MARCOS TIAGO BASSINI

Sistemas Multiterminais de Transmissão em Corrente Contínua:
Conversores Tipo Fonte de Corrente

São Paulo

2014

MARCOS TIAGO BASSINI

Sistemas Multiterminais de Transmissão em Corrente Contínua:
Conversores Tipo Fonte de Corrente

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.

São Paulo

2014

MARCOS TIAGO BASSINI

Sistemas Multiterminais de Transmissão em Corrente Contínua:
Conversores Tipo Fonte de Corrente

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a
obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Titular José Antonio Jardini

São Paulo

2014

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 21 de Março de 2014

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

FICHA CATALOGRÁFICA

Bassini, Marcos Tiago

Sistemas multiterminais de transmissão em corrente contínua: conversores tipo fonte de corrente / M.T. Bassini. -- ed.rev. -- São Paulo, 2014.

99 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

**1.Transmissão de energia elétrica por corrente contínua
2.Eletrônica de potência 3.Estabilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.**

Dedico este trabalho a minha esposa Ivana.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, quero agradecer ao meu orientador, Prof. José Antonio Jardim, que me guiou durante este período da minha vida, sendo um verdadeiro mentor. Seus princípios e valores moldaram os meus.

Aos meus pais Ailton e Terezinha, que sempre me apoiaram e me ensinaram a estudar sempre. Sou o que sou hoje por causa de vocês.

Agradeço também aos meus avós, Manuel e Isabel, pelas suas histórias, seus ensinamentos e pelo apoio nos momentos difíceis.

Ao meu grande amigo Thiago, que nunca hesitou em dividir sua opinião e pensamentos, e que sempre me deu muita força. Meu companheiro inseparável de shows de rock e de cerveja (que seu pai não saiba). Aproveito para estender os agradecimentos à sua família: ao João, Lina, Lucas e Saulo, que também são minha família.

Aos meus irmãos, Artur e Bruno, por terem aturado a mim e minha personalidade durante anos.

Aos queridos amigos de trabalho, Gerson Saiki, Milana dos Santos, Ricardo Leon, Thales Sousa, Ronaldo Casolari, Maurício Jardim, Ferdinando Crispino, Paula Kayano, Fabiana Silva, Sidnei Nicoli, Igor Matsuo, Diogo Alves, Luiz Magrini, Alex Lopes, Patrícia Silveira, Patrícia Albertini e Monica Brasão, com os quais compartilhei dias muito agradáveis.

Agradecimento especial a Marco Horita, que me acompanha desde o primeiro ano da faculdade e sempre proporcionou excelentes discussões intelectuais e filosóficas. Suas observações são sempre precisas e objetivas.

A Márcio Szechtman, que colaborou muito compartilhando sua vasta experiência e conhecimento sobre o tema deste trabalho.

Agradeço à CTEEP, que financiou o projeto de pesquisa. Em especial, a Marcos Cavalheiro e a Maureen Pereira.

À ANEEL que, por meio de seu programa de P&D, permitiu que o projeto de pesquisa que resultou nesta dissertação pudesse ser desenvolvido.

A todos que, direta ou indiretamente, colaboraram com este trabalho, mas não puderam ser citados.

E por último, mas não por menos, agradeço imensamente à minha companheira de todos os momentos, que não se abala por nada e sempre esteve ao meu lado, minha querida esposa, Ivana.

Possunt, quia posse videntur.

- Publius Vergilius Maro

RESUMO

Este trabalho aborda os sistemas multiterminais para transmissão em corrente contínua baseados em conversores do tipo fonte de corrente (CSC - *current source converters*). São apresentados resultados de estudo em um sistema multiterminal em corrente contínua (MTDC) de quatro terminais em três estações inserido no sistema norte-nordeste brasileiro, tendo como enfoque principal a sua modelagem, simulação e desempenho em relação à estabilidade durante transitórios eletromecânicos. O sistema é modelado nos programas PSCAD/EMTDC e EMTP-RV, com detalhe para a topologia, os controles e requisitos do MTDC. São também descritos e modelados os conversores a tiristores, as linhas em corrente contínua, bancos capacitivos para compensação de fator de potência, bem como os geradores síncronos e seus reguladores. O desempenho do sistema é avaliado por meio de simulações de inicialização, de regime permanente e transitória diante de contingências. Com isso, esta pesquisa contribui para a compreensão do desempenho de sistemas MTDC e para a criação de modelos para inserção nos programas de transitórios eletromecânicos.

Palavras Chave:

Sistemas Multiterminais. Conversores Tipo Fonte de Corrente. HVDC. Estabilidade Eletromecânica.

ABSTRACT

This work addresses the CSC-based, multiterminal solution for DC transmission. The focus of the study was to analyze a four-terminal three-station MTDC scheme inserted in the Brazilian north-northeast power system through modeling, simulation and evaluation of performance regarding stability during electromechanical transients. The system is modeled in PSCAD/EMTDC and EMTP-RV programs, with special detail in the MTDC topology, controls and technical/operative requirements. It is also described the thyristor-based converters, the DC lines, capacitor banks for power factor compensation, as well as the synchronous generators and their regulators. The system performance is evaluated through simulation of converter initialization, steady state response and transient response after contingencies. Thus, this research not only contributes to the understanding of the performance and operation of MTDC systems, but it also assists the development of MTDC models for electromechanical transient programs.

Keywords:

Multiterminal Systems. Current Source Converters. HVDC. Electromechanical Stability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional, região geoeletrica N-NE do Brasil. Localização das UHE Belo Monte, Tucuruí, Xingó e Paulo Afonso. Adaptado de (ONS, 2013).....	22
Figura 2 - Projetos HVDC em estudo ou operação na China (Graham, et al., 2005).....	29
Figura 3 - Desempenho comparativo entre HVDC convencional LCC e HVDC CCC. (a) Curvas de máxima potência transmitida com $SCR = 2$; (b) Suportabilidade diante afundamentos de tensão CA para vários níveis de SCR (ABB, 2013c).....	30
Figura 4 - Fornecimentos da Siemens para HVDC no mundo (SIEMENS, 2013).	32
Figura 5 - Fornecimentos da ABB para HVDC no mundo. Em preto: esquemas CSC; em azul: esquemas VSC (ABB, 2010).	34
Figura 6 - Fornecimentos da Alstom para HVDC no mundo (ALSTOM, 2010).....	36
Figura 7 - Conversor trifásico em ponte. Válvulas numeradas em ordem de disparo (Kimbark, 1971).....	37
Figura 8 - Correntes e tensões instantâneas do conversor trifásico em ponte com $\alpha=15^\circ$ e $\mu=15^\circ$; (a) correntes nas válvulas; (b) correntes de linha; (c) tensão CA de fase; (d) tensão CC positiva e negativa com respeito ao neutro CA; (e) tensão CC entre polos; (f) tensão sobre uma válvula (Kimbark, 1971).....	39
Figura 9 - Diagrama de bloco simplificado dos controles.....	42

Figura 10 - Diagrama de blocos do controle de um polo (CIGRÉ, 2005).....	42
Figura 11 - Característica do controle de conversor (Kimbark, 1971).....	43
Figura 12 - Curva de operação do VDCOL.....	44
Figura 13 - Coordenação de corrente em um multiterminal de 3 terminais.	46
Figura 14 - Sistema multiterminal HVDC inserido na rede CA em 500 kV (adotada à imagem do sistema N-NE do Brasil).....	50
Figura 15 - Região geoeletrica N-NE. Traçado do sistema multiterminal, em azul, inserido na rede CA 500 kV, em vermelho (ONS, 2013).	51
Figura 16 - Modelo de retificador de 12 pulsos com filtro CC (CIGRÉ, 2013).....	54
Figura 17 - Diagrama de controle do ângulo de disparo α nos retificadores.	55
Figura 18 - Diagrama de controle do ângulo de disparo nos inversores e comunicação com o <i>master control</i>	56
Figura 19 - Detalhe do controle central utilizado.	57
Figura 20 - Fluxograma do controle utilizado.	57
Figura 21 - Detalhes: (a) da máquina equivalente incluindo o regulador de velocidade, (b) do regulador de tensão (Projeto Transmitir, 2012).....	59

Figura 22 - Ângulo de disparo α nos retificadores 1 e 2.....	67
Figura 23 - Ângulo de disparo α nos inversores 2 e 3.....	67
Figura 24 - Tensão CC em cada terminal.....	68
Figura 25 - Corrente em cada ramo do multiterminal.....	68
Figura 26 - Potência ativa em cada ramo do multiterminal.....	68
Figura 27 - Tensão CC em cada terminal para a falta F1.....	70
Figura 28 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F1.....	70
Figura 29 - Tensão (pu) no lado CA de cada terminal para a falta F1.....	70
Figura 30 - Ângulo de disparo α do Retificador para a falta F1.....	71
Figura 31 - Ângulo de disparo α do Inversor 2 para a falta F1.....	71
Figura 32 - Ângulo de disparo α do Inversor 3 para a falta F1.....	71
Figura 33 - Tensão CC em cada terminal para a falta F2.....	72
Figura 34 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F2.....	73
Figura 35 - Tensão (pu) no lado CA de cada terminal para a falta F2.....	73
Figura 36 - Ângulo de disparo α do Retificador para a falta F2.....	74

