evita interferências do ganho do controle nas oscilações próximas a 0,3 Hz. Esta estratégia torna o ganho inversamente proporcional ao fluxo de potência na interligação [33].

A segunda estratégia monitora a magnitude das oscilações (em torno de 0,3 Hz) e, baseando-se nessa informação, seleciona um entre dois valores de ganho. O primeiro (0,72) é válido quando a magnitude da oscilação é menor que 100 MW. O valor máximo (1,43) é definido por uma histerese de 6,5 MW. Na Figura 3.16 é mostrado o diagrama de blocos para a estratégia de cálculo do ganho global do controle deste TCSC a partir de K_{G1} e K_{G2} [33].

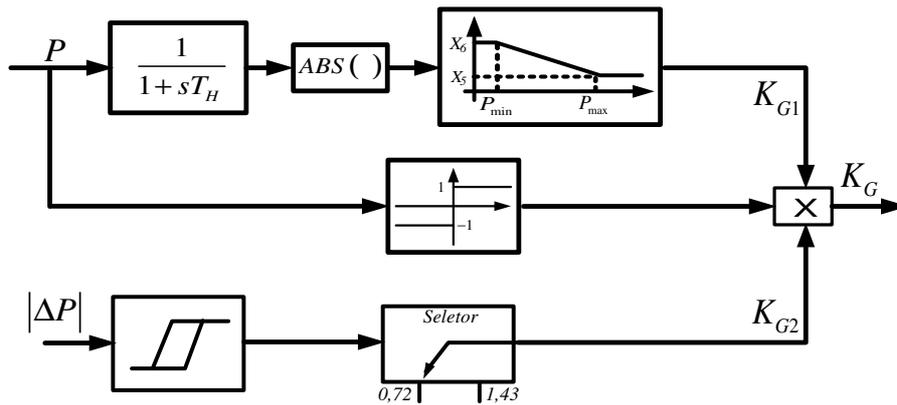


Figura 3.16: Estratégia para cálculo do ganho global do controle.

3.5.3.3 Determinação do Modo de Controle do TCSC

O TCSC pode selecionar dois modos de controle (Contínuo e Bang-Bang). O valor médio da potência ativa (P_{av}) é usado para definir qual modalidade de controle será adotada.

O modo de controle Bang-Bang é ativado quando P_{av} for menor que 220 MW e desativado quando P_{av} for maior que 260 MW, existindo uma histerese de 40 MW. Neste modo de controle são assumidos três valores de reatância [33]:

- $X_{TCSC} = X_L = 2,5 \Omega$;
- $X_{TCSC} = X_C = -13,27 \Omega$;
- $X_{TCSC} = X_{min,C} = -39,9 \Omega$.

A decisão entre esses valores é tomada comparando-se X_{TCSC0} com outros dois valores de referência (R_{f1} e R_{f2}).

- $R_{f1} = 0,5(X_C - X_L) = -7,885 \Omega$;
- $R_{f2} = 0,5(X_{min,C} - X_C) = -26,58 \Omega$.

Assim, a definição da reatância do TCSC dependerá das seguintes condições:

- $X_{TCSC} = X_L$ se $X_{TCSC0} > R_{f1}$;

- $X_{TCSC} = X_C$ se $R_{f2} < X_{TCSC0} \leq R_{f1}$;
- $X_{TCSC} = X_{min,C}$ se $X_{TCSC0} \leq R_{f2}$;

No modo de controle contínuo, X_{TCSC} pode variar continuamente na região capacitiva, que é definida entre os valores X_C e $X_{min,C}$, podendo ainda assumir um único valor na região indutiva, com base nos critérios de definição de reatância no modo de controle Bang-Bang ($X_{TCSC} = X_L$ se $X_{ref} > R_{f1}$).

3.5.3.4 Determinação da Ordem de Reatância

O TCSC, por meio da inserção de reatância capacitiva, modula o fluxo de potência na linha de transmissão. A magnitude da reatância de compensação capacitiva total sempre se mantém menor que a reatância indutiva da linha. O fluxo de potência na linha de transmissão é inversamente proporcional à reatância total da linha ($X_{linha} + X_{TCSC}$). A reatância do TCSC, em alguns instantes, torna-se mais capacitiva, fazendo com que ocorra um aumento no fluxo de potência. Com o intuito de fornecer uma modulação de potência de acordo com o sinal de amortecimento, o comando de reatância gerado pela estratégia de controle deve ser multiplicado pelo valor negativo do fluxo de potência ativa na linha [33][39]:

$$\Delta X_{TCSC} = -\text{sgn}(p(t))D(t) \quad (3.12)$$

A ordem de reatância é determinada como a soma do valor em regime permanente X_{ref} e ΔX_{TCSC} . De fato, a ordem gerada pelo controle é limitada entre os valores mínimos e máximos de reatância do TCSC, como mostrado na Figura 3.13.

3.5.4 Estratégia de Controle do TCSC do circuito #1 - Serra da Mesa

A estratégia de controle do TCSC instalado em Serra da Mesa apresenta uma estrutura típica para amortecimento de oscilações, em que a ordem de reatância é resultante da soma do valor em regime permanente de reatância com o sinal amortecimento calculado pelo POD. Na Figura 3.17 é mostrado o diagrama de blocos

genérico do sistema de controle para amortecimento de oscilações do TCSC de Serra da Mesa.

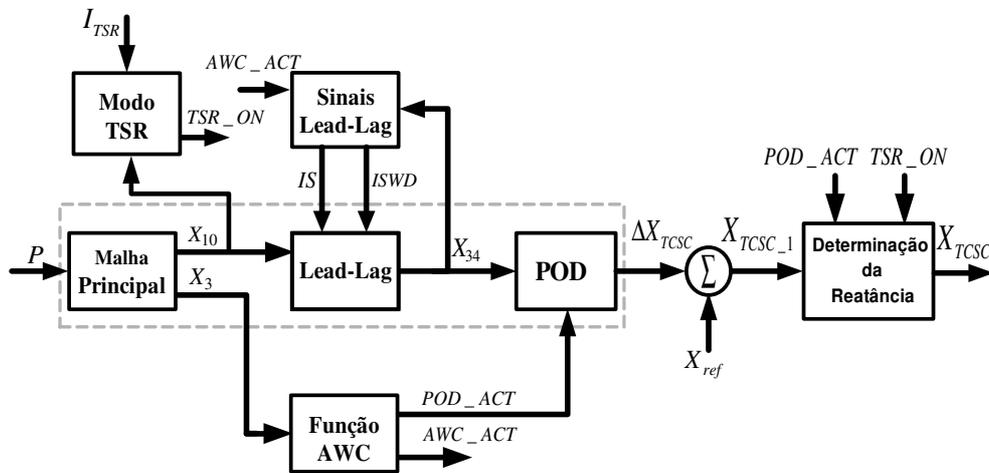


Figura 3.17: Diagrama de blocos do sistema de Controle do TCSC de Serra da Mesa.

O controle do TCSC de Serra da Mesa presente no Circuito 1, é basicamente constituído pelas seguintes partes: função de transferência principal e malha *lead-lag*; função de amortecimento; função AWC (*Anti-Windup Controller*); modo TSR (*Thyristor-Switched Reactor*) e determinação da ordem de reatância [33]. Os próximos tópicos dessa seção descrevem as principais funções do controlador TCSC de Serra da Mesa.

3.5.4.1 Função de Transferência Principal e Malha *Lead-Lag*

Na Figura 3.18, é ilustrado o diagrama de blocos da função de transferência principal do TCSC de Serra da Mesa. O sinal de entrada para a função de transferência principal é o fluxo de potência. A função dessa malha é a obtenção da parcela oscilante do fluxo de potência ativa com o uso de filtros *washouts* e *lead-lags*. O sinal X_{10} traduz a obtenção da parte oscilante da potência já multiplicada pelo ganho do controlador. Para este controlador o ganho é obtido ainda na malha inicial do controle, sendo inversamente proporcional à amplitude do fluxo de potência na linha de transmissão, podendo assumir valores entre 0,14 e 0,03 (G_{POD1} e G_{POD2}) [33][41].

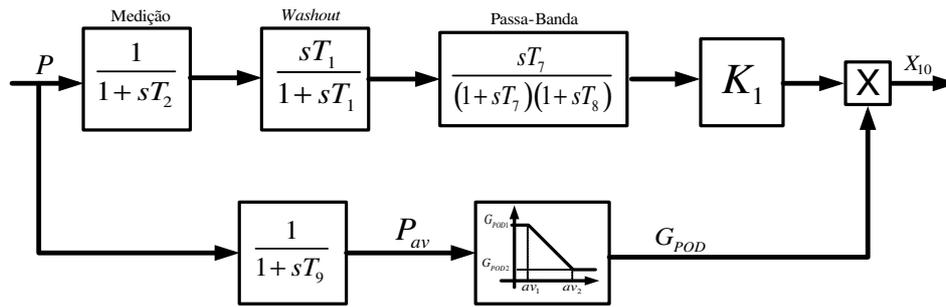


Figura 3.18: Diagrama de Blocos da Malha principal do controlador.

A função básica da malha *lead-lag* é fornecer a defasagem adequada para que a ordem de reatância calculada seja capaz de aumentar o grau de compensação às oscilações. Da mesma forma que a estratégia de controle do TCSC instalado em Imperatriz, é dada uma defasagem de (-90°) . Os limites operacionais do dispositivo são considerados através dos sinais *IS* e *ISWD*.

Os sinais *IS* e *ISWD* assumem valores iguais à unidade, se e somente se, são ultrapassados os valores mínimos e máximos de reatância do TCSC ($X_{min,TCSC}$, $X_{max,TCSC}$), respectivamente. Essas são condições consideradas para gerar o sinal de amortecimento necessário ΔX_{TCSC} . Se por exemplo, o valor máximo de reatância é ultrapassado (*ISWD* é feito igual à 1) durante a atuação do controle, a referência gerada pela malha *lead-lag* deve ser diminuída levando o controle a operar com valores seguros. Por outro lado, se é ultrapassado o valor mínimo de reatância (*IS* é igual à 1), os integradores dessa malha são reinicializados com o valor mínimo de reatância do TCSC, evitando que opere com valores abaixo de $13,27\Omega$ (equivalente à 1 pu) [33].

Na Figura 3.19 é mostrado o diagrama de blocos da malha de ativação dos sinais *IS* e *ISWD*. A função AWC – que será tratada com maiores detalhes a seguir – também determina a ativação de *IS* e *ISWD*. Ocorrências que acarretam variações bruscas do fluxo de potência com duração considerável ativam esta função, tornando-a um fator determinante para a atuação destes sinais e conseqüente geração da ordem de reatância.

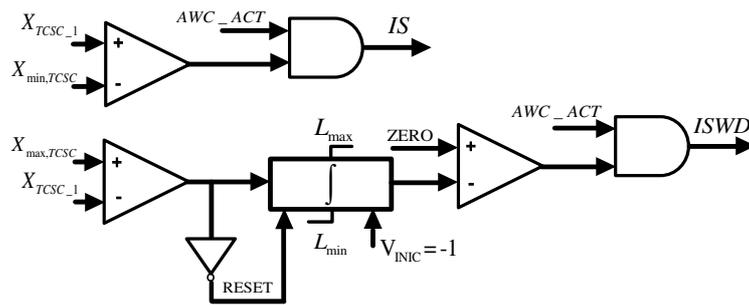


Figura 3.19: Diagrama de Blocos da Malha de Ativação dos Sinais IS e $ISWD$.

3.5.4.2 Função POD

A função POD é responsável por determinar o amortecimento que deve ser proporcionado pelo controle às oscilações. A duração da operação de amortecimento é definida por meio da verificação do valor médio da oscilação. A saída dessa malha (ΔX_{TCSC}) pode assumir os valores $RAMP$ e ΔX_{TCSC} , o que depende do estado de POD_ACT . Quando este sinal é zero, significa que não existem oscilações no sistema e ΔX_{TCSC} é feito igual à $RAMP$. Nessa situação, a ordem de reatância gerada pelo TCSC corresponde ao valor em regime permanente (1,2 pu). Quando POD_ACT é unitário, indicando a existência de oscilações, ΔX_{TCSC} é feito igual a X_{34} , que fornece a modulação de reatância necessária para amortecer as oscilações. Na Figura 3.20 é mostrado o diagrama em blocos da função POD[33].

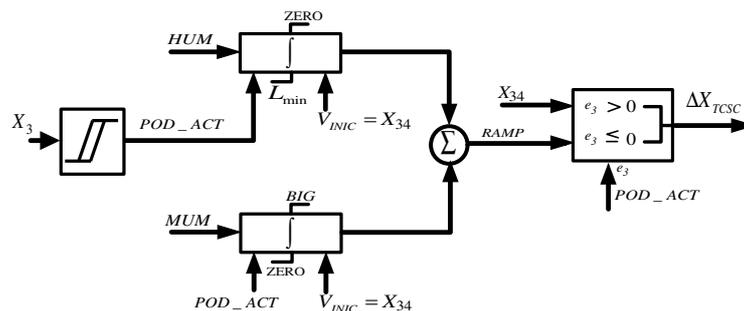


Figura 3.20: Diagrama de blocos da função POD.

3.5.4.3 Função AWC

Para melhorar o desempenho do TCSC no amortecimento das oscilações, este controle possui uma função que atua nos limites da função de transferência do TCSC — evitando sua operação fora de uma região segura — impedindo que o controle ultrapasse os valores mínimos e máximos de reatância. O AWC contribui para um desempenho global do controle atendendo às contingências em que a potência média na linha de transmissão sofre variações bruscas tais como perda de geração ou carga [6][7][33].

Na Figura 3.21 é mostrado diagrama de blocos genérico do AWC. Esta função atua de forma temporizada nos instantes iniciais da falta. Possui como entrada a parte oscilante do fluxo de potência, sendo ativada quando o valor médio desse sinal for diferente de zero. Caso isso ocorra, a saída do bloco de histerese será igual a unidade. O tempo de atuação do *AWC* é definido por uma função pulso em conjunto com o bloco comparador. Um pulso unitário (*SINAL*) será comparado com zero enquanto a saída do integrador for menor que 1, resultando na ativação do *AWC*. O bloco de histerese retorna a zero quando as oscilações no sistema são amortecidas pelo *POD*.

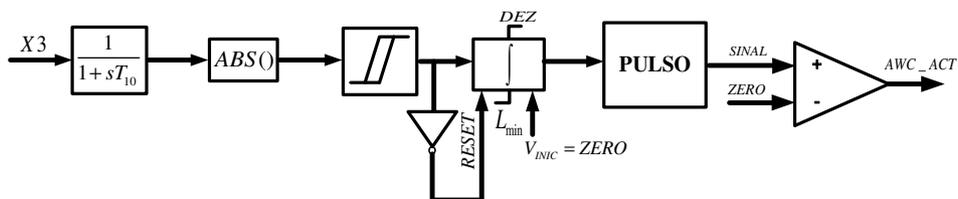


Figura 3.21: Diagrama em blocos do AWC.