Figura 37 - Ângulo de disparo α do Inversor 2 para a falta F2.	74
Figura 38 - Ângulo de disparo α do Inversor 3 para a falta F2.	74
Figura 39 - Tensão CC em cada terminal para a falta F3.	76
Figura 40 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F3.	76
Figura 41 - Fluxo de potência ativa em cada ramo do multiterminal para a falta F3.	77
Figura 42 - Evolução do ângulo de disparo α do Retificador durante o evento F3.	77
Figura 43 - Evolução do ângulo de disparo α do Inversor 2 durante o evento F3.	77
Figura 44 - Evolução do ângulo de disparo α do Inversor 3 durante o evento F3.	78
Figura 45 - Tensão CC, corrente e potência nos ramos do multiterminal para falta F4.	79
Figura 46 - De cima para baixo: Potências elétrica (vermelho) e mecânica (verde), frequência, torques mecânico (verde) e elétrico (azul), e tensão eficaz nos terminais na (a) Barra 71 - Tucuruí, (b) Barra 14 – P. Afonso para a falta F1.	81
Figura 47 - De cima para baixo: Potência ativa, tensão CC, corrente CC e ângulo de controle no (a) Retificador 1, (b) Inversor 2 para a falta F1.	82
Figura 48 - Ângulo mecânico relativo à máquina de Tucuruí (Barra 71) para a falta F1.	83

Figura 49 - De cima para baixo: Potências elétrica (vermelho) e mecânica (verde), frequência, torques mecânico (verde) e elétrico (azul), e tensão eficaz nos terminais na (a) Barra 71 - Tucuruí, (b) Barra 14 – P. Afonso para a falta F2. 84

Figura 50 - De cima para baixo: Potência ativa, tensão CC, corrente CC e ângulo de controle no (a) Retificador 1, (b) Inversor 2 para a falta F2. 85

Figura 51 - Ângulo mecânico relativo à máquina de Tucuruí (Barra 71) para a falta F2. 86

Figura A 1 - Diagrama unifilar da rede CA 500 kV usada no estudo com localização das UHE, compensações reativas, cargas e barras de conexão do sistema multiterminal (Projeto Transmitir, 2012). 96

Figura B 1 - Comportamento do ângulo de disparo α no Retificador durante o evento F1. Acima: rede CA com fontes equivalentes. Abaixo: rede CA com máquinas síncronas. 98

Figura B 2 - Comportamento do ângulo de disparo γ no Inversor 2 durante o evento F1. Acima: rede CA com fontes equivalentes. Abaixo: rede CA com máquinas síncronas. 99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Esquemas HVDC convencional fornecidos pela Siemens.	31
Tabela 2 - Esquemas HVDC fornecidos pela ABB.....	33
Tabela 3 - Esquemas HVDC fornecidos pela Alstom.	35

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACC	<i>Auto Commutated Converter</i>
AT	Alta Tensão
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CC	<i>Constant Current</i> (Controle)
CCC	<i>Capacitor Commutated Converter</i>
CEA	<i>Constant Extinction Angle</i> (Controle)
CIA	<i>Constant Ignition Angle</i> (Controle)
CIGRÉ	<i>Conseil International Des Grands Réseaux Électriques</i>
CSC	<i>Current Source Converter</i>
CV	<i>Constant Voltage</i> (Controle)
EAT	Extra Alta Tensão
EMT	<i>Electromagnetic Transients</i>
EMTP-RV	<i>Electromagnetic Transients Program - Reconstructed Version</i>
EPE	Empresa De Pesquisa Energética
FET	<i>Field Effect Transistor</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IGCT	<i>Integrated Gate Commutated Thyristor</i>
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
MJ	Megajoules
MMC	<i>Modular Multi-level Converter</i>
MOS	<i>Metal Oxide Semiconductor</i>

MTDC	<i>Multi-Terminal Direct Current</i>
MVA	Megavolt-ampère
P	Potência Ativa
PAP	Ponto-a-Ponto
PSCAD/EMTDC	<i>Power System Computer Aided Design - Electromagnetic Transients and DC</i>
PSS	<i>Power System Stabilizer</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
Q	Potência Reativa
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>
SCR	<i>Short-Circuit Ratio</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TRIAC	<i>Triode For Alternating Current</i>
UAT	Ultra Alta Tensão
UHE	Usina Hidroelétrica
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

SUMÁRIO

1	Considerações Gerais.....	19
1.1	Introdução.....	19
1.2	Objetivo	20
1.3	Organização do Texto.....	23
2	Estado da Arte.....	25
2.1	Fornecimentos da Siemens	31
2.2	Fornecimentos da ABB	33
2.3	Fornecimentos da Alstom.....	35
3	Sistemas em Corrente Contínua - Conexão Ponto-a-Ponto	37
4	Sistemas em Corrente Contínua - Conexão Multiterminal.....	45
5	Modelagem do Sistema Multiterminal.....	49
5.1	Sistema CA/CC em Estudo	50
5.2	Sistema de Controle do Multiterminal	53
5.3	Modelo de Máquina Síncrona e seus Controles	58
5.4	Considerações.....	65
6	Resultados de Simulação do Multiterminal.....	66
6.1	Inicialização e Regime Permanente.....	66
6.2	Faltas no Sistema com Fontes Ideais Equivalentes	69
6.2.1	Falta CA Monofásica no Terminal Retificador (F1)	69

6.2.2	Falta CA Monofásica no Terminal Inversor 3 (F2)	72
6.2.3	Bloqueio Sequencial dos Inversores (F3)	75
6.2.4	Falta na Linha CC (F4)	78
6.3	Faltas no Sistema com Máquinas Síncronas e Reguladores	80
6.3.1	Falta CA Monofásica no Terminal Retificador (F1)	80
6.3.2	Falta CA Monofásica no Terminal Inversor 3 (F2)	84
6.4	Considerações	86
7	Sumário e Conclusões	87
8	Trabalhos Futuros	89
9	Referências	91
	Apêndice A - Rede CA com 33 Barras e MTDC Embutido	96
	Apêndice B - Comportamento dos conversores com e sem a presença de máquinas síncronas na rede CA.	97

1 Considerações Gerais

1.1 Introdução

A transmissão de energia elétrica a longas distâncias surgiu como resposta à necessidade de atender grandes centros consumidores a partir de fontes primárias distantes. A dificuldade de inserção de usinas geradoras próximo ou no entorno de grandes cidades se coloca, principalmente, pela topografia terrestre e pela organização demográfica da sociedade moderna, caracterizada por grandes concentrações populacionais relativamente distantes umas das outras, enquanto que as fontes primárias de energia estão distribuídas desigualmente pela superfície do globo (Goldemberg, et al., 2003).

A dificuldade de transportar energia desde sua fonte natural até o consumidor final não se reserva apenas à elétrica, sendo também uma barreira à utilização de diversos recursos naturais, tais como carvão, madeira, minérios, óleo e seus derivados.

Dentre as soluções recentes para a transmissão de energia elétrica estão a transmissão em corrente alternada em alta, extra alta e ultra alta tensão (AT, EAT e UAT, respectivamente), e as tecnologias de transmissão em corrente contínua em alta e extra alta tensão (na sigla HVDC em inglês, *high voltage direct current*).

Em um país de dimensões continentais como o Brasil, fazem-se necessários a avaliação e desenvolvimento de novas tecnologias para conectar os centros geradores aos centros de carga. O potencial de geração de energia na região Amazônica é estimado em mais de 100 GW, enquanto que o aproveitamento de Belo Monte apenas, terá capacidade de geração instalada de 11 GW. Além disso, há ainda potencial de exploração nos Rios Tapajós, Teles Pires e Madeira. Neste último, a UHE Jirau colocou a primeira unidade geradora em operação comercial em setembro de 2013 (ESBR, 2014), enquanto que a UHE Santo Antonio entrou em operação em março de 2012 e já opera com 20 das 50 turbinas a serem instaladas (Santo Antonio Energia, 2014). A energia gerada é concentrada em uma coletora CA em Porto Velho/RO e então transmitida ao centro consumidor por linhas em corrente contínua $\pm$

600 kV, em dois bipolos com mais de 2400 km de extensão e capacidade de transmitir 2 x 3150 MW para a região Sudeste do país (Projeto Transmitir, 2011).

Para a conexão das usinas de Belo Monte, no Rio Xingu, e de São Luís do Tapajós, na bacia do Rio Tapajós, ambas no estado do Pará, estão sendo realizados estudos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para avaliar a construção de cerca de 4400 km de linha em $\pm$ 800 kV em dois troncos de transmissão para reforçar a interligação norte-nordeste-sudeste do Brasil (Norte Energia, 2013), inclusive com a previsão de inversão do fluxo de potência (Esmeraldo, et al., 2013).

1.2 Objetivo

A maioria dos sistemas de transmissão no mundo usa a tecnologia corrente alternada em 50 ou 60 Hz. Esta permite a interligação em malha das várias linhas, o que resulta em uma grande confiabilidade aos sistemas durante emergências (e.g., saída forçada de equipamento). Os transformadores permitem o uso de diversas tensões no sistema, sendo cada uma compatível com certa potência.

Nos sistemas de transmissão em corrente contínua (HVDC), a corrente e tensão são retificadas e depois invertidas novamente para alternada, desta forma as linhas transportam energia usando corrente contínua.

Para uma mesma potência e em condições de mínimo custo a linha em corrente contínua é mais barata que a linha em corrente alternada, porém este sistema CC carrega junto o custo das conversões CA/CC/CA. Desta forma ela se torna econômica a partir de certa distância de transmissão (com linhas aéreas esta distância é cerca de 1000 km nas condições brasileiras). Para transmissão com cabo subterrâneo ou marítimo este ponto de inflexão é menor e existe um limite técnico para transmissão de corrente alternada com comprimento acima de 100 km.