Independente da condição de amortecimento e frequência de oscilação, a função *AWC* atua nos momentos iniciais do distúrbio, habilitando os sinais *IS* e *ISWD* para que os mesmos conduzam a ordem de reatância calculada pelo sistema de controle a valores compreendidos entre $X_{min,TCSC}$ e $X_{max,TCSC}$. Dessa forma, conduz mais rapidamente o sistema de controle para a faixa de atuação do TCSC. Uma medida tomada para garantir a eficiência dessa função, foi sua desativação após os primeiros 5 s de ocorrência da falta. Tendo em vista que, sua influência é menor no desempenho do controle, à medida que os limites do equipamento são menos

solicitados [6][7][33].

3.5.4.4 Modo TSR

O modo *TSR* (*Thyristor-Switched Reactor*) permite a operação na parte indutiva, aumentando a faixa de atuação, embora de forma não contínua. Esta função, apesar de estar disponível na estratégia de controle como definida em sua especificação, não se encontra ativada atualmente. Embora essa malha de controle tenha sido implementada neste trabalho, não foi incorporada às análises propostas. O diagrama de blocos do modo de operação *TSR* é mostrado na Figura 3.22.

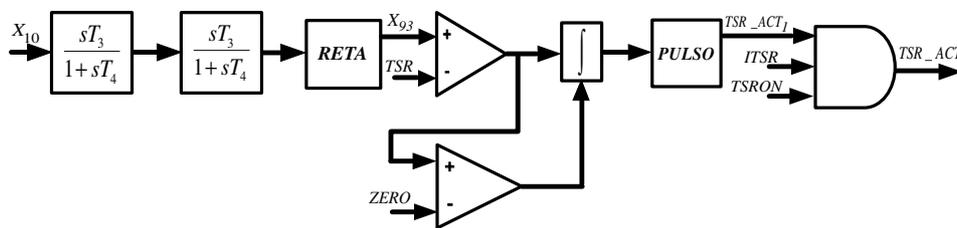


Figura 3.22: Diagrama de blocos do modo TSR.

Este modo consiste basicamente na geração de um sinal a partir de X_{10} defasado de -90° em relação à oscilação de potência. O bloco denominado *RETA* fornece o deslocamento necessário para que o sinal sirva de ordem de reatância, ou seja, fornece o ganho necessário para que a modulação de reatância calculada por essa parte do controle esteja entre $X_{min,TCSC}$ e $X_{max,TCSC}$. A saída deste bloco X_{93} é comparada com TSR , que corresponde ao valor de reatância na região indutiva ($2,5\Omega$). Cada vez que X_{93} for maior que TSR o modo será ativado. Para efetivar a ativação deste modo de operação, são comparados os sinais TSR_ACT_1 , TSR_ON e I_{TSR} , que representam a ativação do modo de operação do controle com base no valor de reatância mínima, ativação do modo de operação em si e a histerese de corrente mínima, respectivamente.

3.5.4.5 Determinação da ordem de reatância

Para a determinação da ordem de reatância do TCSC são considerados os valores mínimos e máximos de reatância, sendo X_{TCSC2} a ordem de reatância limitada entre

$X_{min,TCSC}$ e $X_{max,TCSC}$. Com o modo TSR ativado – sendo necessária a operação do TCSC na região indutiva – X_{TCSC3} é feito igual à TSR , caso contrário será igual à X_{TCSC2} , o que significa uma operação na região capacitiva. O sinal $PODLIM$ determina a ordem de reatância que deve ser gerada pelo TCSC, considerando a corrente máxima que pode ser suportada sem danificar o equipamento. Se a corrente de linha apresenta valores nominais, resultando em $PODLIM = 1$, a ordem de reatância será X_{TCSC3} , caso contrário será $X_{max,TCSC}$. O diagrama em blocos para a determinação da ordem de reatância é mostrado na Figura 3.23.

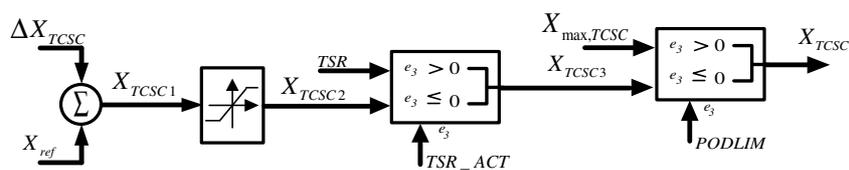


Figura 3.23: Determinação da Ordem de Reatância.

3.5.5 Estratégia de Controle dos TCSCs do circuito #2 - Imperatriz e Serra da Mesa

Os sistemas de controle dos TCSCs do circuito 2, instalados nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa, denominados de *Power Swing Damping Control (PSDC)*, são idênticos e baseados no uso de controladores POD, sendo constituídos por seis malhas de controle: função de transferência principal; ganho variável; cálculo do *bias* e limites do TCSC; lógica de *bypass*; determinação do valor da reatância de operação e ajuste do ganho da rede. As principais funções destes controles implementadas no PSCAD/EMTDC são ilustradas na Figura 3.24 [33].

No diagrama mostrado na Figura 3.24, o sinal de entrada P representa o fluxo de potência global da interligação Norte/Sul, que resulta do somatório dos fluxos nos circuitos 1 e 2, nas subestações de Serra da Mesa ou Imperatriz. Este sinal reflete a interação eletromecânica existente entre os geradores instalados nos sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Serão mostradas a seguir as características das principais partes deste controle.

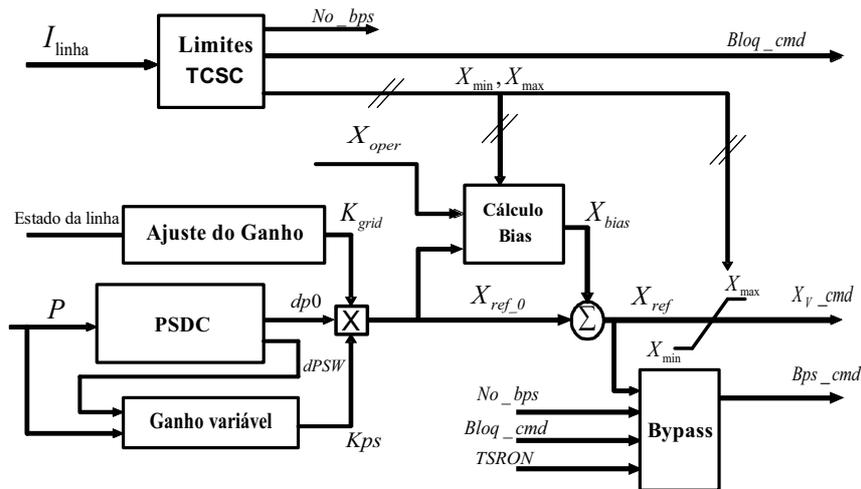


Figura 3.24: Controle dos TCSCs instalados nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa.

3.5.5.1 Função de Transferência Principal

A função de transferência principal deste controle é constituída por um *washout* e três *lead-lags*. O *washout* atua extraíndo a parcela oscilante do sinal de entrada. Os *lead-lags* ou compensadores de fase atuam defasando esta parcela oscilante de maneira que se obtenha uma defasagem de -90° na saída da malha principal do controlador do TCSC. Como já mencionado anteriormente, uma defasagem de -90° do sinal de amortecimento em relação à oscilação de potência proporciona maior efetividade do controle. A Figura 3.25 apresenta o diagrama de blocos da malha principal do controlador do TCSC implementado no PSCAD/EMTDC.

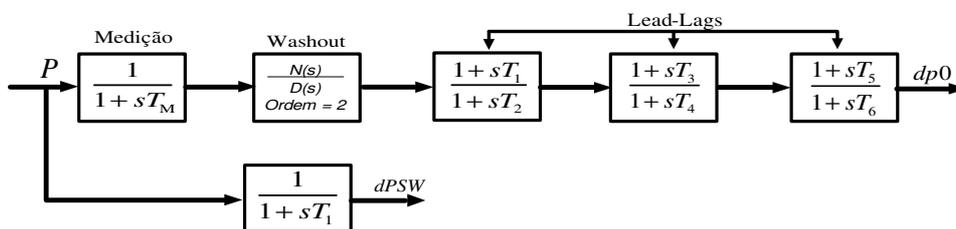


Figura 3.25: Diagrama de Blocos da Malha principal do controlador do TCSC.

O sinal $dP0$ representa uma primeira referência para o cálculo da ordem de reatância do controlador, uma vez que, deve ser multiplicado pelo ganho deste e ainda levar em considerações limites operacionais do equipamento para então gerar

a ordem de reatância de fato. Já o $dPSW$ reflete a magnitude da parte oscilante do sinal de entrada, assumindo valores diferentes de zero somente quando ocorrem oscilações no sistema de potência. Este sinal é usado para aumentar o ganho do controlador quando ocorrem oscilações maiores. A estratégia para cálculo do ganho do controlador é apresentada com maiores detalhes no próximo item.

3.5.5.2 Estratégia de Ganho Variável

Para compensar o impacto no fluxo de potência devido à variação da reatância da linha de transmissão, ajusta-se o ganho do controlador em função da amplitude da oscilação e do fluxo na interligação Norte/Sul. Por um lado, quanto maior a amplitude da oscilação, maior o ganho efetivo do controlador. Por outro, quanto maior o fluxo na interligação, menor o ganho efetivo do controle.

A efetividade do TCSC no amortecimento das oscilações depende do fluxo na linha. Quando maior o fluxo na interligação, maior sua efetividade e menores podem ser os ganhos efetivos das malhas de controle. A Figura 3.26 ilustra a estratégia para cálculo do ganho efetivo deste controlador.

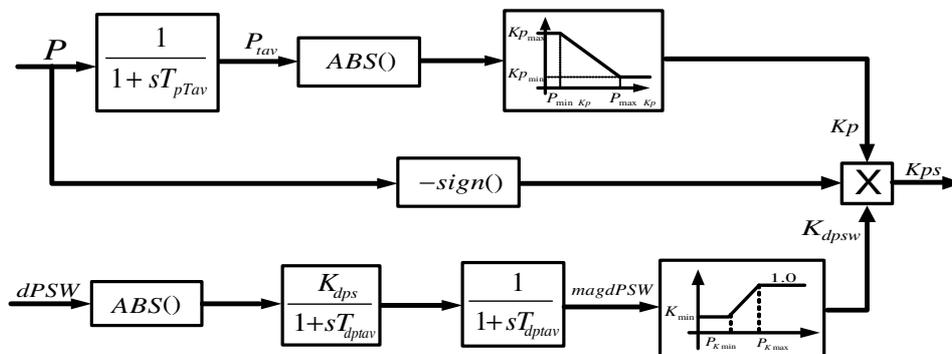


Figura 3.26: Estratégia para Cálculo do Ganho Efetivo do Controlado.

Observa-se que os ganhos K_p e K_{dPSW} são obtidos através de funções que descrevem a variação desses ganhos em função do fluxo na interligação (K_p) e da amplitude da oscilação (K_{dPSW}).

3.5.5.3 Cálculo do *Bias* e Limites do TCSC

A função do *bias* é ajustar o valor da reatância equivalente do TCSC dentro dos limites operacionais do equipamento sem que haja perda de efetividade. Quando a reatância calculada pelo sistema de controle ultrapassa um desses limites, há perda de efetividade. Ressalta-se que o TCSC depende da variação de sua impedância efetiva para cumprimento de sua função principal: o amortecimento das oscilações eletromecânicas.

O *bias* desloca a reatância calculada pelo TCSC para valores que não levem à atuação dos limites, ou seja, a ordem de reatância fornecida pelo sistema de controle deve estar entre X_{min} e X_{max} . Isto é feito sem que se comprometam os ajustes de fase e ganho da função de transferência principal. A Figura 3.27 apresenta o diagrama de blocos utilizado para determinação do *bias*.

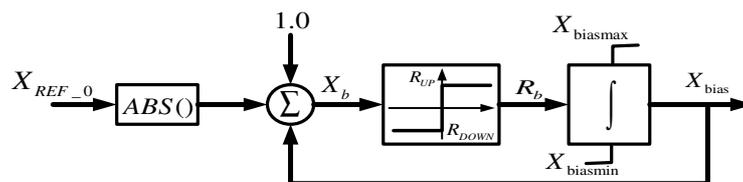


Figura 3.27: Diagrama de Blocos do Bias.

Os limites do TCSC determinam os valores máximo e mínimo da reatância efetiva que pode ser sintetizada. Para alguns valores especificados, os limites operacionais do equipamento podem ser ultrapassados. Com base nesses valores limites (X_{min} , X_{max}) o *bias* direciona a ordem de reatância para uma condição de operação que não danifique o dispositivo.

O limite X_{max} é determinado pela razão entre a máxima corrente de linha e a corrente que flui no sistema, possuindo valor mínimo de 1200 A, que corresponde à corrente de linha para a máxima reatância do TCSC no modo de controle contínuo. Com isso, obtém-se um redutor para a reatância ordenada em função do carregamento na linha. Quanto maior a corrente, menor o valor de X_{max} .

O limite inferior varia linearmente entre 1,5 e 1,0 pu, quando a corrente na linha está entre 150 e 200 A. Para corrente maiores que 200 A, o valor do limite X_{min} é

mantido constante e igual a 1,0 pu. Para correntes inferiores a 150 A a reatância X_{min} é igual a 1,5 pu. Ressalta-se que as válvulas permanecem bloqueadas para correntes na linha inferiores a 150 A.

3.5.5.4 Determinação do Valor da Reatância de Operação

A ordem de reatância do TCSC é determinada a partir de:

$$X_{ref1} = X_{ref0} + X_{Bias}, \quad (3.13)$$

sendo, X_{ref0} a ordem de reatância definida em função do ganho efetivo do controlador e compensação adequada de fase, X_{Bias} é o ajuste necessário para que o TCSC não ultrapasse os limites operacionais. A ordem final de reatância (X_{cmd}) é determinada através da limitação de X_{ref1} por X_{min} e X_{max} , como ilustrado na Figura 3.24.

3.6 Conclusões do Capítulo

Foram apresentadas neste capítulo considerações com relação às atuais condições de funcionamento dos TCSCs instalados nas subestações de Imperatriz e Serra da Mesa da Interligação Norte/Sul.

Posteriormente foram propostas análises do desempenho desses dispositivos sob duas condições operativas, tais como operação com medição do fluxo de potência global como sinal de entrada para os TCSCs e estratégias de controle globais para cada extremidade da interligação.