Neste âmbito, este trabalho apresenta o conceito de uma tecnologia para transmissão em corrente contínua em sistemas multiterminais (MTDC - *multiterminal direct current*),

baseada em conversores do tipo CSC (*current source converter*), também denominados LCC (*line commutated converters*).

Como a própria nomenclatura sugere, o conversor CSC tem característica semelhante a uma fonte de corrente do lado em corrente contínua. O equipamento VSC (*voltage source converter*), que é o dual do CSC, não será tratado neste trabalho. A principal diferença entre eles é a utilização de tiristores no CSC e de transistores no VSC. Uma lista de esquemas de transmissão HVDC com a tecnologia CSC pode ser encontrado nos sites dos fabricantes internacionais.

No presente trabalho, são apresentados resultados de estudo em um sistema multiterminal CA/CC de três terminais do tipo CSC criado para esta pesquisa e inserido no sistema norte-nordeste brasileiro, próximos a grandes usinas hidrelétricas em operação e em construção na região, tendo como enfoque principal o seu desempenho em relação à estabilidade durante transitórios eletromecânicos. A solução com VSC é indicada para pesquisas futuras.

Neste estudo, o sistema multiterminal e o sistema CA foram modelados nos programas PSCAD/EMTDC e EMTP-RV. O modelo do sistema multiterminal incluiu os controles principais, os conversores a tiristores, linhas CC e bancos capacitivos para compensação de fator de potência. No sistema CA, os geradores foram representados por suas equações completas e os reguladores de tensão e velocidade (CIGRÉ, 2013).

Em geral, para a transmissão ponto-a-ponto (PAP), o centro de geração é condensado em uma subestação coletora, ligada às usinas próximas por linhas CA (e.g., Santo Antônio e Jirau em 500 kV CA), para somente então ser feita a transmissão HVDC. A solução com uso de multiterminais CC não tem sido avaliada pela EPE em seus estudos e poderia ser uma solução interessante para estas coletoras.

A inserção de um multiterminal reforçaria o sistema elétrico CA como um todo, além de proporcionar um elevado grau de controlabilidade, facilitando o intercâmbio de energia entre as regiões e podendo ser utilizado até mesmo para aumentar a margem de estabilidade e operação do sistema. A Figura 1 evidencia a localização de algumas usinas da região e o sistema de transmissão em 500 kV existente.

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional, região geoeletrica N-NE do Brasil. Localização das UHE Belo Monte, Tucuruí, Xingó e Paulo Afonso.
Adaptado de (ONS, 2013).

Nos programas para estudos de estabilidade disponíveis no mercado, a simulação de sistemas multiterminais pode eventualmente ser realizada com auxílio de módulos internos do *software* denominados *linguagem do usuário*, ou até mesmo através de certos modelos de MTDC pré-programados. Em ambos os casos, o MTDC e os conversores são descritos inteiramente pelas equações a regime permanente, sendo que as simulações dinâmicas resultam em um comportamento pseudo-estacionário, com transições instantâneas entre os pontos de funcionamento (Veríssimo, 2012).

Em contrapartida, programas do tipo EMT (*electromagnetic transients*) permitem a representação correta dos componentes do MTDC e, apesar de não serem comumente empregados nos estudos de estabilidade por serem menos eficientes computacionalmente, sua aplicação constitui também um dos objetivos desta pesquisa.

Desta forma, esta pesquisa contribui para a compreensão do desempenho de sistemas multiterminais em corrente contínua e permite a criação de modelos para inserção nos programas de transitórios eletromecânicos e estabilidade.

1.3 Organização do Texto

Após o Capítulo 1 que apresenta a introdução do trabalho, os objetivos e a organização do texto, no Capítulo 2 é apresentado o estado da arte dos sistemas de transmissão em corrente contínua fornecidos por alguns fabricantes.

O Capítulo 3 apresenta modelagens características da transmissão em corrente contínua com CSC, ponto-a-ponto e multiterminais.

O Capítulo 4 aborda a conexão multiterminal de sistemas HVDC, expondo as principais características da configuração e alguns requisitos para operação coordenada dos terminais, tais como o controle centralizado e a telecomunicação entre terminais.

A modelagem adotada, as descrições do sistema CA, da topologia multiterminal, do tipo de conversor, das máquinas síncronas e dos controles utilizados são descritos e justificados no Capítulo 5.

Para avaliar o desempenho dinâmico do sistema CA/CC com multiterminal CA, foram realizadas simulações de algumas contingências na rede através do PSCAD/EMTP-RV. A ferramenta EMT permite uma modelagem detalhada dos elementos do sistema, principalmente dos componentes baseados em eletrônica de potência. Foram observados os efeitos da atuação rápida da eletrônica de potência sobre os transitórios eletromecânicos das máquinas. Os resultados obtidos são compilados no Capítulo 6.

O Capítulo 7 resume o conteúdo apresentado nos capítulos anteriores e condensa as conclusões deste trabalho.

Por fim, o Capítulo 8 apresenta assuntos para continuação deste trabalho, bem como as motivações por trás destes novos temas de pesquisa sugeridos.

2 Estado da Arte

Atualmente, há duas tecnologias para a construção de conversores CA/CC utilizados para transmissão em corrente contínua: o VSC, com base em chaves do tipo transistores e o CSC (ou LCC), com base em tiristores, estando este presente em um maior número de empreendimentos de transmissão no momento, devido à maturidade da tecnologia e sua maior capacidade de tensão e corrente. Entretanto, avanços na tecnologia de semicondutores de potência garantem um aumento na capacidade dos transistores, tornando-os uma alternativa viável para transmissão de grandes blocos de energia (ABB, 2013a).

As chaves comutadoras podem ser divididas em três grupos (Gyugyi, et al., 2000): as não controladas, que são totalmente comutadas pela rede CA; as semicontroladas, que conduzem após um disparo controlado, mas deixam de conduzir apenas após a reversão de corrente; as totalmente controladas, que podem ser acionadas para iniciar a condução, bem como acionadas novamente para cessar a condução. O primeiro grupo é representado pelo diodo; o segundo, pelos tiristores, como o unidirecional SCR (*silicon controlled rectifier*) ou o bidirecional TRIAC (*triode for alternating current*); no terceiro, há o IGCT (*integrated gate commutated thyristor*) e o IGBT (*insulated gate bipolar transistor*) (Projeto Transmitir, 2011).

Atualmente (2013), os diodos de potência possuem capacidade de 5-10 kV e 5 kA; os tiristores de potência possuem capacidade semelhante e podem ser chaveados em até 500 Hz. Já os IGCTs e IGBTs, hoje, possuem menor capacidade, na ordem de 4-5 kV e 3 kA, admitindo frequência de chaveamento na ordem de 1-100 kHz. Comparativamente, o MOSFET (*metal oxide semiconductor - field effect transistor*) é o que pode ser chaveado com maior frequência, mas possui a menor capacidade, abaixo de 0,2 kA e 1 kV (Mohan, et al., 2002).

A transmissão de corrente contínua em alta tensão (HVDC) foi colocada em serviço comercialmente em 1954 e tem sido utilizada extensivamente para a interconexão de redes CA assíncronas e para transmissão de potência a longas distâncias. Os elementos de chaveamento utilizados para conversão CA/CC são capazes de conduzir quando comandadas, mas dependem da passagem pelo zero de corrente para serem desligados. Assim a tecnologia

baseia-se na presença de uma rede de tensão CA para o processo de comutação e é conhecida como conversor comutado pela rede CA (*Line Commutated Converter* – LCC). Essa tecnologia ainda é amplamente utilizada para transmissão HVDC. Foram instalados mais de 60 GW de sistemas LCC até 2004 (CIGRÉ, 2005).

A corrente contínua é também solução para interligação de sistemas com frequência diferentes, como é o caso do Brasil e países vizinhos; nestes casos usando conversores ligados em *back-to-back*. Há por exemplo, a interconexão Brasil-Argentina com 4 x 550 MW (Garabi); o Melo/Uruguai-Brasil de 500 MW. Na subestação coletora CA de Porto-Velho, no sistema de transmissão do Madeira, foram instaladas duas unidades de 400 MW, com previsão de instalação de uma terceira unidade também de 400 MW (ANEEL, 2008).

Os primeiros sistemas de transmissão CC para levar energia para ilhas e interconexões por terra (*Pacific Intertie* - Nelson River) usavam nas conversoras válvulas de mercúrio. Esta tecnologia evoluiu para semicondutores, como o tiristor, e mais recentemente os transistores passaram a ter papel importante.

Os esquemas de transmissão CC são, em geral, do tipo PAP, interligando centros de carga a centros de geração. Há alguns sistemas multiterminais em operação no mundo, como o de 3 terminais entre Canadá-Estados Unidos (Québec-New England), o de 3 terminais entre Sardenha-Córsega-Itália (SACOI), e o de 4 terminais de Agra, na Índia.

A ligação Québec-New England possui três coversoras, em Radisson, Nicolet e Sandy Pond, com potência nominal de 2250 MW, 2138 MW e 2000 MW, respectivamente. As estações são conectadas por 1480 km de linhas de transmissão em tensão nominal CC de 450 kV.

O multiterminal SACOI opera com capacidade nominal de 200 MW em 200 kV monopolar, sendo que deles é um *tap* de 50 MW. A ligação Québec-New England possui capacidade de 2250 MW em 450 kV, ao longo de quase 1500 km de extensão.

O sistema multiterminal LCC de Agra, na Índia, conecta as cidades de Agra-Alipurduar-Biswanath Chariali, com previsão de comissionamento em 2014-2015. Ele possui uma capacidade de 6000 MW em ± 800 kV CC e será o primeiro multiterminal UHVDC de quatro terminais em três estações conversoras (ABB, 2011).