Foi apresentada a descrição dos componentes da interligação Norte/Sul modelados no PSCAD/EMTDC. Além da modelagem dinâmica de equivalentes para as extremidades da interligação, foram obtidas representações para as linhas de transmissão em 500 kV que integram seus circuitos. As estratégias de controle dos TCSCs também foram modeladas, objetivando a obtenção de uma representação que proporcione praticidade na análise das condições operativas da Norte/Sul.

O capítulo seguinte tem como objetivo avaliar o desempenho desses TCSCs através de simulações com as condições operacionais propostas.

Capítulo 4

Simulações e Análises de Resultados

4.1 Introdução

O estudo realizado neste capítulo destina-se a apresentar uma avaliação da operação conjunta dos TCSC da interligação Norte/Sul, por meio do modelo apresentado no capítulo anterior.

Tal avaliação se dará em três situações distintas. Na primeira, será utilizada a configuração original da interligação, na qual os sinais de entrada utilizados para os TCSCs são dispostos de acordo com as propostas dos fabricantes. Na segunda, considera-se o modelo de interligação proposto neste trabalho, utilizando como sinal de entrada para os diferentes sistemas de controles, o fluxo de potência global, como recomendado pelo ONS. Por último, será considerada a adoção de uma das estratégias de controle existentes para calcular as ordens de reatância dos TCSCs que operam em paralelo na mesma subestação, avaliando o desempenho dos mesmos com a utilização de uma única estratégia de controle para comandar cada par de controladores.

Serão consideradas duas contingências para analisar cada uma das condições acima. A primeira analisa o desempenho dos TCSCs durante um curto-circuito trifásico, enquanto a segunda refere-se à aplicação de um curto-circuito monofásico seguido da saída de uma das linhas de transmissão.

Convém ressaltar que o objetivo dessas avaliações é demonstrar a melhoria do desempenho da interligação Norte/Sul com a adoção das medidas indicadas. Não é escopo do trabalho, a comparação entre as topologias de controle utilizadas pelos TCSCs, nem mesmo análises da viabilidade econômica da adoção dessas medidas.

4.2 Considerações sobre o Sistema Elétrico

A configuração de sistema utilizada nas simulações considerou, além dos próprios TCSCs, todos os circuitos da Interligação Norte/Sul, os reatores de barra e de linha, os bancos de capacitores fixos e os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, estes últimos de máquinas equivalentes conforme apresentado no capítulo 3.

O modelo da Norte/Sul, em estudo, representa o cenário Norte exportador, que é caracterizado por elevada geração nas usinas do Rio Tocantins (Tucuruí, Lajeado e Peixe Angical), o que impõe elevados carregamento na Interligação Norte/Sul. Atualmente, nesta condição, as limitações de intercâmbio estão relacionadas ao desempenho dinâmico do SIN quando da perda de linhas de 500 kV que derivam da SE Samambaia, notadamente a LTs 500 kV Samambaia/Emborcação.

As análises apresentadas neste trabalho consideram fluxo total de 1100 MW nos dois circuitos do trecho Imperatriz/Colinas 500 kV. Este carregamento foi obtido por meio do ajuste da defasagem angular dos geradores equivalentes conectados às subestações de Serra da Mesa e Imperatriz. O perfil de tensão na interligação foi ajustado na faixa de 1,0 a 1,10 pu. Foi considerada uma carga de 200 MW na subestação de Miracema com fator de potência unitário.

Os seguintes cenários foram analisados:

- i. Aplicação de curto-circuito trifásico com duração de 80 ms na subestação de Miracema 500 kV, com os quatro TCSCs em operação;
- ii. Aplicação de curto-circuito monofásico com duração de 80 ms na subestação de Gurupi, eliminado através da abertura da LT 500 kV Serra da Mesa/Gurupi circuito #1, com os quatro TCSCs em operação.

Uma vez que foram definidas as condições operacionais do sistema elétrico e os cenários utilizados, iniciaram-se as simulações com o modelo digital de interligação Norte/Sul no PSCAD/EMTDC. As seções seguintes apresentam os resultados obtidos com as diferentes configurações dos TCSCs para as contingências propostas.

4.3 Resultados obtidos com a aplicação do Curto-Circuito trifásico em Miracema

O tempo total de simulação corresponde a 100 s. A falta ocorre no instante $t = 65s$ com duração de 80 ms. O modelo da Norte/Sul utilizado apresenta um fluxo total de 1100 MW para o trecho Imperatriz/Colinas.

4.3.1 Medição de Fluxos Locais e Globais

O primeiro caso simulado considerou a configuração original dos TCSCs, com os do circuito #1 operando com fluxos locais e os TCSCs do circuito #2 com fluxos globais. A Figura 4.1 apresenta os fluxos de potência na interligação Norte/Sul quando da ocorrência do curto-circuito trifásico em Miracema. O perfil de tensão obtido para esta mesma contingência é mostrado na Figura 4.2.

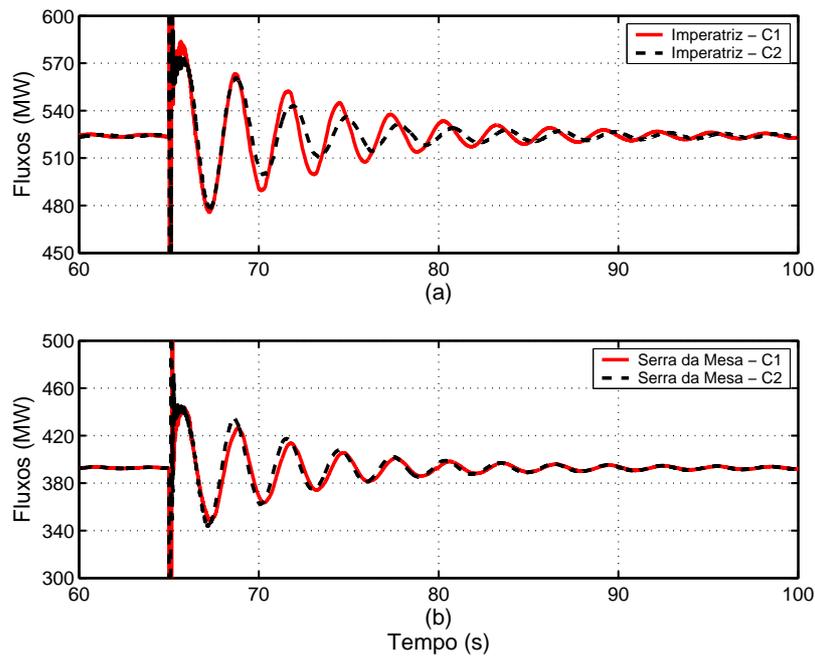


Figura 4.1: Fluxos de potência com configuração original dos TCSCs.
(a)Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

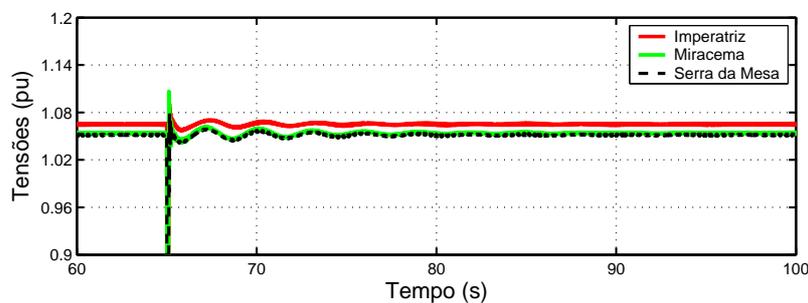


Figura 4.2: Perfil de tensão da interligação com configuração original dos TCSCs

A variável que melhor traduz o desempenho conjunto desses dispositivos é resultante da soma dos fluxos medidos em cada circuito da interligação, aqui definido

como fluxo de potência global, conforme mostrado na Figura 4.3.

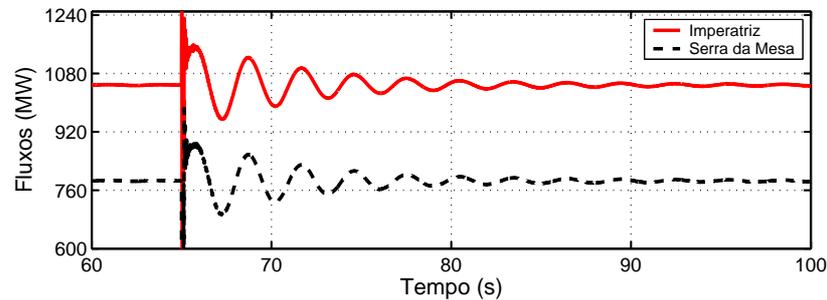


Figura 4.3: Fluxos de potência globais com configuração original dos TCSCs.
(a)Imperatriz) e (b) Serra da Mesa.

Na Figura 4.4 estão dispostas as ordens de reatância geradas por cada uma das estratégias de controle. A atuação desses dispositivos por meio da modulação de suas reatâncias equivalentes produz amortecimento suplementar para as oscilações do sistema. À medida que o sistema tende a uma condição estável de operação, a ordem de reatância dos TCSCs retorna ao valor de regime permanente (1,2 pu). Observa-se, que ao término do processo de simulação, o amortecimento total não foi alcançado, em virtude do baixo carregamento do sistema. Esta condição de baixo carregamento foi estabelecida para permitir uma melhor visualização dos resultados obtidos. As diferenças na disposição dos sinais de entrada dos controles e as estratégias em si, são fatores que dificultam a operação dos controladores. Isto pode fazer com que alguns dos TCSCs contribuam pouco para o desempenho conjunto e outros fiquem sobrecarregados. Desse modo, a contribuição por parte de cada controlador é expressivamente diferente.

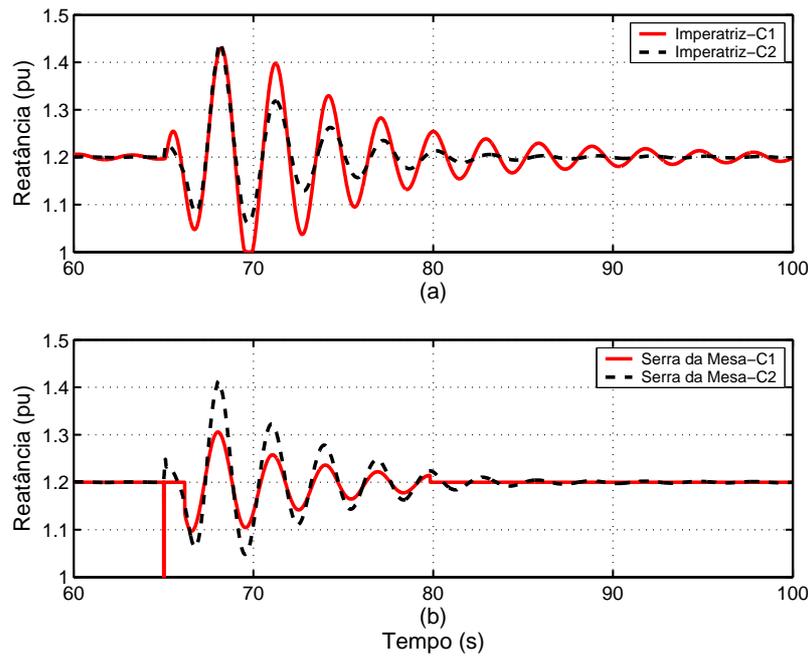


Figura 4.4: Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs.

(a)Imperatriz) e (b) Serra da Mesa.

No caso dos TCSCs de Imperatriz, nota-se que a ordem de reatância do TCSC do circuito #1, mostrada na Fig. 4.4(a), não retornou ao valor de regime permanente ($13,27\Omega$, que corresponde a $1,2 pu$) até o fim do processo de simulação, ao passo que a do TCSC do circuito adjacente já havia retornado a este valor. Além disso, a ordem gerada pelo TCSC no circuito #1 de Serra da Mesa (Fig. 4.4(b)) retorna a $1,2 pu$ bem antes do TCSC do circuito #2 desta mesma subestação. A diferença observada na operação desses dispositivos ocorreu em virtude das estratégias de controle serem diferentes e devido à disposição dos sinais de entrada para os controles.

4.3.2 Medição de Fluxo de Potência Global

As Figuras 4.5 e 4.6 mostram os fluxos de potência e perfil de tensão, considerando a mesma perturbação mostrada no caso anterior. Nesta situação, todos os TCSCs utilizam como sinal de entrada o fluxo de potência global. Para avaliar esta condição, foi considerado o valor médio desse sinal para os dispositivos do circuito #1, uma vez que, os ganhos internos de seus controles estavam anteriormente adequados aos fluxos de potência da linha de transmissão em que encontram-se

instalados.

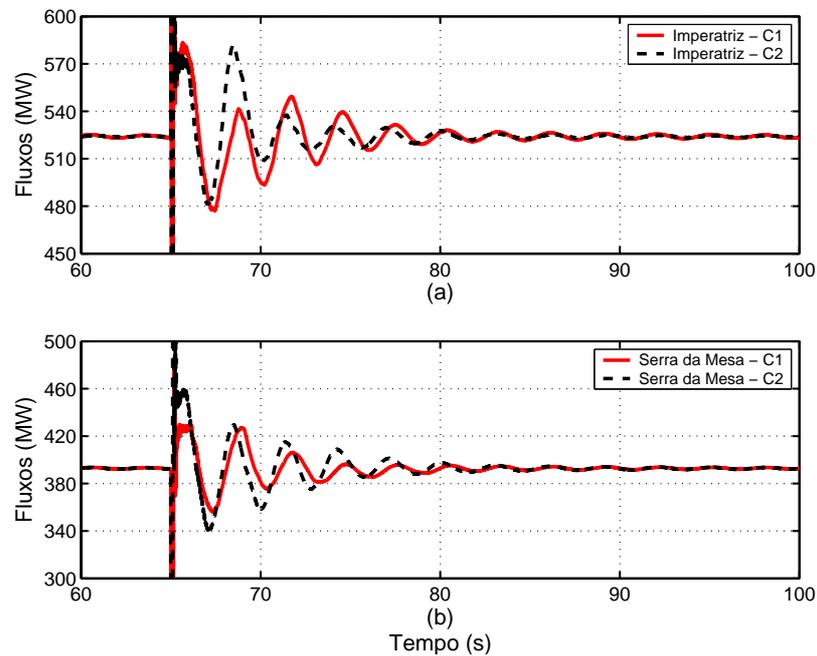


Figura 4.5: Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

Nota-se na Figura 4.5(a) que, com a utilização do fluxo de potência global, os TCSCs de Imperatriz não apresentam diferenças muito expressivas no amortecimento das oscilações, ao passo que, os TCSCs de Serra da Mesa apresentam um desempenho melhor, Figura 4.5(b).