Os princípios básicos dos sistemas MTDC foram desenvolvidos nos anos 60, quando a tecnologia convencional LCC ainda encontrava-se em sua fase inicial. A concepção do MTDC teve base nas topologias e controles presentes em sistemas LCC e foi estendida para a conexão paralela de conversores (Lamm, et al., 1963). Entre os anos de 1963 e 1980, foram realizados estudos de sistema por simuladores digitais (Bergström, et al., 1978) e por métodos analíticos para solução do fluxo de potência e da estabilidade eletromecânica (Braunagel, et al., 1976).

Um MTDC possui as mesmas características básicas usadas na transmissão HVDC ponto-a-ponto convencional, onde um dos conversores controla a tensão do sistema e o restante dos conversores opera em controle de corrente. A corrente total do retificador deverá ser igual à soma das correntes nos inversores, e o conversor que controla a tensão CC opera com estratégia de ângulo de atraso constante (CIA - *constant ignition angle*) ou de ângulo de extinção constante (CEA - *constant extinction angle*), caso o conversor seja um retificador ou um inversor, respectivamente (Bergström, et al., 1978). Além disso, o MTDC requer alguma forma de balanceamento de ordem de corrente que garanta que a diferença entre a ordem de corrente total nos retificadores e nos inversores seja igual a zero (Long, et al., 1990).

A presença de MTDCs em operação atualmente contribui para aumentar a confiança nesta alternativa de transmissão e incentivar o crescimento das redes interligadas em corrente contínua. Os trabalhos mais recentes têm se voltado para as redes em malha, principalmente devido aos seus benefícios em relação a confiabilidade e disponibilidade do sistema, para alimentação de plataformas *off-shore* e para transmissão da energia de parques eólicos, sugerindo inclusive as soluções com VSC ou híbridas¹ (Sousa, 2012).

Com o desenvolvimento da tecnologia MMC-VSC (Saeedifard, et al., 2010), novos trabalhos abordam o conversor do ponto de vista da modelagem para fluxo de potência (Horita, et al., 2013), estabilidade eletromecânica (Bassini, et al., 2013) e transitórios eletromagnéticos (Gnanarathna, et al., 2011).

¹ O nome HVDC híbrido é dado ao sistema que possui conversores tipo CSC e tipo VSC conectados em uma mesma rede.

No Brasil, o elo de transmissão de Itaipu está em operação desde a década de 80, com capacidade de 6300 MW em dois circuitos em ± 600 kV, ao longo de 900 km de extensão. O sistema de transmissão do Madeira tem capacidade de 2 x 3150 MW em ± 600 kV, ao longo de 2400 km de extensão (Projeto Transmitir, 2011).

A EPE avalia a solução em corrente contínua em ± 800 kV para a transmissão da energia de Belo Monte e São Luís do Tapajós. Caso esta alternativa seja efetivada, o Brasil enfrentará o desafio de operar três sistemas LCC ponto-a-ponto que, além de possuírem equipamentos de diferentes fabricantes e diferentes estratégias de controle, serão conectados à região Sudeste do país e poderão apresentar interferência mútua devido a fenômenos de *multi-infeed*.

A maioria dos conversores em corrente contínua são do tipo LCC, a exemplo dos sistemas de transmissão de Itaipu e do Madeira. Neste caso, o terminal inversor controla a tensão no elo CC (através do ângulo de extinção γ) e o retificador controla a corrente (através do ângulo de disparo α). O conversor usado em geral é de 12 pulsos composto por duas pontes Graetz de 6 pulsos.

Importante notar que o uso de VSC para transmissão de energia foi introduzido com o comissionamento da instalação de demonstração em 1997 de 3MW, ± 10 kV_{CC} em Hellsjön, Suécia (CIGRÉ, 2005).

Na Namíbia, o Caprivi Link Interconnector tem capacidade de 300 MW em 350 kV CC, ao longo de 950 km. Até 2015, estão previstos mais 2700 MW de capacidade de transmissão por VSC, com tensões de até 500 kV CC (ABB, 2013b).

No final de 2013, a China colocou em operação o primeiro multiterminal VSC do mundo, que interliga as estações de Qingao, Jinniu e Sucheng, com 50, 100 e 200 MW, respectivamente, através de 40 km de linhas de transmissão aéreas, cabos submarinos e subterrâneos, utilizando a tecnologia VSC multimodular (China Southern Power Grid, 2013).

Também na China, as usinas hidroelétricas (UHE) de Xiluodu e Xiangjiaba no Rio Jingsha encontram-se em fase finais de pré-operação, com uma capacidade instalada combinada de 18,6 GW. A transmissão é realizada em ± 800 kV a distâncias de mais de mais de 2000 km até os centros de carga (Graham, et al., 2005).

Diversos novos projetos HVDC estão em desenvolvimento na China, em adição à transmissão em ± 800 kV de Xiangjiaba-Shanghai (2100 km), Xiluodu-Hunan (1100 km) e Hanzhou (1900 km).

A Figura 2 revela a quantidade de empreendimentos HVDC em estudo ou operação. Nela, é possível visualizar um grande número de linhas CC com terminação em regiões próximas umas das outras, o que pode acarretar em problemas de *multi-infeed*, ou seja, em que a atuação de um sistema PAP influencia a operação e são sanidade de outro eletricamente próximo.

Alguns problemas típicos relativos a configurações *multi-infeed* são a necessidade de coordenação dos controles de recuperação após contingências, necessidade de diferentes estratégias de modulação para estabilizar o sistema, possibilidade de instabilidade de tensão na área que recebe grande quantidade de potência vinda de diversos *links*, risco de falhas de comutação mútuas e necessidade de projeto cuidadoso do controles do HVDC, mesmo quando o sistema CA onde ocorre o *multi-infeed* for relativamente forte (Fischer, et al., 2008).

Figura 2 - Projetos HVDC em estudo ou operação na China (Graham, et al., 2005).

Em sistemas CA com relação de curto-circuito (SCR) baixa, faz-se necessário a inclusão de compensadores síncronos próximos aos conversores, de maneira a aumentar a SCR. Opcionalmente, podem ser usados conversores comutados por capacitor (CCC) ao invés do tradicional LCC. O CCC é caracterizado pela presença de capacitores em série entre o

transformador e as válvulas do conversor, permitindo a comutação forçada dos tiristores e compensando a indutância do transformador (Sood, 2004).

O sistema *back-to-back* de Garabi, com capacidade de 2200 MW e interliga os sistemas assíncronos Brasil (60 Hz) e Argentina (50 Hz), foi o primeiro a entrar em operação comercial com CCC, em 1999 (Sood, 2004).

Esta solução também foi adotada no sistema de transmissão do Rio Madeira, onde o sistema coletor alimenta a rede fraca Acre-Rondônia 230 kV via dois blocos *back-to-back* de 400 MW cada, ao invés da proposta básica de três compensadores síncronos de 100 Mvar (Graham, et al., 2013)

Estes conversores apresentam uma melhor característica durante contingências, além de permitir uma redução na quantidade de filtros CA, suporte reativos capacitivos e uma diminuição do *rating* do transformador conversor (Sood, 2004).

O CCC apresenta ainda algumas vantagens quanto a estabilidade para transmissão a longas distâncias, com maiores capacidades de potência e suporte de tensão no lado CA (Figura 3a), além de maior imunidade a falhas de comutação (Figura 3b).

Figura 3 - Desempenho comparativo entre HVDC convencional LCC e HVDC CCC. (a) Curvas de máxima potência transmitida com SCR = 2; (b) Suportabilidade diante afundamentos de tensão CA para vários níveis de SCR (ABB, 2013c).

Apesar de ser uma aplicação econômica para sistemas CA muito fracos ou para transmissão muito longa por cabo, ele é uma alternativa relativamente mais cara do que o convencional LCC (Sood, 2004).

A seguir são relacionados, a título de exemplo, os fornecimentos de esquemas HVDC da Siemens, ABB e Alstom no Brasil e no mundo, lembrando que outros fabricantes (como GE, Toshiba e fabricantes chineses) também atendem o mercado.

2.1 Fornecimentos da Siemens

O fabricante tem uma longa lista de fornecimento e, por isso, a Tabela 1 mostra apenas os mais recentes sistemas HVDC e a localização dos empreendimentos pode ser vista na Figura 4. É importante destacar o sistema HVDC com cabos submarinos e VSC tecnologia MMC.

Tabela 1 - Esquemas HVDC convencional fornecidos pela Siemens.

Sistema	Potência (MW)	Tensão (kV)	Distância (km)	Observação
Western HVDC	2200	500	420	Cabo submarino
Finlândia Estônia	670	420	171	Cabo submarino
Bangladesh	500	158	-	Back-to-Back
Xiluodu - Guangdong	6400	500	1286	Linha aérea

Fonte: (SIEMENS, 2013)

Figura 4 - Fornecimentos da Siemens para HVDC no mundo (SIEMENS, 2013).

2.2 Fornecimentos da ABB

O fabricante forneceu vários sistemas no Brasil e no exterior, podendo ser destacados os esquemas apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Esquemas HVDC fornecidos pela ABB.