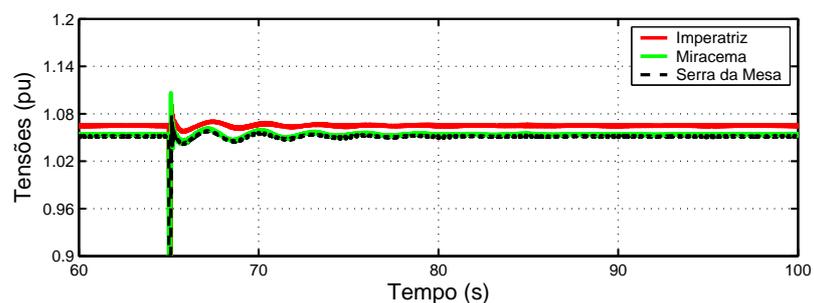


Figura 4.6: Perfil de tensão da interligação com medição de fluxo de potência global.

Assim como no caso anterior, o resultado da contribuição de cada TCSC para o amortecimento das oscilações pode ser observada através dos fluxos de potência globais, mostrados na Figura 4.7.

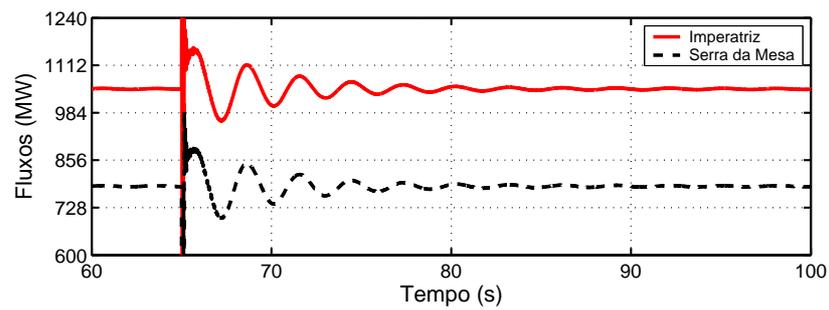


Figura 4.7: (a) Fluxo de potência global na extremidade Norte da interligação e (b) Fluxo de potência global na extremidade sul.

A Figura 4.8 apresenta as ordens de reatância calculadas para os TCSCs. Comparando-se as ordens obtidas com a utilização do sinal de entrada global para os controles, com o primeiro caso simulado, observa-se um melhor desempenho desses dispositivos, o que será comprovado na seção 4.4.4 através da comparação dos resultados obtidos.

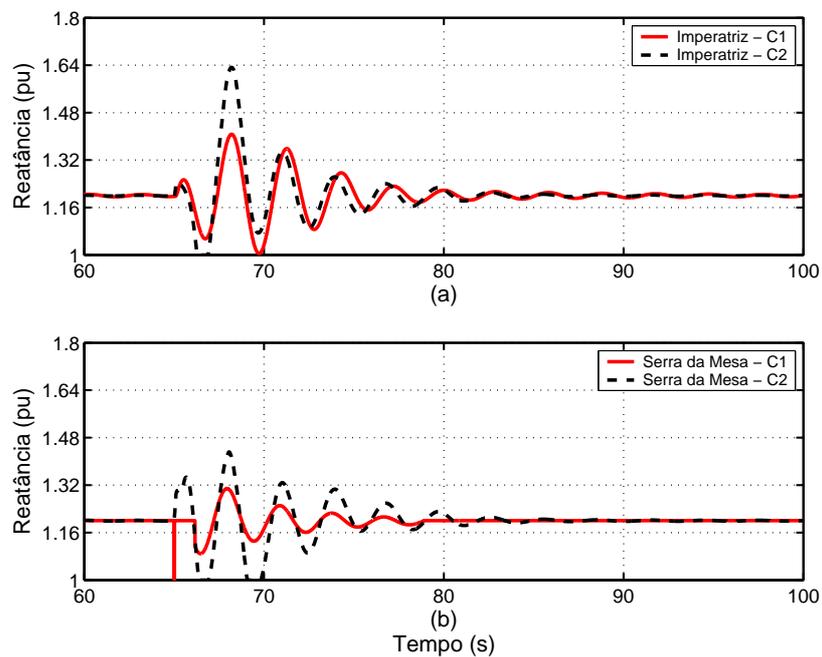


Figura 4.8: Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs com medição de fluxos globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

4.3.3 Estratégias de Controle Mestre

Para a mesma contingência, realizou-se uma simulação, adotando-se uma estratégia de controle mestre para produzir uma mesma ordem de reatância para os TCSCs de Imperatriz e outra para os TCSCs de Serra da Mesa. Para esta condição, foram utilizados os fluxos globais como entrada para os sistemas de controle. Isto possibilita uma operação coordenada entre estes controladores, visto que são utilizados sinais de entrada que evidenciam de forma global as oscilações.

Adotou-se, neste caso, a estratégia de controle dos TCSCs do circuito #2. Desde a entrada em operação dessa linha de transmissão, os sistemas de controle operam com sinal de entrada global. O objetivo dessa simulação não é mostrar que esta seria a melhor estratégia de controle para operar conjuntamente os TCSCs. Deve-se considerar os resultados da análise aqui realizada como uma forma de demonstrar melhorias no desempenho conjunto desses dispositivos com a adoção de controles mestres. Isto significa que as outras estratégias existentes seriam opções a serem consideradas.

A Figura 4.9 apresenta os fluxos de potência por circuito da interligação, considerando a utilização de sistemas de controle mestre. O perfil de tensão em barras da Norte/Sul para esta emergência é mostrado na Fig. 4.10.

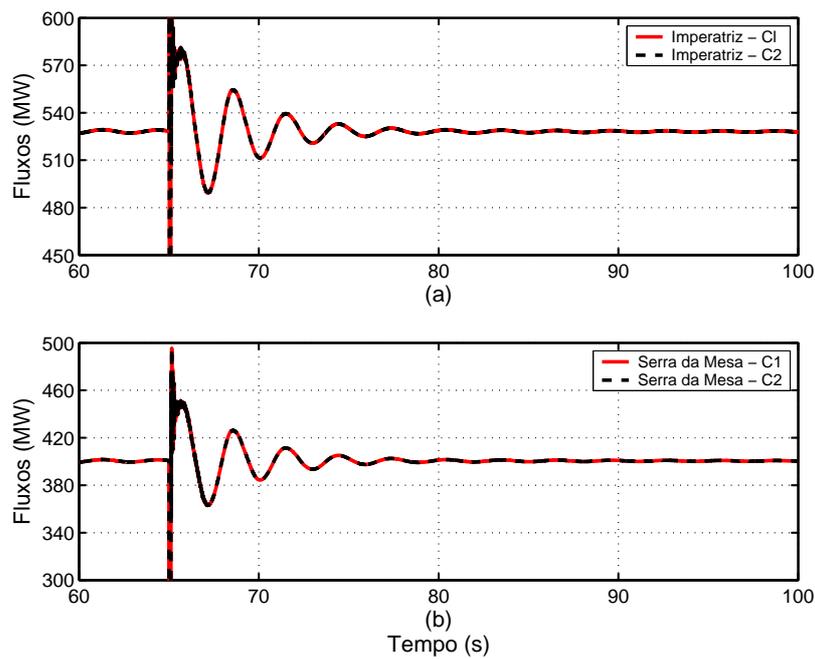


Figura 4.9: Fluxos de potência com estratégias de controle mestre. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

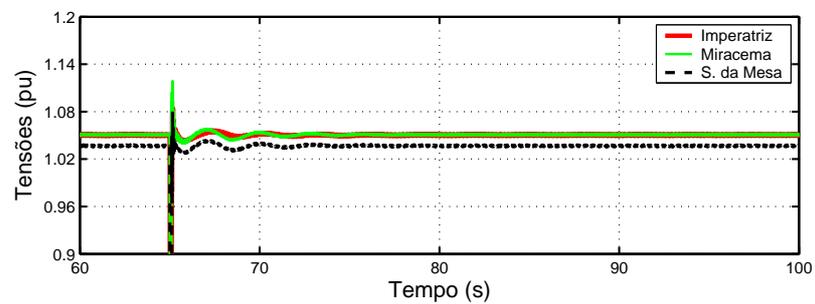


Figura 4.10: Perfil de tensão da interligação com estratégias de controle mestre.

Os fluxos de potência globais nas extremidades Norte e Sul da interligação são mostrados na Figura 4.11.

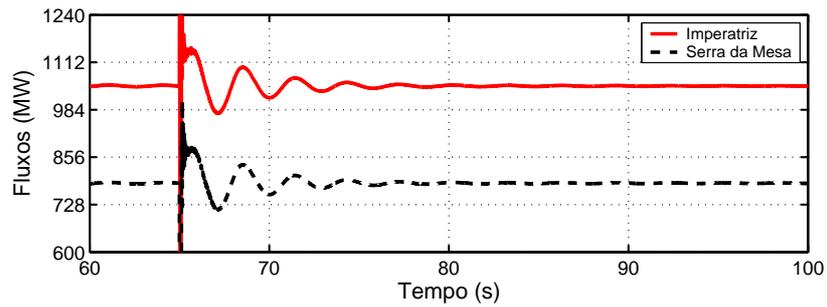


Figura 4.11: Fluxos de potência globais nas extremidades Norte e Sul da interligação com controle mestre.

As ordens de reatâncias geradas pelos sistemas de controle dos TCSCs para esta configuração da interligação Norte/Sul são mostrada nas Figuras 4.12(a) e 4.12(b). A melhoria proporcionada ao desempenho desses controladores com esta configuração de controle é mais evidente que nos casos anteriormente apresentados, tendo em vista as condições de operação impostas aos TCSCs, como estratégia de controle idênticas e imposição de sinais de entrada globais.

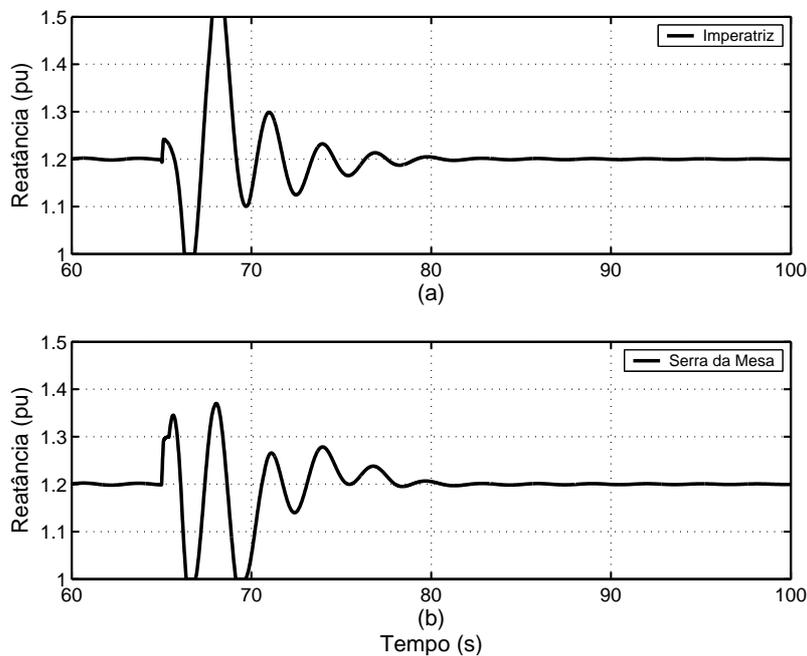


Figura 4.12: Ordens de reatância geradas pelos controladores TCSCs com a utilização de controles mestres.

Observa-se nos resultados obtidos com o uso de controles globais o desempenho coordenado entre os controladores, no qual são geradas ordens de reatância sob as

mesmas condições para cada par de TCSCs.

4.4 Resultados Obtidos com a Aplicação do Curto-Circuito Monofásico em Gurupi

Foram realizadas também simulações cuja contingência foi a ocorrência de um curto-circuito monofásico na subestação de Gurupi, seguido da perda da linha de transmissão 500 kV correspondente ao trecho Gurupi-Serra da Mesa. Como no cenário anterior, o tempo total de simulação corresponde a 100 s e a falta ocorre em 65 s com duração de 100 ms seguida da perda da linha de transmissão Gurupi-Serra da Mesa - circuito #1.

4.4.1 Medição de Fluxos Locais e Globais

A Figura 4.13 mostra os fluxos de potência nos dois circuitos da interligação Norte/Sul. O perfil de tensão nas barras da interligação para esta contingência é mostrado na Fig. 4.14.

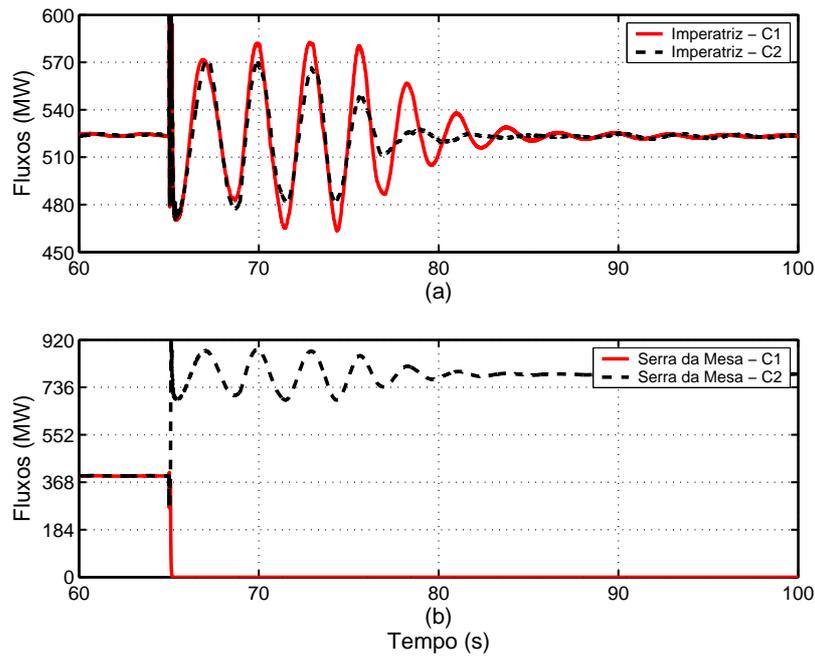


Figura 4.13: Fluxos de potência com configuração original dos TCSCs. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

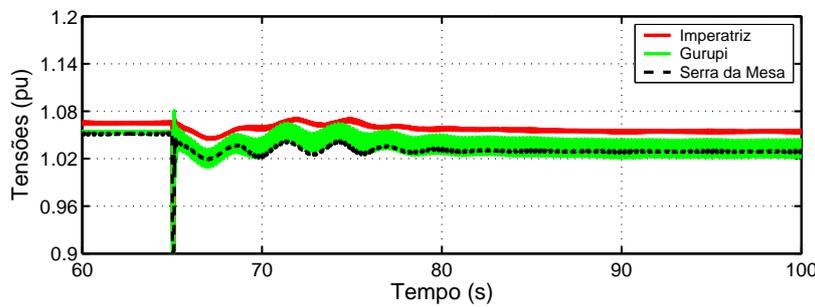


Figura 4.14: Perfil de tensão com configuração original dos TCSCs.