Sistema	Potência (MW)	Tensão (kV)	Distância (km)	Observação
Itaipu S. Roque	2 x 3150	± 600	780	-
Porto Velho	2 x 400	100	-	Back-to-Back
Porto Velho - Araraquara	3150	± 600	2375	-
Brasil-Argentina	4 x 550	± 70	-	Back-to-Back
North-East Agra	6000	± 800	1728	-
Jingping – Sunan	7200	± 800	2059	-
Xiangjiaba – Shangai	6400	± 800	2000	-
SAPEI (Itália)	1000	500	385	MTDC Cabo submarino
Québec – New England	2250	450	1480	MTDC Cabo submarino
Caprivi Link	300	350	950	VSC
Dolwin 1	800	320	165	Eólica Offshore
Dolwin 2	900	320	135	Cabo

Fonte: (ABB, 2010)

Na Figura 5 são mostrados outros fornecimentos.

Figura 5 - Fornecimentos da ABB para HVDC no mundo. Em preto: esquemas CSC; em azul: esquemas VSC (ABB, 2010).

2.3 Fornecimentos da Alstom

Alguns exemplos de sistemas desenvolvidos pela Alstom estão mostrando na Tabela 3.

Tabela 3 - Esquemas HVDC fornecidos pela Alstom.

Sistema	Potência (MW)	Tensão (kV)	Distância (km)	Observação
Porto Velho – Araraquara	3150	600	2375	-
Melo (Uruguai)	500	± 80	-	Back-to-Back
Jingmen - Shanghai	3000	± 500	970	-
Ningxia – Shandong	4000	± 660	1348	-
Chandrapur	2 x 500	205	-	Back-to-back
UK - France	2 x 1000	± 270	73	Cabo submarino
Oriente Médio	3 x 600	222	-	Back-to-back

Fonte: (ALSTOM, 2010)

Na Figura 6 são apresentados outros fornecimentos.

Figura 6 - Fornecimentos da Alstom para HVDC no mundo (ALSTOM, 2010).

3 Sistemas em Corrente Contínua - Conexão Ponto-a-Ponto

Neste capítulo, serão descritos os princípios de funcionamento dos conversores CSC para transmissão em corrente contínua ponto-a-ponto, algumas topologias e estratégias de controles.

Um conversor do tipo fonte de corrente é comutado naturalmente pela rede, com a utilização de chaves não controladas ou semicontroladas. Tipicamente, os arranjos trifásicos são uma extensão dos arranjos monofásicos de retificação em onda completa, formados por uma ponte de diodos ou tiristores conectados à rede CA através de um transformador especial. O diagrama esquemático é apresentado na Figura 7.

Figura 7 - Conversor trifásico em ponte. Válvulas numeradas em ordem de disparo (Kimbark, 1971).

O transformador especial possui tapes para ampla faixa de operação, de forma a permitir uma melhor regulação da tensão no conversor e para limitar a variação do ângulo de disparo. Além disso, a reatância de dispersão X_C do transformador deve ser projetada de maneira que não seja muito alta, o que causaria um atraso na comutação, comutação múltipla e dificuldade de controle de tensão (ou corrente) através dos ângulos de disparo; por outro lado, também não deve ser muito baixa, pois durante a transferência de corrente entre duas chaves há a conexão direta das duas fases comutadas e a reatância limitará a corrente durante essa transferência. Valores típicos ficam na faixa de 15% a 25%.

No lado de corrente contínua, o conversor possui reatores de alisamento da corrente CC, que por razões de isolamento, são ligados preferencialmente ao neutro do conversor, embora com parte alocada no terminal de alta tensão. Eles são projetados para garantir a continuidade e reduzir o *ripple* de corrente CC, reduzindo harmônicas de tensão na linha. A reatância do transformador também contribui para estas funções (CIGRÉ, 2005).

O chaveamento com frequência p vezes a fundamental da rede CA (p o número de pulsos do conversor) acarreta a presença de harmônicas de baixa ordem, tanto no lado CA quanto no lado CC do conversor. As harmônicas características de tensão CC criadas pela comutação das chaves são presentes em múltiplos do número de pulsos do conversor (i.e., $n.p$), enquanto que as harmônicas de corrente CA são presentes nas raízes adjacentes (i.e., $n.p \pm 1$). Portanto, quanto maior a quantidade de pulsos, menor será o conteúdo harmônico gerado. Concomitantemente, menor será o *ripple* de tensão CC devido ao seu maior alisamento (Kimbark, 1971).

Em um conversor ideal não controlado, a comutação natural é instantânea e ocorre quando há polarização positiva direta da chave. Em um conversor controlado a tiristores, a polarização direta permite a comutação, mas esta ocorre apenas após o sinal de disparo² ser enviado ao gatilho da chave. O ângulo elétrico percorrido entre a polarização natural e o sinal de disparo é chamado de ângulo de ignição α .

Adicionalmente ao atraso de disparo, há ainda um tempo para que uma chave transfira completamente sua corrente de condução para a próxima chave na sequência. Esse tempo determina o ângulo de superposição ou *overlap* μ . A duração da comutação é diretamente relacionada com o nível de corrente a ser comutado e à reatância de comutação.

A Figura 8 mostra a implicação de tais atrasos sobre a forma de onda das tensões e correntes em ambos os lados do conversor.

² O tiristor é um dispositivo semicondutor com 4 camadas de junções N e P alternadas. Quando a junção central ou gatilho recebe um pulso positivo de corrente, ocorre avalanche das junções adjacentes e a pastilha atua como um diodo em condução.

Figura 8 - Correntes e tensões instantâneas do conversor trifásico em ponte com $\alpha=15^\circ$ e $\mu=15^\circ$; (a) correntes nas válvulas; (b) correntes de linha; (c) tensão CA de fase; (d) tensão CC positiva e negativa com respeito ao neutro CA; (e) tensão CC entre polos; (f) tensão sobre uma válvula (Kimbark, 1971).

Os gráficos (a) e (b) da Figura 8 mostram que o ângulo α desloca a corrente de linha e influencia diretamente o fator de potência. Durante a comutação é possível perceber o

comportamento senoidal das correntes de linha e de chave, típico de um curto-circuito fase-fase puramente indutivo através das reatâncias de comutação.

A corrente I_d será resultado da soma das correntes de linha, e a duração da comutação reduz o valor médio da corrente CC, que pode ser calculada pela Equação 1.

$$I_d = \frac{n_2}{n_1} \cdot \frac{U_{L-L}}{\sqrt{2}X_C} [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)] \quad (1)$$

Sendo n_2/n_1 a relação de transformação do transformador, U_{L-L} a tensão de linha CA do sistema, X_C a reatância de comutação, α o ângulo de disparo e μ o ângulo de comutação.

Fica evidente no gráfico (c) o efeito da comutação sobre as tensões de fase, que sofrem afundamentos periódicos devido à conexão entre duas fases durante o período de transferência μ .

O gráfico (d) explicita a construção da tensão de um polo CC e os efeitos de α e μ sobre o nível médio da tensão ficam evidentes: quanto maior o ângulo $\delta = \alpha + \mu$, menor será a tensão V_d . Essa relação pode ser expressa conforme a Equação 2, desprezando a queda de tensão resistiva, ΔV_{chave} .

$$V_d = \frac{n_2}{n_1} \cdot \frac{3\sqrt{2}}{2\pi} U_{L-L} [\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)] - \Delta V_{chave} \quad (2)$$

O gráfico (f) aponta o perfil de tensão reversa sobre uma chave individual durante o período de condução das outras chaves. Na ponte de seis pulsos, uma chave conduz por:

$$[\text{ângulo de condução}] = 120^\circ + \mu \quad (3)$$

Com a descrição dada anteriormente, nada foi dito sobre os limites para o ângulo de ignição. Pela Equação 2, se for $\alpha > 90^\circ$ então V_d será negativo. A aplicação direta deste fato é

a aplicação do conversor para inversão CC/CA. Para isso, no diagrama do retificador descrito na Figura 7, as chaves devem mudar de sentido, mantendo a polaridade da tensão CC. As equações anteriores se mantêm, bastando a substituição do ângulo de ignição α pelo agora denominado ângulo de extinção γ .

O controle de tensão CC pode ser realizado pela Equação 2 (normalmente com γ constante), e o controle corrente CC (ou, indiretamente, de potência ativa) pela Equação 1 (normalmente no valor de α).

Na Figura 8, por conta do ângulo de disparo, há uma defasagem entre a tensão CA e a fundamental da corrente no conversor. Além disso, o curto-circuito fase-fase periódico causado pelo chaveamento também demanda reativos. Esses efeitos combinados acarretam um consumo de reativos nesse tipo de conversor, calculado conforme:

$$\frac{Q}{P} = \tan \varphi = \frac{2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)}{\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \mu)} \quad (4)$$

Para valores nominais de $\alpha = 15^\circ$ e $\mu = 22^\circ$, vê-se que o consumo de reativos é de 52% da potência ativa transmitida. Dela também decorre que, mesmo que o ângulo de disparo fosse feito igual a zero, haveria consumo de 26% devido ao tempo de comutação.

Deste modo, são necessários filtros projetados para as harmônicas características além de outras fontes de reativo capacitivo, tais como capacitores, compensadores síncronos ou compensadores estáticos. Portanto, o suporte de reativos é indispensável para permitir a comutação e a operação do conversor CSC (Kimbark, 1971). Por exemplo, no lado inversor, o ângulo de extinção assume valores típicos de 17° , mas pode ser operado em torno de 22° para mitigar as falhas de comutação em redes fracas ou absorção de reativos de rede (Projeto Transmitir, 2011).

Um diagrama de blocos simplificado apresentando o controle do ângulo de disparo pode ser visto na Figura 9.

A ordem de corrente I_{order} é a corrente CC desejada, calculada pela relação P_{order}/V_d e I_{margem} , que representa aproximadamente 10% da corrente nominal do conversor) é um artifício para o controle de tensão no lado CC do inversor.