A Figura 4.15 ilustra os fluxos de potência globais para as extremidades Norte e Sul da interligação norte/Sul. As ordens de reatância geradas pelos quatro TCSCs neste caso estão dispostas na Fig. 4.16.

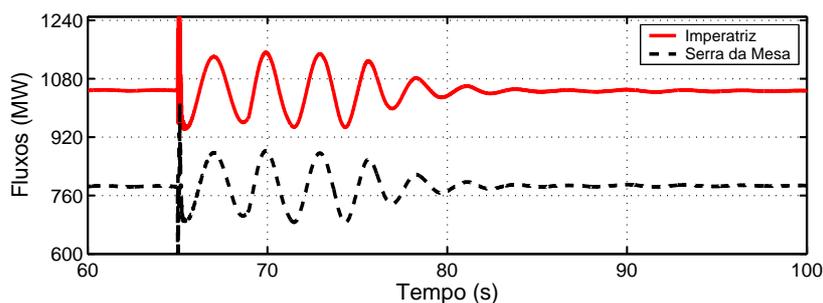


Figura 4.15: Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.

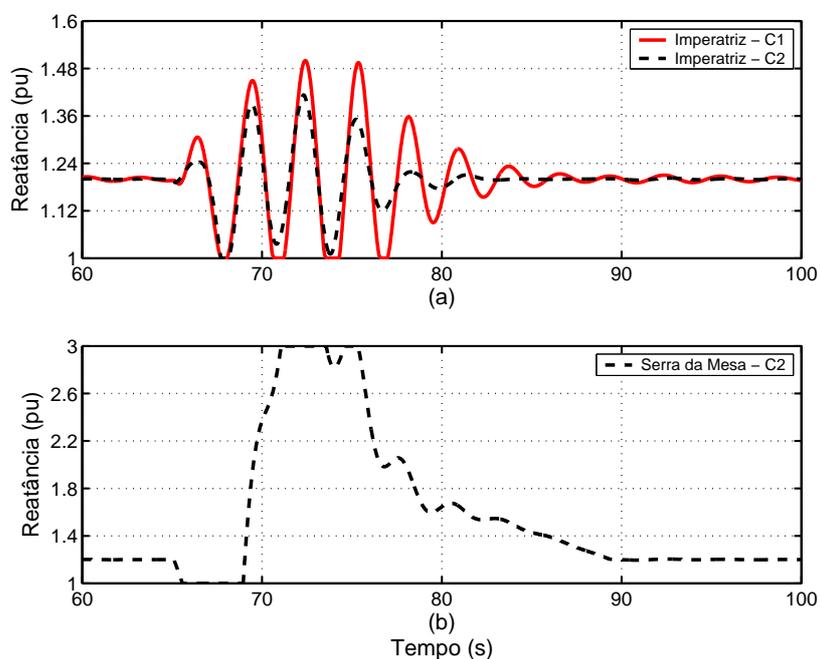


Figura 4.16: Ordens de reatância geradas pelos controladores dos TCSCs. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

Com a ocorrência do curto-monofásico e posterior medida de desligamento do trecho correspondente a Gurupi/Serra da Mesa - circuito #1, o TCSC localizado nesta subestação sai de operação. Isto faz com que o controlador do circuito adjacente tenha que gerar ordens de reatância para amortecer as oscilações de potência global, que devido a contingência flui totalmente pelo circuito #2.

4.4.2 Medição de Fluxos Globais

Os fluxos de potência obtidos para a simulação com medição de potência global são mostrados nas Figuras 4.17(a) e 4.17(b). O perfil de tensão da interligação Norte/Sul obtidos para este caso é mostrado na Figura 4.18.

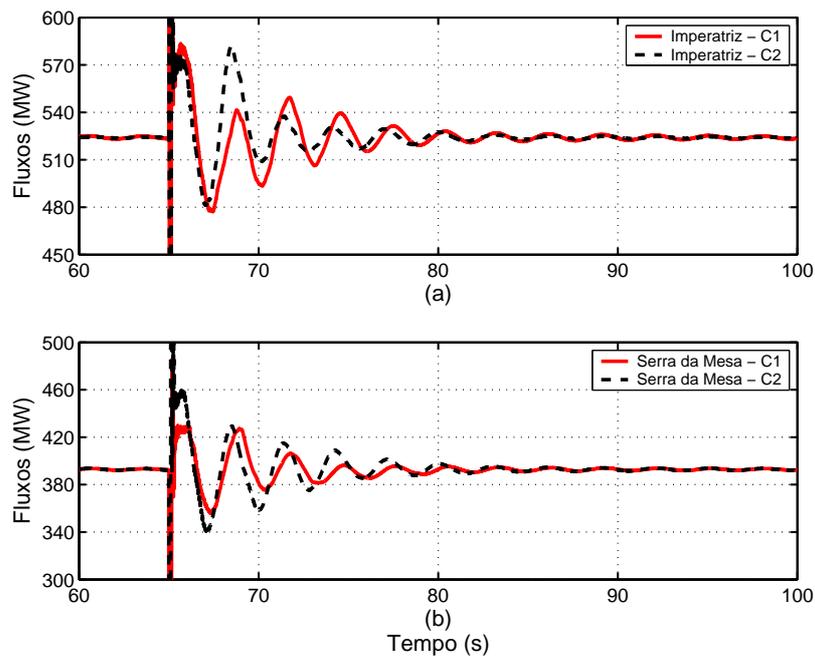


Figura 4.17: Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.

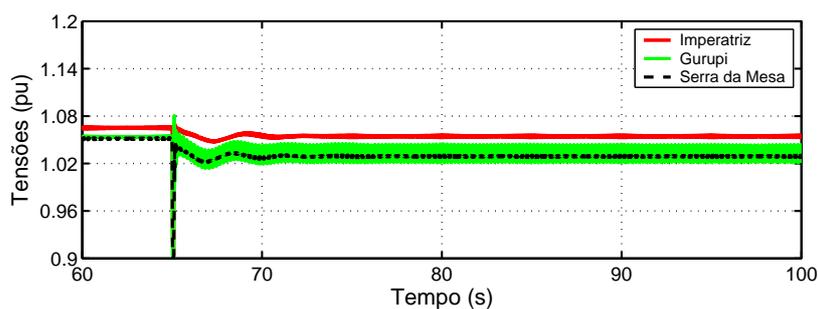


Figura 4.18: Perfil de tensão com medição de fluxo de potência global.

Os fluxos de potência globais para essa mesma contingência são mostrados na Figura 4.19.

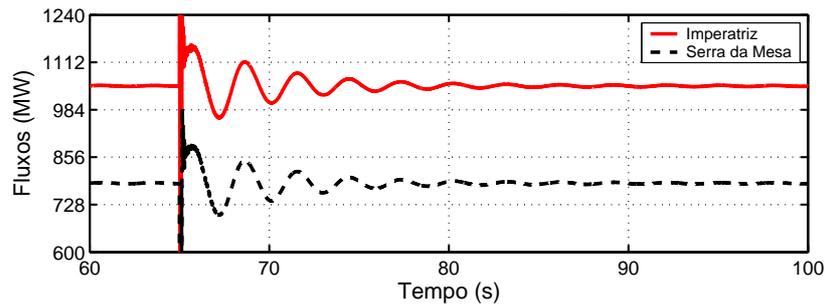


Figura 4.19: Fluxos de potência com medição de fluxo de potência global.

Observa-se neste caso, que o desempenho global do sistema com a implantação da medição de fluxo global é melhor que o apresentado com a configuração original dos circuitos #1 e #2 da Norte/Sul. O amortecimento das oscilações se dá em um intervalo de tempo menor se comparado ao caso anterior. As ordens de reatância geradas para cada um dos TCSCs devido à ocorrência do curto-circuito monofásico em Gurupi são mostrados na Figura 4.20.

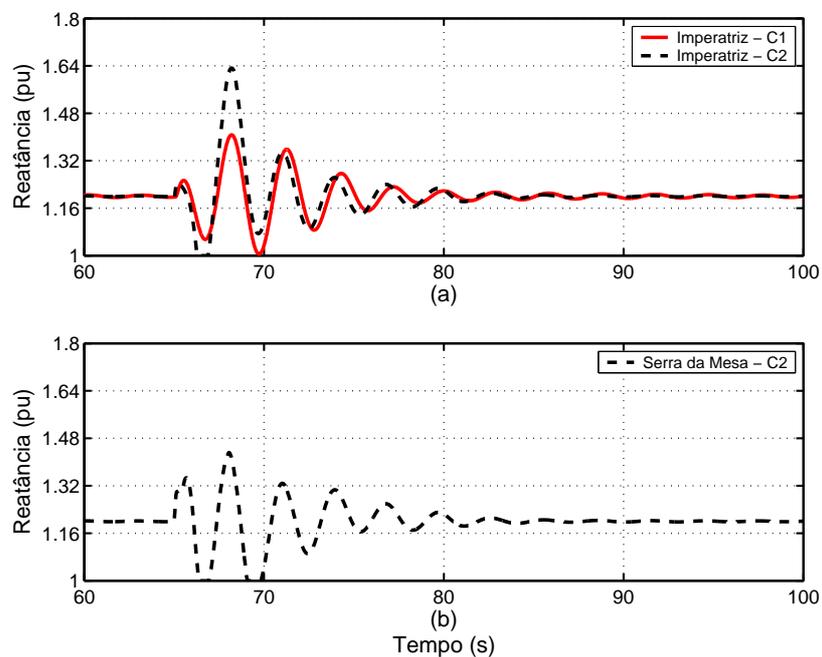


Figura 4.20: Ordens de reatância geradas pelos TCSCs.

Os resultados obtidos com o uso dos fluxos globais como sinais de entrada para todos os TCSCs, mostram um desempenho aproximado entre esses controladores. As ordens de reatância calculadas para os TCSCs de Imperatriz não apresentam

defasagem inicialmente. As diferenças observadas nos instantes finais de amortecimento das oscilações, ocorrem devido as estratégias de controle serem distintas.

4.4.3 Estratégias de Controle Mestre

Os fluxos de potência obtidos com a utilização de estratégias de controle mestre são mostrados na Figura 4.21. O objetivo de tal simulação foi a comprovação dos benefícios proporcionados ao desempenho dos TCSCs e conseqüentemente de toda a interligação com essa configuração de controle. O perfil de tensão para este caso é mostrado na Figura 4.22.

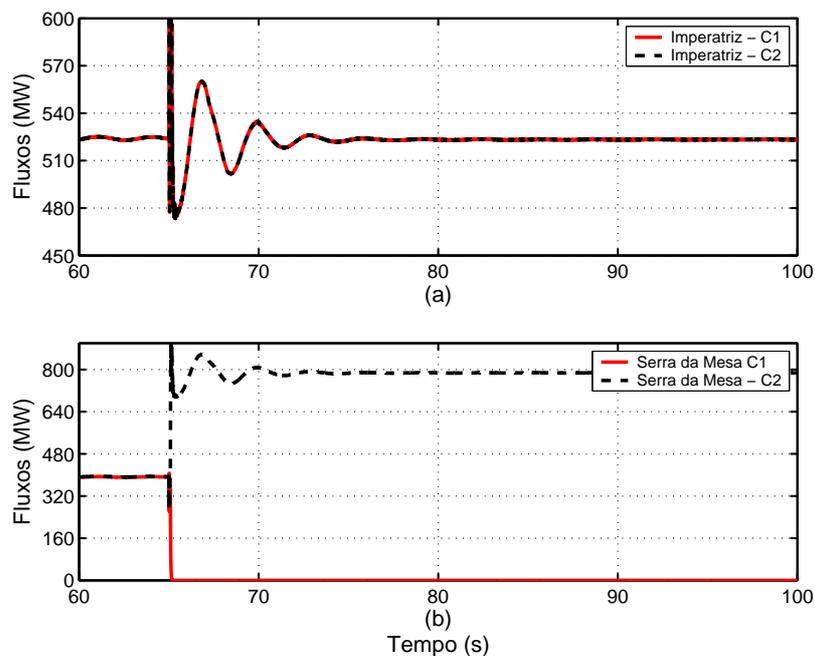


Figura 4.21: Fluxos de potência com estratégias de controle Mestre.

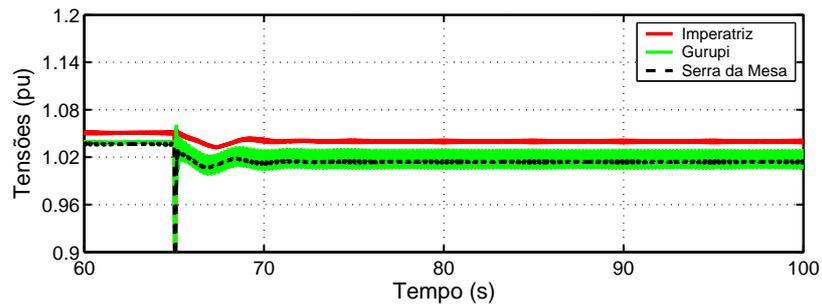


Figura 4.22: Perfil de tensão com estratégias de controle mestre.

Foram utilizados fluxos globais como sinais de entrada para os sistemas de controle. A Figura 4.23 ilustra o desempenho da interligação diante da ocorrência do curto-circuito monofásico em Gurupi através dos fluxos de potência nas extremidades Norte e Sul da interligação.

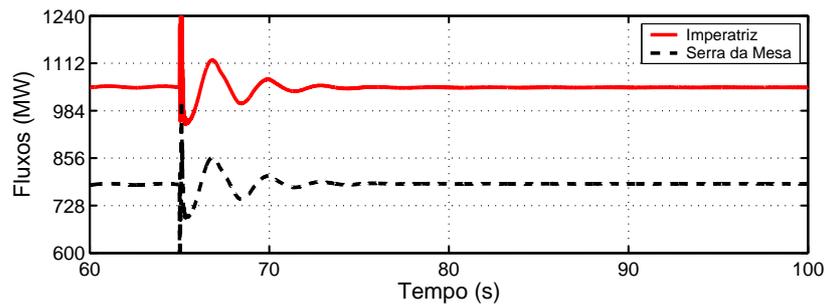


Figura 4.23: Fluxos de potência globais com estratégias de controle mestre.