Figura 9 - Diagrama de bloco simplificado dos controles.

O controle do sistema HVDC convencional opera controlando a tensão CC e a corrente CC através da seleção do mínimo ângulo entre os controles de corrente constante (CC), tensão constante (CV) e ângulo de extinção constante (CEA) na Figura 10 (CIGRÉ, 2005).

Figura 10 - Diagrama de blocos do controle de um polo (CIGRÉ, 2005).

A curva de operação dos conversores conectados em esquema PAP, sujeitos às estratégias contidas na Figura 10 é representada na Figura 11. Tipicamente, o retificador

estabelece a corrente (CC) e o inversor determina a tensão (CEA), de maneira que a tensão nos conversores se acomode até que a corrente atinja o valor desejado e que as perdas na linha sejam supridas. O controle de tensão constante (CV) permite a operação próxima à intersecção das curvas de operação individuais dos conversores. Ao controle de corrente é atribuída uma velocidade maior de atuação para obter resposta rápida e o controle de tensão é mais lento, prevenindo interação não saudável entre os controladores.

Figura 11 - Característica do controle de conversor (Kimbark, 1971).

Para evitar instabilidade na cooperação entre retificador e inversor quando as curvas de CEA do inversor e CIA do retificador se cruzam, geralmente a característica do inversor é modificada de acordo com o trecho CV na Figura 11. Com isso, a inclinação negativa do inversor é eliminada nesta região crítica, o que facilita o balanceamento de conversores paralelos (Juhlin, 1978).

Na transmissão HVDC, o objetivo global do sistema é o de transmitir a potência ativa e o despacho é determinado por um operador central. Para alcançar o controle de corrente, então, o controle de potência constante é associado ao controle de corrente e aquela determina dinamicamente a ordem de corrente deste.

Durante a operação normal do sistema, podem ocorrer distúrbios que reduzam a tensão CC próxima ao conversor, o que fará com que haja redução da potência transmitida. O conversor em controle de corrente constante tentará manter o valor de regime. A tentativa de

manter o sistema operando em condições nominais durante perturbações pode causar instabilidade ou dificuldade de controle. Para mitigar este efeito, um controle auxiliar é adicionado para operação com tensão reduzida. A este controle é dado o nome de VDCOL (*voltage dependent current order limiter*).

A função do VDCOL é a de reduzir o despacho de potência através da redução da ordem de corrente. O valor de $I_{order} = P_{order}/V_d$ é modificado para $k.I_{order}$ e o elo opera com corrente menor, segundo a curva da Figura 12.

Figura 12 - Curva de operação do VDCOL.

Assim, o VDCOL limita a corrente do sistema durante perturbações no nível de tensão CC visto pelo conversor, tornando-se uma importante função de proteção e coordenação da operação, principalmente em arranjos multiterminais.

Adicionalmente, o VDCOL aumenta a estabilidade de tensão e potência durante e após a ocorrência da falta no sistema, pois se encarrega de reduzir a corrente de referência de acordo com a tensão CC, por exemplo, durante um afundamento de tensão CC, onde o alvo de corrente seria reduzido até que fosse possível o retorno do sistema às condições pré-falta (Khatir, et al., 2007).

4 Sistemas em Corrente Contínua - Conexão Multiterminal

Um sistema multiterminal LCC pode ser compreendido como a extensão de um sistema PAP convencional, podendo apresentar configuração paralela, com todos os conversores operando em um mesmo nível nominal de tensão e com correntes individuais, ou em configuração série, com todos os conversores compartilhando uma mesma corrente e com tensões individuais (Reeve, 1980). Nesta pesquisa, apenas a configuração paralela é explorada.

Em um sistema multiterminal em corrente, cada terminal tem o potencial de operar com corrente e potência distintas uns dos outros. O controle em regime possui alguns refinamentos mas é basicamente o mesmo aplicado a sistemas PAP, como a habilidade de operar com tensões máximas limitadas a ângulos mínimos permitidos; ou, em regime de tensão comum (conexão paralela), exceto um terminal controla sua corrente, com um único controlando a tensão (Long, et al., 1990).

Há grande correlação entre os terminais, uma vez que as perturbações em um terminal afetam a distribuição de potência em todos os terminais e o projeto dos filtros CC deve ser modificado para levar em conta a composição das harmônicas geradas por todos os terminais (Long, et al., 1990).

Um dos maiores desafios para a operação de sistemas multiterminais LCC é a coordenação de corrente entre os conversores. A coordenação deve ser realizada por um controle centralizado (*master control*) encarregado de calcular em tempo real e transmitir as ordens de corrente para todos os conversores. Os tempos de propagação da telecomunicação tornam-se cruciais para a coordenação da operação e a quantidade de estratégias de coordenação podem aumentar muito com o número de terminais no sistema (Lescalle, et al., 2008).

A margem de corrente em sistemas PAP é tipicamente selecionada em 10% da nominal do link. Porém, em um sistema MTDC a margem pode ter um impacto relevante no projeto de conversores de menor potência nominal. Um desbalanceamento nas ordens de corrente podem causar perturbações ou sobrecargas e até mesmo causar a perda de um conversor (Nozari, et al., 1981).

Na prática, há três categorias de mudança na ordem de corrente (Nozari, et al., 1981):

- i. Mudança programadas, como despacho de carga ou entrada de um novo terminal;
- ii. Mudanças de controle, introduzidas para melhorar o amortecimento de oscilações no sistema CA;
- iii. Mudanças transitórias, causadas por perturbações não previsíveis que resultem a desconexão de um conversor. Exemplos: faltas CA que causem perda de capacidade de transmissão; faltas CC ou CA que requeiram a remoção de um conversor ou linha CC radial. Nesses casos, um balanceamento imediato das ordens de corrente deve permitir que o restante do sistema MTDC continue operando.

A Figura 13 mostra um diagrama com três condições de operação distintas de um sistema ilustrativo de 3 terminais, evidenciando a atuação dos seletores de controle para a coordenação da operação apresentados na Figura 10.

Figura 13 - Coordenação de corrente em um multiterminal de 3 terminais.

A Figura 13 mostra um exemplo de coordenação de corrente em um multiterminal HVDC de 3 terminais³, sendo um retificador e dois inversores. O nível de tensão $Vd0$ indica o ponto de operação nominal, onde o retificador e o inversor 1 controlam sua corrente (modo CC), e o inversor 2 controla a tensão (modo CV).

No nível de tensão intermediário $Vd1$, há transição do controle de corrente para controle de tensão no inversor 1 e o oposto no inversor 2, com o retificador mantendo o controle de corrente constante (modo CC). A transição ocorre pela seleção do ângulo mínimo de controle devido à margem de corrente, passando do modo CEA para modo CC no inversor 2.

Quando a tensão no sistema multiterminal em conexão paralela é muito reduzida durante uma condição mais severa de operação, representada por $Vd2$ na Figura 13, o controle VDCOL do retificador (ponto de operação sobre a curva de inclinação positiva) atua para reduzir continuamente a corrente de operação conforme a tensão, e o retificador passa a controlar a tensão no sistema (modo CIA), enquanto que os dois inversores passam para o modo CC.

Reeve (1980) apresenta uma compilação de *papers* e trabalhos técnicos sobre topologias, critérios de operação, configurações e métodos de controle possíveis em sistemas multiterminais LCC.

Desde de as primeiras aplicações HVDC, a interligação de mais de dois terminais em rede tem sido considerada, e trabalhos que propõem estratégias para conexão multiterminal são encontrados desde 1963 (Lamm, et al., 1963) e, desde então, um controle central tornou-se fundamental para a operação multiterminal (Reeve, 1980).

Em um sistema HVDC convencional PAP, apenas um dos conversores realizará o controle de corrente e o outro fará o controle de tensão no *link*. No caso do sistema de três terminais apresentado, mais do que um conversor controlará sua corrente, enquanto que apenas um mantém o controle do nível de tensão do sistema.

³ A Figura 13 também representa globalmente a coordenação de um sistema com três estações conversoras, sendo que cada estação pode possuir mais de um conversor. No Capítulo 5, um sistema MTDC é modelado com quatro terminais em três estações com operação análoga à da Figura 13.

Desta forma, é necessário o estabelecimento de um controle centralizado (também chamado de *master control*) que se encarregue de calcular e distribuir as correntes de referência a cada conversor do sistema, satisfazendo a restrição da Lei de Kirchhoff para as correntes no nó comum ao multiterminal em configuração paralela, descrita pela Equação 5 (Lescale, et al., 2008).

$$\sum_{i=1}^n I_{order_i} = 0 \quad (5)$$

O controle mestre é encarregado de estabelecer a corrente de referência para os sistemas de controle de corrente de todos os conversores e coordenar a distribuição de correntes em um sistema multiterminal. Entre suas principais funções, encontram-se:

- Controlar o despacho de potência e o carregamento das linhas em HVDC;
- Balanceamento e correção de diferenças entre ordens de corrente;
- Sincronização das correntes de referência nos conversores, principalmente durante o período dinâmico do sistema;
- Permitir a operação coordenada das estações conversoras em arranjo multiterminal.

Modelos para a simulação do controle mestre e da telecomunicação entre terminais são abordados no próximo capítulo. As influências sobre o comportamento do sistema e sobre os modos de operação são discutidas juntamente com os resultados das simulações.