As ordens de reatância geradas para os TCSCs durante a ocorrência do curto-circuito monofásico são mostradas na Figura 4.24. Os dois TCSCs da extremidade Norte da interligação atuam durante a contingência, calculando os ângulos de disparo para os tiristores de cada fase com base em uma única ordem de reatância gerada por estratégias de controle mestre, que por sua vez utilizam fluxos de potência globais como entrada para seus sistemas de controle. Com a perda do trecho Gurupi/Serra da Mesa - circuito #1, na extremidade sul da interligação, somente o TCSC do circuito #2 encontra-se em operação.

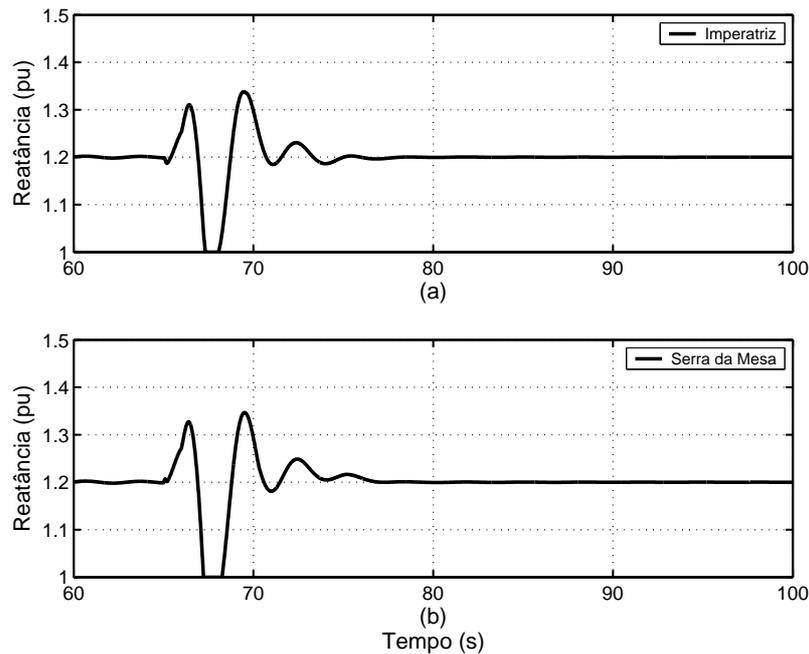


Figura 4.24: Ordens de reatância geradas para os TCSCs com estratégias de controle mestre.

Observa-se por meio dos fluxos globais mostrados na Figura 4.24, um rápido amortecimento das oscilações.

4.4.4 Comparação dos casos simulados

Em ambos os eventos simulados, obteve-se melhores desempenhos dos TCSCs com as duas medidas propostas neste trabalho, a adoção da medição do fluxo de potência global e a utilização das estratégias de controle globais. Tais melhorias puderam ser demonstradas em todos os casos, pelas ordens de reatâncias, perfis de tensão e fluxos de potência globais obtidos com cada alteração proposta.

Na Figura 4.25 são mostrados os fluxos de potência globais nas extremidades Norte e Sul da interligação, obtidos com a ocorrência do curto-circuito trifásico em Miracema.

A melhoria proporcionada com a adoção da medição de fluxo de potência global é mais evidente no desempenho dos TCSCs de Serra da mesa (Figura 4.25(b)). Nota-se que existe uma diferença no tempo de amortecimento das oscilações, principalmente

com o uso da estratégia de controle global, tendo em vista que são utilizados sinais de referência globais e estratégias de controle idênticas para os TCSCs.

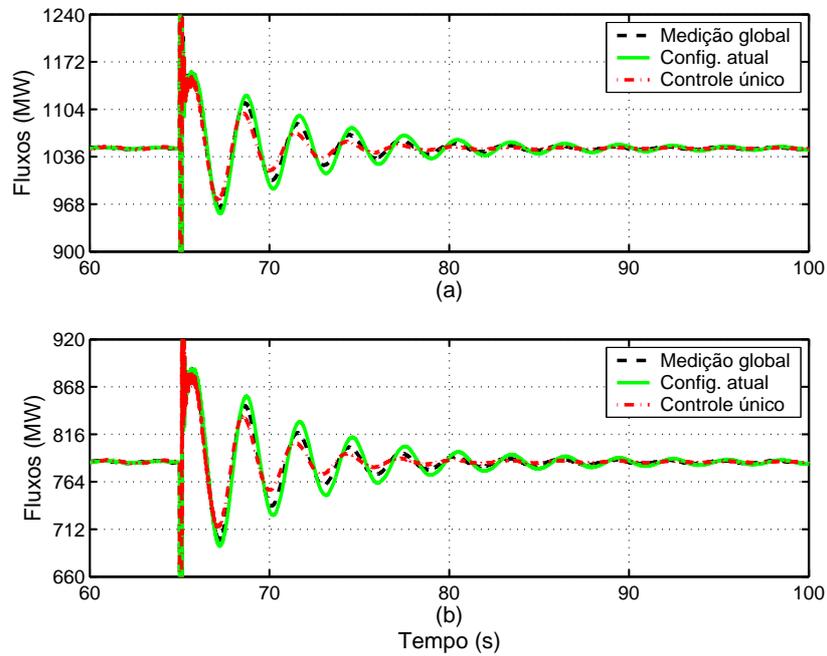


Figura 4.25: Fluxos de potência globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

Da mesma forma, são mostrados na Figura 4.26 os fluxos de potência globais obtidos para com a ocorrência do curto-circuito monofásico em Gurupi, seguido da perda da linha de transmissão Gurupi-Serra da Mesa. O melhor resultado foi obtido com a estratégia de controle global.

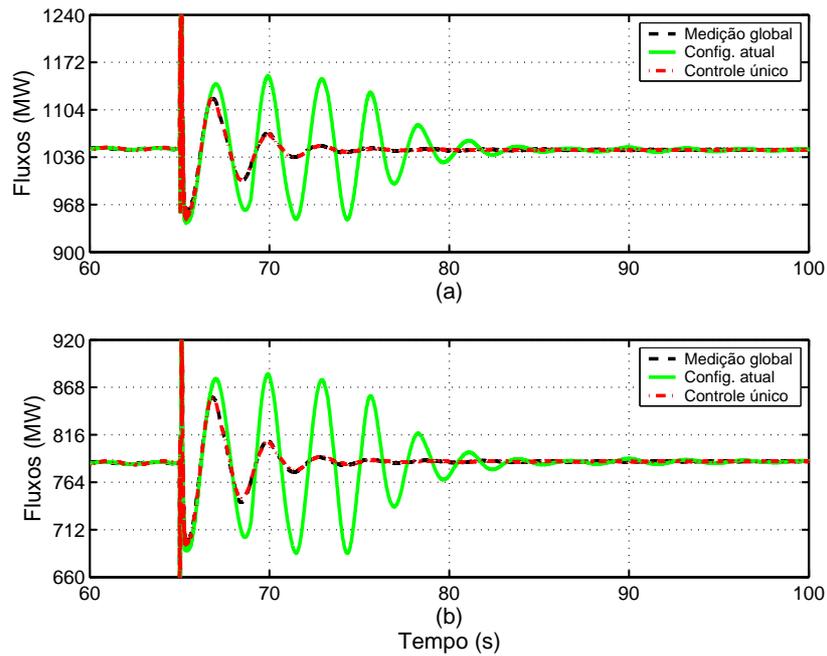


Figura 4.26: Fluxos de potência globais. (a) Imperatriz e (b) Serra da Mesa.

As vantagens obtidas com as alterações propostas, são mais evidentes nos resultados de simulação do segundo evento. O TCSC instalado no circuito #2, mesmo diante da perda da linha de transmissão Gurupi/Serra da Mesa no circuito #1, apresentou um desempenho adequado, em virtude de considerar não somente o fluxo na linha de transmissão em que encontra-se instalado, mas o fluxo resultante dos dois circuitos.

A utilização da estratégia de controle global apresenta-se como a alternativa com melhores resultados, uma vez que, são dadas as mesmas condições de operação, sinais de referência e estratégias de controle, para cada par de TCSCs.

Para demonstrar a melhoria no desempenhos dos TCSCs e conseqüentemente na operação da interligação Norte/Sul, com a adoção das alterações propostas neste trabalho, utilizou-se o critério SPR (*Successive Peak Ratio*), fator que traduz a relação entre um determinado pico de oscilação e o pico imediatamente anterior para estimar o percentual de amortecimento de um modo de oscilação, dado por [42]:

$$\xi = \frac{\ln \frac{1}{SPR}}{2 \cdot \pi} \cdot 100. \quad (4.1)$$

Usando-se este critério nas Figuras 4.3, 4.7 e 4.11, onde são mostrados os fluxos de potências globais nas extremidades Norte e Sul da interligação, efetuou-se o cálculo do amortecimento proporcionado pelas três configurações apresentadas, utilizando-se os 2º e 3º picos dessas formas de onda. Os resultados obtidos com a ocorrência do curto-circuito trifásicos em Miracema são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Percentuais de amortecimento obtidos com o primeiro cenário analisado

Configuração	(%) em Imperatriz	(%) em Serra da Mesa
Medição de fluxos locais e globais	7,52	8,10
Medição de fluxos globais	9,64	10,56
Estratégias de controle mestre	12,67	13,55

Da mesma forma, efetuou-se o cálculo dos percentuais de amortecimento com a ocorrência do curto-circuito monofásico em Gurupi. Esses resultados são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Percentuais de amortecimento obtidos com o segundo cenário analisado

Configuração	(%) em Imperatriz	(%) em Serra da Mesa (%)
Medição de fluxos locais e globais	1,10	0,616
Medição de fluxos globais	20,36	22,06
Estratégia de controle mestre	18,98	23,28

Os resultados apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2, mostram os benefícios proporcionados ao desempenho conjunto dos TCSCs da interligação Norte/Sul decorrentes da imposição de fluxos de potência globais como sinais de entrada para os sistemas de controle, assim como da utilização de estratégias de controle para o disparo conjuntos dos TCSCs de Imperatriz e os de Serra da Mesa.

Ainda que apenas a primeira alternativa seja adotada, durante uma contingência, as diferentes estratégias de controle podem calcular suas ordens de reatância com base no real estado de funcionamento da interligação, tendo em vista que o sinal de referência que é enviado para cada sistema de controle traduz de forma geral o desempenho de ambos circuitos da interligação. Com base nessa informação, cada

um dos TCSCs fornece amortecimento suplementar às oscilações ocorridas nas linhas de transmissão em que encontram-se inseridos e também quando essas ocorrerem no circuito adjacente causando oscilações na linha de transmissão em que se encontra.

4.5 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentadas análises dos resultados obtidos com diferentes condições operacionais dos TCSCs da interligação Norte/Sul. Foram consideradas três condições: medição de fluxos locais e globais, medição de fluxos globais e estratégias de controle mestre.

Na primeira situação, foram consideradas as estratégias originais de controles dos TCSCs da interligação e as disposições originais dos sinais de entrada para os sistemas de controle. Em seguida, com as mesmas estratégias, analisou-se o desempenho desses dispositivos utilizando como sinais de entradas fluxos de potência globais. Por último, foi analisada a operação dos TCSCs utilizando estratégias de controle mestre para Imperatriz e Serra da Mesa.

Nos dois últimos casos analisados, foi mostrada a melhoria no desempenho dos TCSCs quanto ao amortecimento das oscilações, sendo mais expressiva com a utilização das estratégias de controle globais.

Capítulo 5

Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

O constante crescimento do consumo de energia elétrica e a exigência por qualidade e continuidade de fornecimento, tornaram necessário o aumento nos empreendimentos de transmissão. As interligações possuem um papel importante neste cenário, tendo em vista que proporcionam o aproveitamento de sobras energéticas nas diferentes regiões interligadas, evitando novos empreendimentos de geração ou transmissão de energia.

No Brasil, a interligação Norte/Sul apresenta-se como importante elo entre os blocos geradores Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Face às oscilações originadas entre estes blocos geradores e à utilização de TCSCs para fornecer amortecimento adequado a tais oscilações, deve-se garantir a funcionalidade desses dispositivos, possibilitando uma operação contínua e confiável dessa importante interligação.

Este trabalho teve como objetivo avaliar o desempenho dos TCSCs da interligação Norte/Sul, sob diferentes condições operacionais, proporcionando o rápido restabelecimento do sistema diante da ocorrência de contingências.

Para a realização de tal avaliação, foi utilizado um modelo para a interligação Norte/Sul, em que a geração equivalente nas diferentes regiões é a soma das potências dos geradores que integram cada região, com uma inércia equivalente obtida através de uma ponderação pela potência de cada unidade geradora. Com essa representação de sistema, obteve-se condições operacionais próximas às existentes na interligação Norte/Sul. Foram também consideradas as diferenças existentes nas estratégias de controle de cada um dos TCSCs.

A análise apresentada no capítulo 4 mostrou melhorias no desempenho conjunto dos controladores no que tange à utilização de sinais de entrada aos sistemas de controle desses dispositivos e com o uso de estratégias globais para controle de TCSCs que operam em uma mesma subestação.

A seguir serão listadas as principais conclusões obtidas com a finalização desse estudo:

- i. As diferenças na disposição dos sinais de entrada para os controles e as estratégias em si, são fatores que dificultam a operação dos TCSCs no amortecimento das oscilações. Isto faz com que alguns desses dispositivos contribuam pouco para o desempenho conjunto e outros fiquem sobrecarregados.
- ii. O uso de sinais de entrada globais para as estratégias de controle proporciona melhoria ao desempenho de cada TCSC. Com essa medida, os controladores calculam ordens de reatâncias considerando as condições gerais do sistema. Resultados mais expressivos foram obtidos com a contingência que ocasionou perda de trecho da interligação. Em casos como esses, evita-se que os TCSCs operem com entradas nulas.
- iii. A utilização da medição de fluxos globais pelos diferentes sistemas de controle dos TCSCs, proporciona resultados positivos quanto à operação conjunta desses dispositivos. Isto pode ser observado por meio da minimização no tempo para amortecimento das oscilações.
- iv. As estratégias de controle mestre apresentam-se como alternativas que mais contribuem para melhorar a atuação coordenada dos TCSCs, tendo em vista que são oferecidas, aos TCSCs de uma mesma subestação, condições operacionais que permitem desempenhos compatíveis entre controladores.
- v. Comparando o desempenho dos TCSCs utilizando as duas configurações apresentadas neste trabalho, observa-se que as oscilações são amortecidas de maneira mais eficiente e em um intervalo de tempo menor com as estratégias de controle mestre, tendo em vistas a coordenação imposta por estas estratégias de controle aos TCSCs.

5.2 Propostas de Trabalhos Futuros

Com o desenvolvimento deste trabalho surgiram idéias para novos trabalhos que não foram desenvolvidas, dada a abrangência das mesmas. Nos ítems seguintes, alguns temas decorrentes de tais idéias, serão sucintamente comentados, visando dar continuidade ao trabalho aqui apresentado:

- i. Avaliação do desempenho conjunto dos TCSCs, considerando representação completa do SIN e perda de alguns desses dispositivos.
- ii. Determinação da real dependência do SIN com relação aos TCSCs, incluindo indicação de eventuais restrições para operação com indisponibilidade de um ou mais desses controladores;
- iii. Comparação do uso de medição de fluxos globais e estratégias de controle mestre, tendo em vista a entrada em operação do terceiro circuito da interligação Norte/Sul;
- iv. Análise da viabilidade e conveniência de implantação do controle global, considerando aspectos tecnológicos (diferentes fabricantes), jurídicos (editais, procedimento de rede, etc), confrontando os custos para a adoção da medida com os benefícios que resultam da implantação deste tipo de controle.
- v. Análise comparativa das estratégias de controle dos TCSCs da Norte/Sul, objetivando indicar a mais adequada para ser utilizada como estratégia global.

Referências Bibliográficas

- [1] P. C. M. Domingues, *A Interconexão Elétrica dos Sistemas isolados da Amazônia ao Sistema Interligado Nacional*, Dissertação de Mestrado (UFSC), Florianópolis - SC, 135 p, 2003.
- [2] A. Peterson, A. Silva, V. N. Porto, *Life as TCSC (Operational Experience from Brazilian North-South Interconnection)*, X SEPOPE, Florianópolis - SC, Brasil, 2006.
- [3] P. Gomes, M.G. dos Santos, A. F. C. Aquino, A. B. Barbosa, V. R. de Oliveira, *Experiência Brasileira com a Utilização de TCSC em circuitos paralelos*, ERIAC 2005, Paraguai, 2005.
- [4] C. Gama, *Brazilian North-South Interconnection control-application and operating experience with a TCSC*, IEEE Summer Power Meeting, Vol. 2, pp. 1103- 1108, 1999.
- [5] C. Gama, L. Ängquist, G. Ingeström, M. Noroozian, *Commissioning and Operative Experience of TCSC for Damping Power Oscillation in the Brazilian North-South Interconnection*, CIGRÉ paper 14-104, Session 2000, Paris.
- [6] G. Sarcinelli, V. R. Oliveira, N. J. P. Macedo, *Análise do Desempenho do TCSC de Serra da Mesa no Programa de Estabilidade Eletromecânica ANATEM*, XVI SNPTEE, Campinas - SP, Brasil, 2001.
- [7] G. Sarcinelli, V. R. Oliveira, N. J. P. Macedo, *FURNAS TCSC - An Example of Using Different Simulation Tools for Performance Analysis*, IPST 01, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, 2001.

- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al, *Definition and Classification of Power System Stability*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, N° 2, pp. 1387-1401, 2004 .
- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, New York, 2° Edição, 1994.
- [10] A. F. Domingues, *Aplicação de Dispositivos FACTS para Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Energia Elétrica* , Dissertação de Mestrado (UNICAMP), Campinas - SP, 2001.
- [11] F. P. de Mello and C. Concordia, *Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control*, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, N°4, pp. 316-329, 1969.
- [12] W. G. Hefron and R. A. Philips, *Effect of a Modern Amplidyne Voltage Regulator on Underexcited Operation of Large Turbine Generators*, AIEE Trans., vol. 71, pp. 692-697, 1952.
- [13] M. Noorozian, P. Halvarsson and H. Othman, *Applications of Controllable Series Capacitors for Damping of Power Swings*, V SEPOPE, Recife - PE, Brasil, 1996.
- [14] E. V. Larsen and D. A. Swann, *Applying Power System Stabilizers, part i - General Concepts; part ii - Performance Objectives and Tuning Concepts; part iii - Practical Considerations*, IEEE Power Apparatus Systems, vol. PAS-100, N°12, pp. 3017-3046, 1981.
- [15] P. W. Sauer and M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, 1998.
- [16] E. H. Watanabe, P. G. Barbosa, K. C. Almeida, et al, *Tecnologia FACTS - Tutorial*, Revista SBA Controle e Automação, vol. 9, N° 1, pp. 39-55. Jan - Abr. de 1998.
- [17] N. G. Hingorani , *High Power Electronics and Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Power Engineering Review, vol. 76, no. 4, 1988.
- [18] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, *Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, IEEE Press - John Wiley and Sons, 2000.

- [19] N. G. Hingorani , *Power electronics in electric utilities: Role of power electronic in future power systems*, Proceedings of IEEE, Special Issue on Power Electronics, April 1988.
- [20] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Peres, et al, *FACTS-Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley and Sons, 2004.
- [21] A. R. Tenório, *A Thyristor Controlled Series Capacitor Model for Electromagnetic Transient Studies* , Dissertação de Mestrado (Universidade de Manchester), Inglaterra, 1995.
- [22] C. Gama, R. L. Leoni, R. Fraga, *Interligação Norte/Sul - Aplicação de Compensação Série Controlada a Tiristores (TCSC) para Amortecimento de Modo de Oscilação Interárea*, XIV SNPTEE, Belém - PA, Brasil, 1997.
- [23] R. Sadikovic, P. Korba, G. Andersson, *Application of FACTS Devices For Damping of Power Systems Oscillations*, IEEE PowerTech, St. Petersburg, Russia, 2005.
- [24] R. Sadikovic, P. Korba, G. Andersson, *A Method for Location of Facts for Multiple Control Objectives*, X SEPOPE, Florianopolis - SC, Brasil, 2006.
- [25] A.R. Messina, H. Hernández, E. Barocio, et al, *Coordinated Application of FACTS Controllers to Damp out Inter-área Oscillations*, Electric Power Systems Reseach, vol. 62, pp. 43-53, January 2002.
- [26] X. Zhou , J. Liang, *Overview of control schemes for TCSC to enhance the stability of power systems*, IEEE Proceedings Generat. Transm. Distrib., vol. 146, no. 2, pp. 125-130, 1999.
- [27] ONS, Histórico da Geração, Geração de Energia, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2007, http://ons.org.br/historico/Geracao/historico/geracao_energia.aspx, 21/12/2006.
- [28] Grupo de Trabalho de Expansão da Transmissão no Horizonte Quinzenal - GCPS/CTST/GTQT, *Dimensionamento da Transmissão da Interligação Norte/Sul, Contemplando Inovações Metodológicas Relacionadas a Aspectos Energéticos*, XIV SNPTEE, Belém - PA, Brasil, 1997.

- [29] M. G. Santos, P. Gomes, M. Th Schilling, et al *Interligação Norte-Sul: Desafios, Problemas, Soluções e Perspectivas para a Operação Elétrica Integrada Nacional*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu - PR, Brasil, 1999.
- [30] G. Granzmann, G. Andersson *Coordinated Control of FACTS Devices based on Optimal Power Flow*, Power Symposium 2005, Proceedings of the 37th Annual North American, pp. 141- 148, 2005.
- [31] Relatório ONS N° 3/256/2003, *Operação Conjunta dos TCSC da Interligação Norte/Sul*, Setembro 2003.
- [32] Relatório ONS N° 3/060/2004, *Estudos Pré-operacionais Associados à Interligação Norte/Sul II*, Fevereiro 2004.
- [33] ONS, Casos de referência, Estabilidade, Transitórios Eletromecânicos, Rio de Janeiro - RJ, Brasil, 2007, http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx, 21/08/2006.
- [34] A. M. Gole, V. K. Sood, *A Static Compensator Model for use with Eletromagnetics Transients Simulations Programs*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, N° 3, July, pp. 1398-1407, 1990.
- [35] V. Kaura, V. Blasko, *Operation of a Phase Locked Loop Systems Under Distorted Utility Conditions*, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, N° 1, January/February, pp. 58-63, 1997.
- [36] M. Karimi-Ghatermani, M. R. Iravani, *A Nonlinear Adaptive Filter for Online Signal Analysis in Power Systems: Applications*, IEEE Transactions on power delivery, Vol. 17, N° 2, April, pp. 617-622, 2002.
- [37] D. R. da Costa Júnior, L. G. B. Rolim, M. Aredes *Analysis and Software Implementation of a Robust Synchronizing Circuit - PLL Circuit*, IEEE International Symposium on Industrial Electronics - ISIE, pp. 616-622, 2003.
- [38] J. J. Grainger, W. D. Steveson Jr, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, New York, 4th Edition, 1994.
- [39] L. Ängquist, C. Gama, *Damping Algorithm Based on Phasor Estimation*, IEEE PES Winter Meeting 2001, Columbus, Ohio, USA, 2001.

- [40] G. Chunlin , T. Luyuan, W. Zhonghong *Stability Control of TCSC Between Interconnected Power Networks*, Power Systems Technology, POWERCON 2002, Vol. 3, pp. 1943 - 1946, 2002.
- [41] S. T. Oliveira, E. R. A. Rizzo, P. C. A. Fernandes, et al, *Interligação Norte/Sul - Medidas Especiais de Controle/Proteção Definidas para o Sistema de Furnas, de Modo a Permitir uma Operação Interligada Adequada*, XV SNPTEE, Foz do Iguaçu - PR, Brasil, 1999.
- [42] Relatório ONS N° 3/026/06, de 23/01/2006, *Principais Perturbações Ocorridas no SIN: Síntese Gerencial - Semana de 09/01/2006 a 15/01/2006*

Apêndice A

Conceitos de Estabilidade

A.1 Oscilações Eletromecânicas de Modo Interárea

Os conceitos relacionados aos modos de oscilação eletromecânicos podem ser melhor visualizados, considerando-se o modelo de gerador síncrono conectado a um barramento infinito através de uma linha de transmissão, conforme ilustrado na Figura A.1 [9].

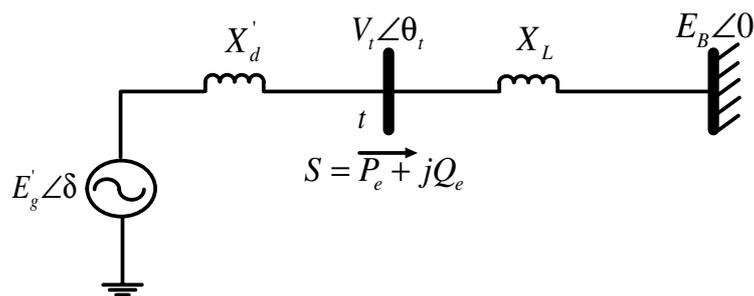


Figura A.1: Sistema equivalente Gerador - Barramento infinito.

A equação de balanço de torques ou oscilação linearizada do gerador mostrado na Figura A.1 pode ser expressa por:

$$\Delta T_{AC} = \Delta T_M - \Delta T_E - \Delta T_D, \quad (\text{A.1})$$

onde as variáveis ΔT_{AC} , ΔT_M , ΔT_E e ΔT_D representam respectivamente as variações

de torque acelerante, torque mecânico, torque elétrico e torque de amortecimento (em valores por unidade).

O diagrama em blocos da malha torque-ângulo para o sistema máquina barramento infinito é mostrado na Figura A.2.

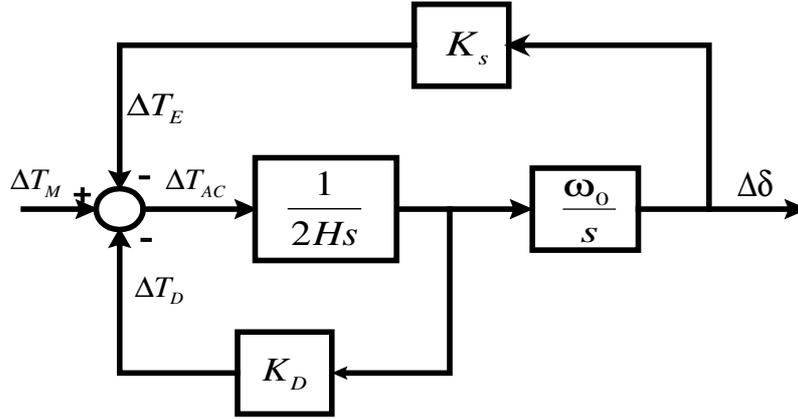


Figura A.2: Diagrama de blocos da malha torque-ângulo do sistema máquina barramento infinito.

Supondo nulas as variações de potência mecânica e considerando-se o modelo clássico de gerador, a equação (A.1) pode ser reescrita como:

$$s^2 \Delta\delta + s \frac{\omega_0}{2H} K_D \Delta\delta + \frac{\omega_0}{2H} K_s \Delta\delta = 0, \quad (\text{A.2})$$

Em (A.2), todos os parâmetros estão em valores por unidade, s é o operador da transformada de Laplace, H a constante de inércia, $\Delta\delta$ o desvio de velocidade, K_D o coeficiente de amortecimento do gerador, ω_0 a velocidade angular síncrona e K_s é o coeficiente sincronizante do gerador, dado por:

$$K_s = \left. \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \right|_{E'_g} = \frac{E'_g \cdot E_B}{X'_d + X_L} \cos \delta_0 \quad (\text{A.3})$$

sendo δ_0 o ângulo em regime permanente entre E'_g e E_B . A equação característica resultante de (A.2) é dada por:

$$s^2 + s \frac{K_D}{2H} + \frac{\omega_0}{2H} K_s = 0, \quad (\text{A.4})$$

sua representação na forma geral é dada por:

$$s^2 + s\zeta\omega_n + \omega_n^2 = 0, \quad (\text{A.5})$$

na qual, w_n é a frequência natural de oscilação, ou frequência de ressonância, e ζ taxa de amortecimento, dados por:

$$w_n = \sqrt{K_s \frac{w_0}{M}} \quad e \quad \zeta = \frac{D}{2\sqrt{w_0 K_s M}}. \quad (\text{A.6})$$

Em condições normais de operação, o sistema apresenta taxa de amortecimento pequena, fazendo com que os autovalores das raízes da equação sejam complexos conjugados.

$$\lambda_{1,2} = \sigma \pm \omega_d = -\zeta\omega_n \pm j\omega_n\sqrt{1 - \zeta^2}, \quad (\text{A.7})$$

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

Como se pode observar através de (A.3), geradores e linhas de transmissão com altos valores de impedância, bem como condições de operação com elevado carregamento (isto é, valores elevados de δ_0) resulta em **baixos coeficientes sincronizantes**, ou seja, baixa rigidez elétrica na conexão do gerador ao sistema, e conseqüentemente baixos valores de frequência de oscilação, conforme se pode observar em (A.6).