5 Modelagem do Sistema Multiterminal

Neste capítulo são apresentados os estudos e modelagens realizados para verificar a viabilidade de inserção de um sistema HVDC multiterminal em uma rede CA de 29 barras em 500 kV e 4 usinas hidrelétricas com capacidade total de geração de 20 GW, semelhante à rede do norte-nordeste brasileiro, adaptada dos arquivos de rede do ONS (ONS, 2012) e com diagrama unifilar mostrado no Apêndice A. A análise de estabilidade dinâmica baseia-se na simulação da rede no software de transitórios eletromagnéticos PSCAD/EMTDC® e EMTP-RV®.

Embora existam *softwares* específicos para estudos de estabilidade dinâmica, os programas mencionados acima proporcionam a modelagem de sistemas de controle e de eletrônica de potência usando blocos e recursos de modelagem próprios, com prejuízo apenas no tempo computacional.

A conexão multiterminal monopolar adotada possui as características do *benchmark* para HVDC disponibilizado pelo Cigré (Szechtman, et al., 1991). As linhas CA do sistema foram modeladas por π equivalentes trifásicos e os conversores são construídos usando tiristores com característica não linear em configuração em ponte de 12 pulsos. As simulações são realizadas considerando: um sistema CA alimentado por fontes equivalentes do tipo tensão atrás de uma reatância; o detalhamento eletromecânico das máquinas síncronas, representando as equações eletromecânicas pela descrição segundo a transformação de Park ou transformação dq0.

A transformação originalmente apresentada por Park (Park, 1929) foi posteriormente modificada e sua representação normalizada invariante na potência é geralmente utilizada (Anderson, et al., 1994). Ela é útil na descrição de máquinas rotativas porque transforma um sistema de equações diferenciais com coeficientes variantes no tempo em um sistema com coeficientes constantes, e pode ser entendida como uma transformação de variáveis de estator para variáveis de rotor.

O objetivo das simulações com máquinas modeladas por fontes equivalentes de Thévenin é avaliar o desempenho da conexão em corrente contínua durante perturbações na rede CA e no multiterminal.

A modelagem completa das máquinas foi empregada para avaliar a estabilidade do conjunto, além de permitir a análise da influência de faltas sobre as máquinas e sobre a conexão CC.

Foram realizadas simulações de regime permanente, de falta monofásica no lado CA da estação retificadora, de falta monofásica no lado CA da segunda estação inversora, de bloqueio de tiristores em ambos os inversores e de falta polo-terra na linha CC próximo ao terminal retificador. Esses cenários foram considerados em função do grau de severidade em relação à rede CA/CC e sua probabilidade de ocorrência.

5.1 Sistema CA/CC em Estudo

No sistema analisado há quatro terminais conversores em três estações, sendo uma estação para retificação CA/CC por meio de dois conversores em conexão paralela (tanto no lado CA, nos transformadores conversores, como no lado CC após as chaves eletrônicas); um primeiro terminal inversor a 1300 km da estação retificadora e um segundo inversor a 300 km do primeiro, conforme visto na Figura 14. Os retificadores são conectados à Barra 550, enquanto que os inversores são conectados às Barras 506 e 574.

Figura 14 - Sistema multiterminal HVDC inserido na rede CA em 500 kV (adotada à imagem do sistema N-NE do Brasil).

A localização geográfica do sistema multiterminal de quatro conversores e três estações pode ser visualizado na Figura 15, onde são identificadas as UHE de interesse, o sistema transmissão de 500 kV e um traçado das linhas CC.

Figura 15 - Região geoeletrica N-NE. Traçado do sistema multiterminal, em azul, inserido na rede CA 500 kV, em vermelho (ONS, 2013).

Para descrição de sistemas em corrente contínua com conversores do tipo CSC, há alguns parâmetros que devem ser levados em conta, tais como:

i) Capacidade nominal de cada terminal

A potência nominal dos arranjos de 12 pulsos, tanto retificadores quanto inversores, é de 1000 MW cada, com tensão nominal de 500 kV CA, modelados por esquemas monopolares equivalentes. Com isso, cada unidade conversora de 6 pulsos possui capacidade nominal de 500 MW e a tensão é de 500 kV polo-terra. A transmissão de 2 GW em 500 kV possui um baixo custo total, incluindo as perdas de transmissão (Graham, et al., 2005).

ii) Potência de curto-circuito (P_{cc}) nos terminais dos conversores

A potência de curto-circuito trifásico na barra de entrada comum aos dois retificadores conforme Figura 14 é igual a 15200 MVA, enquanto que seu valor é de 3000 MVA no barramento CA do inversor Inv 2 e de 2900 MVA no inversor Inv 3.

Conforme mencionado, para uma operação segura dos terminais inversores é necessário SCR da ordem de três vezes a potência transmitida no terminal, sendo verificada, neste caso, igual a 3,0 para o inversor Inv 2 e igual a 2,9 para o inversor Inv 3.

iii) Descrição das linhas CC

O sistema está em uma configuração paralela, também chamada de PAP com derivação, com a primeira derivação de potência a 1300 km da subestação retificadora, seguindo para a segunda subestação inversora a 300 km da primeira.

Apesar de haver 4 conversores retificadores, eles se encontram em uma única subestação e estão em um arranjo de 12 pulsos em conexão paralela, de modo a permitir a conversão de 2000 MW de potência.

Foi adotada uma linha em corrente contínua com torre do tipo monomastro estaiado convencional. No primeiro trecho, onde são transmitidos 2000 MW, foi utilizada uma configuração de condutores de 4 x 765 mm² (Parrot), enquanto que o segundo trecho possui a formação 4 x 483 mm² (Rail), resultando em resistências de 10 Ω e 5 Ω , e com indutâncias de 2,9 mH e 0,7 mH, respectivamente. Para a simulação, foi adotado o modelo π equivalente calculado com os dados geométricos da linha (CIGRÉ, 2013).

iv) Tensão/Corrente CC nominal

A tensão CC e corrente nominal na saída do terminal retificador são de 500 kV e 4 kA, sendo 1000 MW e 2 kA para cada retificador de 12 pulsos, ambos na mesma tensão. Os inversores possuem potência nominal de 1000 MW, em 500 kV e 2 kA.

v) Compensação Reativa e Filtros CA

Tipicamente, filtros sintonizados nas harmônicas de baixa frequência (5^a, 7^a, 11^a e 13^a) fazem parte da compensação reativa da estação conversora. Entretanto, apenas bancos capacitivos equivalentes para a compensação reativa e correção de fator de potência foram incluídos na barra CA para simulação, no caso de estudo de estabilidade.

O consumo de reativos das válvulas devido à comutação é em torno de ~50% da capacidade do terminal, conforme realçado no Capítulo 3. Assim, uma compensação de 1000 Mvar nominal foi adicionada ao terminal retificador e de 600 Mvar em cada terminal inversor, conforme Figura 14.

vi) Filtros CC

A configuração de doze pulsos reduz a geração de harmônicas de tensão, mas ainda são representativas as de ordem múltiplas de 12 no lado em corrente contínua. No estudo, foi inserido um filtro LC na 12^a harmônica.

5.2 Sistema de Controle do Multiterminal

A configuração dos conversores é idêntica e sua operação difere pelos sinais alvo de controle. Cada conversor é composto de duas pontes trifásicas de 6 pulsos a tiristores, sendo cada uma delas conectada a um transformador conversor de *tap* variável. Uma das pontes é ligada a um transformador do tipo Y-Y (Yy0) e a outra é ligada a um transformador tipo Y-Δ (Yd1). A defasagem de 30° alcançada pelas conexões Y-Δ e Y-Y é responsável pela forma de onda em 12 pulsos, quando cada uma das pontes opera em apenas 6 pulsos.

Um reator de alisamento também é no lado CC para melhorar o perfil da tensão CC em termos de regulação e *ripple*, bem como para limitação da taxa de variação da corrente em caso de curto circuito na linha de corrente contínua.

O filtro CC é incluído para suprimir a presença harmônicas de ordem par na tensão retificada.

Os inversores são semelhantes ao diagrama de retificador apresentado na Figura 16, apenas com o sentido das chaves eletrônicas invertido. A atuação inversora é obtida pela atribuição de um ângulo de disparo ou de atraso maior do que 180° . O retificador possui controle de corrente através do ângulo de disparo α e o sistema de controle dos inversores, apesar de similar, é ajustado para controlar o ângulo de extinção γ para regular a tensão no sistema CC.

Para garantir uma comutação segura entre as chaves, é necessário um tempo mínimo para permitir que os semicondutores estejam plenamente polarizados. Com isso, há um tempo de espera entre a inversão de tensão sobre a chave e efetivo sinal de disparo. Além disso, para que não haja falha de comutação devido a um elevado tempo de comutação μ entre chaves, há ainda um valor mínimo para o ângulo de extinção. Os ângulos mínimos foram estabelecidos em 5° para α e em 15° para γ .

Figura 16 - Modelo de retificador de 12 pulsos com filtro CC (CIGRÉ, 2013).

O controle de ângulo de disparo α_{ret} , visto na Figura 17 é determinado após uma conversão do erro entre a corrente CC medida no conversor e o alvo de corrente I_{order} . Com esse controle, quando a corrente medida é menor do que a alvo, resulta em um aumento do ângulo β . A Equação 6 relaciona os ângulos α e β .

$$\alpha + \beta = \pi \quad (6)$$

Com o aumento de β há uma diminuição de α , o que acarreta em um maior valor médio para a tensão CC e, conseqüentemente, um aumento na corrente, até que esta se iguale a corrente alvo. O efeito oposto é observado quando da a corrente medida torna-se maior do que a alvo. De maneira análoga, o mesmo pode ser dito sobre o ângulo γ .