A.2 Fundamentos de Estabilidade a Grandes Perturbações

Considerando o modelo simplificado de sistema apresentado na Figura A.3, serão apresentados conceitos de estabilidade transitória pela análise da resposta do sistema a grandes perturbações.

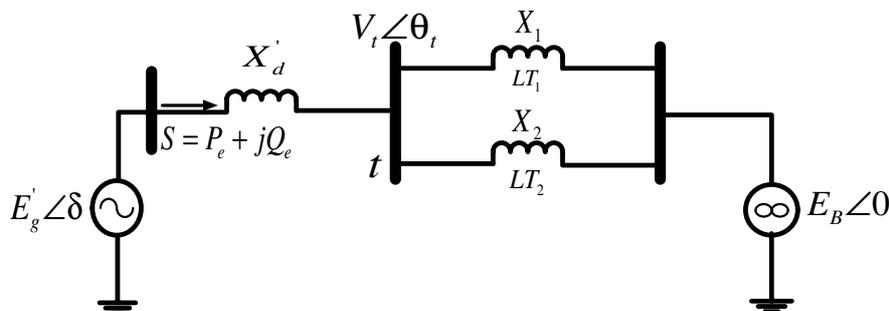


Figura A.3: Representação equivalente do gerador conectado a uma barra infinita.

A potência elétrica transmitida é dada pela seguinte expressão:

$$P_e = \frac{E'_g E_B}{X_T} \sin \delta = P_{max} \sin \delta, \quad (\text{A.8})$$

onde:

$$P_{max} = \frac{E'_g E_B}{X_T}. \quad (\text{A.9})$$

Em (A.8), P_e representa a potência terminal do gerador. A Figura A.4 mostra relação ângulo-potência do circuito mostrado na Figura A.4 para duas condições de operação: linhas LT_1 e LT_2 conectadas (curva 1); e sem uma das linhas (curva 2). P_m representa a potência mecânica, que em regime permanente é igual a potência elétrica (P_e). A condição de operação é representada pelo ponto a na curva 1 e δ_a corresponde ao ângulo rotor do gerador.

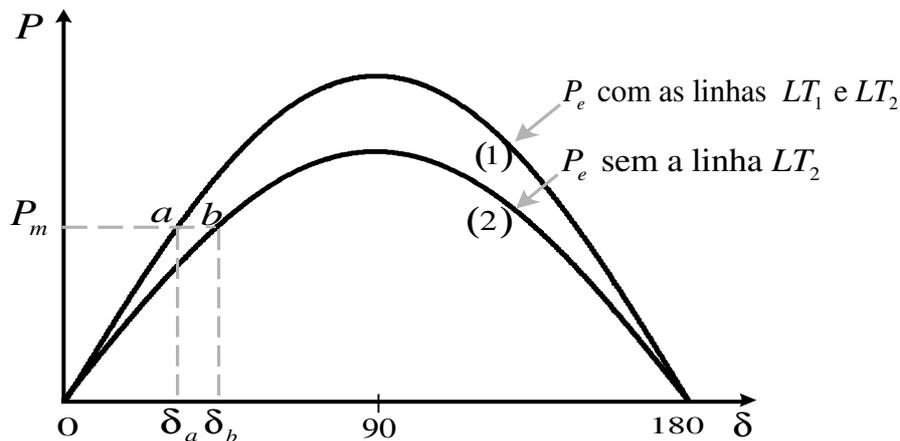


Figura A.4: Relação ângulo-potência.

A saída de uma das linhas implica no aumento da reatância efetiva do sistema (X_T) e conseqüentemente na diminuição da potência elétrica transmitida (curva 2 da Figura A.4). Considerando, a potência mecânica constante para manter o equilíbrio entre P_e e P_m , o ângulo do rotor será aumentado para δ_b , o que corresponde ao ponto b na curva 2.

Durante um distúrbio, a oscilação de δ é sobreposta à velocidade síncrona (w_0). Contudo, o desvio de velocidade ($\Delta\omega_r = d\delta/dt$) será muito menor que w_0 . Deste modo, a velocidade do gerador será praticamente igual a w_0 . Considerando a igualdade entre o torque e potência, em valores por unidade (pu), a equação de

balanço pode ser escrita como [8]:

$$\frac{2H}{w_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{e \max} \sin \delta. \quad (\text{A.10})$$

Sendo, H a constante de inércia em $MW \cdot s/MVA$, δ o ângulo do rotor em radianos elétricos e t o tempo em segundos.

A.2.1 Critério das áreas iguais

Para o sistema mostrado na Figura A.3 é possível determinar o valor máximo do ângulo do rotor (δ_m), bem como os limites de estabilidade com o uso da curva ângulo-potência mostrada na Figura A.5. Embora este método não seja aplicável a sistemas multimáquinas com uma representação detalhada das máquinas síncronas, é útil para o entendimento dos fatores básicos que influenciam na estabilidade transitória de sistemas.

A relação entre o ângulo do rotor e a potência acelerante é obtida a partir de (A.10), rearrumando os termos tem-se a seguinte expressão:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{w_0}{2H} (P_m - P_e). \quad (\text{A.11})$$

Observa-se a partir de (A.8), que P_e é função não linear de δ . Conseqüentemente, a equação acima não pode ser resolvida diretamente. Multiplicando-se ambos os lados da equação pelo termo $2d\delta/dt$, tem-se:

$$2 \frac{d\delta}{dt} \left[\frac{d^2\delta}{dt^2} \right] = \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) \cdot \frac{d\delta}{dt}, \quad (\text{A.12})$$

fazendo

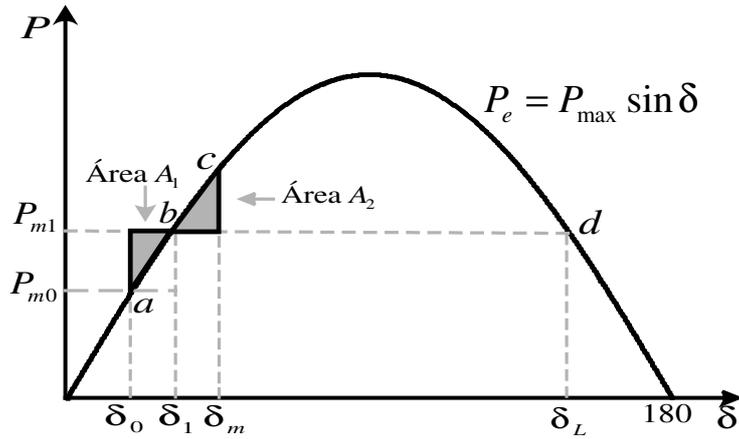
$$\frac{d\delta}{dt} = u(\delta(t)), \quad (\text{A.13})$$

e utilizando o conceito de derivada de funções compostas (Regra da Cadeia), em que:

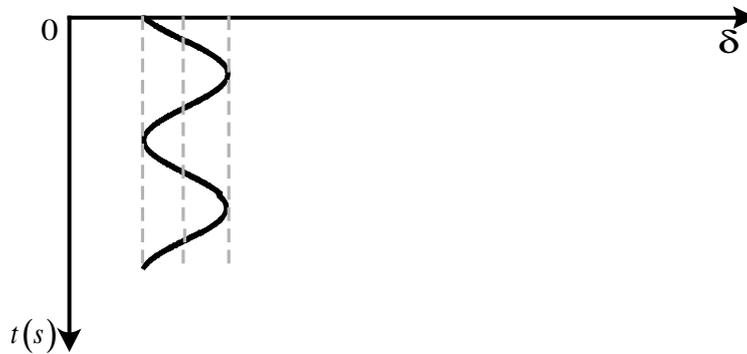
$$\frac{d}{dx}(u^n) = n \times u^{n-1} \times \frac{du}{dx}. \quad (\text{A.14})$$

O primeiro termo de (A.12) pode ser reescrito da seguinte forma:

$$2 \cdot \frac{d\delta}{dt} \cdot \frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right], \quad (\text{A.15})$$



(a) Variacão ângulo-potência.



(b) Variacão do ângulo do rotor.

Figura A.5: Resposta a uma variaçãõ de potência mecânica.

fazendo $n = 2$ e $u = d\delta/dt$, chega-se a conclusãõ que:

$$2 \cdot \frac{d\delta}{dt} \cdot \frac{d\delta}{dt} = \frac{d}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2. \quad (\text{A.16})$$

Deste modo, a Eq. (A.12) pode ainda ser reescrita como:

$$\frac{d\delta}{dt} \left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{w_0 (P_m - P)}{H} \frac{d\delta}{dt}. \quad (\text{A.17})$$

Integrando-se os dois lados da equaçãõ A.17, temos:

$$\left[\frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{w_0 (P_m - P)}{H} d\delta. \quad (\text{A.18})$$

A taxa de variaçãõ de velocidade $d\delta/dt$ é inicialmente zero. Muda com a ocorrênciã de alguma perturbaçãõ. Para garantir uma operaçãõ estável do sistema, esta variaçãõ deve ser limitada, alcançãõdo um valor máximo (ponto c da curva A.5(a) e entãõ mudarã de direçãõ como indicado na Figura A.5(b). É necessãrio que a taxa

de variação ($d\delta/dt$) se torne zero depois da ocorrência da falta. Conseqüentemente, A.18 é escrita da seguinte maneira:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = 0. \quad (\text{A.19})$$

Onde, δ_0 é o ângulo inicial do rotor, como ilustrado na Figura A.5(a).

A área sob a função $P_m - P_e$ traçada em relação a δ deve ser igual a zero se o sistema for estável. Na Figura A.5(a) essa condição é satisfeita quando a área A_1 é igual a A_2 . O ganho energético durante a aceleração é dado por:

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = A_1. \quad (\text{A.20})$$

A energia perdida durante a desaceleração quando o ângulo do rotor varia de δ_1 para δ_m é:

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} \frac{w_0}{H} (P_m - P_e) d\delta = A_2. \quad (\text{A.21})$$

Desconsiderando eventuais perdas, o excesso de energia obtido proveniente da aceleração é absorvido durante a desaceleração, $E_1 = E_2$, logo, $A_1 = A_2$. A partir desta afirmação, tem-se a base para o critério das áreas iguais, que permite a determinação do máximo valor de δ , e com isso a análise da estabilidade do sistema sem que seja necessário calcular a resposta no tempo através da solução analítica da equação de balanço.

Apêndice B

Características dos Dispositivos Utilizados na Representação Norte/Sul

B.1 Parâmetros Elétricos de compensação e LTs

Tabela B.1: Parâmetros elétricos das LTs.

	Unidade	Seq+	Seq0
r	$\Omega/\text{km}/\text{fase}$	0,018025	0,343985
x	$\Omega/\text{km}/\text{fase}$	0,268349	1,295104
c	$\text{nF}/\text{km}/\text{fase}$	16,461	10,290

Tabela B.2: Parâmetros de compensação indutiva.

	Unidade	Reatores de linha	Reatores de barra
$P_{3\phi}$	MVAr	136	136
L	H	4,875	4,875
r_{neutro}	Ω	2,122	—

Tabela B.3: Parâmetros de compensação capacitiva.

Unidade		CSFs	TCSCs
$P_{3\phi}$	MVAr	161	108
C	$\mu\text{F}/\text{fase}$	111,45	199,92
L	H/fase	—	5,836

B.2 Parâmetros Elétricos dos Geradores Equivalentes

Parâmetros elétricos dos geradores equivalentes na base de 100 MVA, são mostrados na Tabela B.4.

Tabela B.4: Parâmetros elétricos dos geradores equivalentes.

Unidade		N/NE	S/SE/CO
X_d	pu	0,7998	0,7998
X_q	pu	0,4998	0,4998
X'_d	pu	0,2499	0,2499
X''_q	pu	0,290	0,290
X_p	pu	0,152	0,152
T_d	s	5,5	5,64
T'_d	s	0,05	0,08
T_a	s	0,932	0,932
T''_q	s	0,251	0,081
H	s	6,347	6,305
S_{eq}	MW	18740	51802

Apêndice C

Obtenção do Sinal de Amortecimento para o Phasor-POD

Para o sistema gerador conectado a barra infinita mostrado na Figura 3.14, o fluxo de potência total é expresso da seguinte forma:

$$p(t) = \frac{V^2}{X_{linha}} \sin \delta + p_1(t) \approx \frac{V^2}{X_{linha}} \delta + p_1(t), \quad (C.1)$$

sendo $p_1(t)$ é a modulação de potência causada pelo TCSC. A aceleração do gerador é dada por:

$$j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{p(t)}{\omega_n} \approx -\frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} \delta - \frac{p_1(t)}{\omega_n} \quad (C.2)$$

Se $p_1(t)$ significativamente pequeno, $p(t)$ é proporcional a δ . Dessa forma, tem-se a seguinte expressão:

$$\frac{d^2}{dt^2} p(t) = k \frac{d^2}{dt^2} \delta(t). \quad (C.3)$$

Para a condição em que $p_1(t)$ é considerado significativamente pequeno, pode-se dizer que,

$$\frac{1}{\omega_n} p(t) \approx \frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} p_1(t), \quad (C.4)$$

dessa forma, a Eq. (C.2) pode ser reescrita como:

$$j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{p(t)}{\omega_n} \approx -\frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} \delta - \frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} p_1(t). \quad (C.5)$$

A Eq. (C.5) pode ser escrita ainda como:

$$j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = -\frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} \delta - \frac{V^2}{\omega_n X_{linha}} p_1(t). \quad (C.6)$$

A partir da relação mostrada na Eq. C.3, e considerando-se $k = 1$, tem-se:

$$\frac{d^2 p(t)}{dt^2} + \Omega_p^2 p(t) + \Omega_p^2 p_1(t) = 0, \quad (C.7)$$

com,

$$\Omega_p^2 = \frac{V^2}{\omega_n j X_{linha}}$$

A equação característica de um sistema de segunda ordem pode ser expressa por:

$$\frac{d^2}{dt^2} y + 2\zeta \omega_n \frac{d}{dt} y + \omega_n^2 y = 0. \quad (C.8)$$

Comparando-se as equações (C.7) e (C.8), nota-se que um amortecimento positivo pode ser obtido, se a modulação de potência for feita proporcional à derivada de $p(t)$.

$$p_1(t) = K_G \frac{dp(t)}{dt} \quad (C.9)$$

Substituindo C.9 em C.7, tem-se:

$$\frac{d^2 p(t)}{dt^2} + K_G \Omega_p^2 p(t) + \Omega_p^2 p(t) = 0. \quad (C.10)$$

Fazendo-se ainda comparações dos termos da Eq. (C.10) com os termos da Eq. (C.8), são encontradas as seguintes expressões:

$$\Omega_p = \omega_n \quad (C.11)$$

e

$$\zeta = \frac{\Omega_p K_G}{2} \quad (C.12)$$