Figura 17 - Diagrama de controle do ângulo de disparo α nos retificadores.

O alvo de corrente é definido como o mínimo entre dois valores:

- i) o alvo nominal especificado pelo operador através de telecomunicação;
- ii) saída do bloco VDCOL.

Conforme se pode observar na Figura 18, o sistema de controle de modo CC do inversor é semelhante ao do retificador, diferindo pelo sinal de margem de corrente I_{margem} , que representa a flexibilidade dada ao inversor para que este possa mudar de modo e regular a tensão do sistema. Além disso, inclui-se no inversor o controle do modo CEA (conforme equação de controle CEA da Figura 10 e Equação 6).

Figura 18 - Diagrama de controle do ângulo de disparo nos inversores e comunicação com o *master control*.

O *master control* do sistema estudado coordena a ordem de corrente nos conversores conforme o balanço da Equação 7.

$$I_{o_R} = I_{o_2} + I_{o_3} \quad (7)$$

Onde:

I_{o_R} : Corrente de referência dos retificadores.

I_{o_2} : Corrente de referência do inversor 2.

I_{o_3} : Corrente de referência do inversor 3.

De acordo com o apresentado na Figura 14, o terminal retificador possui dois conjuntos de conversores em paralelo. Para coordenar a ordem de corrente entre as duas unidades desse terminal, de maneira que haja uma corrente líquida fornecida à rede CC conforme a Equação 7, é possível atribuir um fator de distribuição entre os conversores. Na Figura 19, o fator K_c permite distribuir a ordem proporcionalmente entre os conversores.

Os elementos seletores *setlo(Inv2)Zero* e *setlo(Inv2)Zero* da Figura 19 são utilizados apenas durante a inicialização do sistema, devido à modelagem no programa de EMT. São responsáveis por permitir que o sistema CA se estabeleça em operação, antes de iniciar a transmissão no MTDC.

Figura 19 - Detalhe do controle central utilizado.

A coordenação de corrente entre os dois retificadores locais é feita instantaneamente pelas parcelas Io_Ret1 e Io_Ret2 . Por outro lado, o sinal de corrente enviado pelo controle centralizado sofre um atraso de telecomunicação T até chegar aos terminais inversores.

O efeito do tempo de propagação do sinal de comando é importante para a modelagem do sistema, pois um atraso muito grande pode acarretar instabilidade para o multiterminal LCC.

A Figura 20 mostra um fluxograma do controle do multiterminal com as etapas desde a medição das grandezas de interesse até o envio dos sinais de disparo para os tiristores do conversor, evidenciando os pontos de influência do *master control*.

Figura 20 - Fluxograma do controle utilizado.

5.3 Modelo de Máquina Síncrona e seus Controles

É importante examinar o desempenho do sistema considerando a modelagem das máquinas e seus reguladores na rede CA para, desta forma, verificar o comportamento dinâmico do sistema quanto a transitórios eletromecânicos e estabilidade. De forma sucinta, para a modelagem das máquinas no sistema CA foram consideradas:

- Especificação das reatâncias síncronas, transitórias e subtransitórias nos eixos d-q (de acordo com equações de Park);
- Especificação das constantes de tempo transitórias e subtransitórias;
- Representação das máquinas como hidrogeradores típicos de polos salientes, com reatâncias de eixo de quadratura e direto diferentes;
- Reguladores de tensão com constantes de tempo e ganhos iguais para todas as máquinas. Eles foram modelados à imagem do regulador real das máquinas de Ilha Solteira;
- Reguladores de velocidade simplificado com controlador proporcional-integral, representando constantes de tempo típicas para hidrogeradores, realizados à imagem do regulador das turbinas de Ilha Solteira.

Na Figura 21(a) mostra-se a representação do hidrogerador síncrono o qual está conectado ao sistema através de um transformador 13,8/500 kV, e seu regulador de velocidade. Na Figura 21(b), mostram-se os principais componentes do regulador de tensão implementado na ferramenta de simulação.

Figura 21 - Detalhes: (a) da máquina equivalente incluindo o regulador de velocidade, (b) do regulador de tensão (Projeto Transmitir, 2012)

O regulador de velocidade consiste da soma de dois sinais, um para referência de potência mecânica constante e outro para compensação do erro de velocidade.

A referência de potência constante é calculada a partir do torque mecânico de equilíbrio em regime T_{m0} na Figura 21 (a). Quando a potência mecânica de regime é alcançada, esta é armazenada por um elemento *latch* biestável (*sample & hold*) e é usada posteriormente para calcular, a cada instante, o novo torque para a velocidade registrada naquele momento, conforme Equação 8.

$$T_{mec} = \frac{P_{mec}(cte)}{\omega} \quad (8)$$

O controlador do tipo P-I (proporcional-integral) do regulador de velocidade foi ajustado empiricamente com um ganho proporcional $K_p = 5$ e constante de tempo $T_i = 40s$.

Ressalta-se que este regulador em particular não representa completamente o comportamento e dinâmica das comportas de admissão, dos condutos forçados e das turbinas hidráulicas. A sua inclusão garante o erro nulo em regime permanente ao fornecer um torque amortecedor e estabilizante à máquina e, por isso, representa a característica geral de um regulador de longo prazo (da ordem de vários segundos).

Com o objetivo de evidenciar o efeito estabilizante do controle do MTDC sobre as máquinas do sistema CA, não foi incluso o estabilizador do sistema de potência (PSS - *Power System Stabilizer*).

O regulador de tensão constitui parte importante da dinâmica da máquina durante a recuperação após faltas, pois seu tempo de atuação (da ordem de frações de segundos a poucos segundos) é relativamente mais rápido do que o dos reguladores de velocidade e estabilizadores.

Os blocos de avanço-atraso de fase têm os seguintes valores: ganho global $G = 750$, constante de tempo de avanço $T_1 = 1,963\text{s}$ e de atraso $T_2 = 18,654\text{s}$. Assim, o regulador de tensão foi modelado de maneira mais detalhada, e os parâmetros utilizados correspondem às máquinas da usina de Ilha Solteira. Ele foi configurado para controlar a tensão na barra de alta tensão, compensando a regulação do transformador.

Os sinais *ENAB* (*enable*) e *S2M* (*source to machine*) na Figura 21 são utilizados para inicialização dos reguladores, permitindo que a máquina opere como fonte ideal até que seja estabelecido o regime permanente no sistema, suprimindo oscilações e transitórios de partida devido à dinâmica dos reguladores.

O procedimento para a operação e inserção dos geradores na rede de 500 kV é o seguinte:

- O sistema parte de condições iniciais nulas e as máquinas operam como fontes de tensão fixa e com velocidade constante para inicializar o regulador de tensão e atingir uma condição de regime (inclusive do elo CC);

- Em $t = 0,5s$, o regulador de tensão do gerador é ativado (a variável *S2M* muda de estado), e a máquina funciona como uma fonte de tensão controlada e com velocidade (frequência) constante;
- Em $t = 4,0s$, após o término do transitório de inicialização e atingido o regime permanente da rede, é inserido no sistema o modelo dinâmico das máquinas equivalentes (a variável *ENAB* muda de estado), com injeção de potência mecânica constante e igual à de regime somada a um sinal para correção do erro. A partir deste instante, as equações eletromecânicas e de oscilação da máquina são utilizadas, sendo liberadas as variações de torque mecânico e velocidade.

O problema de estabilidade se resume em estudar o comportamento das máquinas síncronas após estas serem perturbadas. Se a perturbação não envolve nenhuma variação líquida de potência, as máquinas devem retornar ao seu estado original de sincronismo. Caso haja desbalanceamento entre fornecimento e demanda causado por uma grande mudança de carga, de geração ou de topologia da rede, então um novo estado operativo é necessário. Em qualquer dos dois casos, todas as máquinas interconectadas ao sistema devem manter-se sincronizadas em um sistema estável (Kimbark, 1967).

Um sistema é dito estável se, sob certas condições, sua resposta durante o período transitório após uma perturbação é amortecida e ele se estabelece em um novo regime operativo em um tempo finito. Ela depende fortemente da magnitude e local da perturbação e, em segundo plano, das condições iniciais ou operativas do sistema. O requisito de que a oscilação seja amortecida é também chamado de estabilidade assintótica e é necessária aos sistemas de potência (Anderson, et al., 1994).

A função do equipamento de controle, ou seja, a regulação de velocidade, a regulação de tensão dos geradores, e o controle de carga-frequência da interligação, é perceber os desvios da condição normal e atuar no sentido de restaurar a frequência e tensão normais. Os dispositivos de controle possuem atraso em relação ao sinal de restabelecimento e, geralmente, não extinguem completamente as oscilações em torno das condições desejadas. Na maioria dos casos, as oscilações diminuem com o tempo, e em tais situações o sistema é

estável (Miller, 1994). A estabilidade deve ser considerada nas condições de regime permanente, transitória e dinâmica.

Os elementos levados em consideração na modelagem matemática dos transitórios são aqueles que afetam a aceleração (ou desaceleração) das máquinas. Geralmente, os componentes do sistema elétrico que influenciam os torques elétricos e mecânicos das máquinas devem ser incluídos no modelo, como topologia da rede antes, durante e após o transitório; cargas e suas características; parâmetros dos geradores síncronos; sistema de excitação das máquinas síncronas; turbina, governadores, acionadores e reguladores de velocidade.

Os defeitos normalmente aplicados à rede para estudos de estabilidade e transitórios são: aumento ou diminuição de cargas representadas por admitância fixa; curtos circuitos; e abertura de linhas e transformadores (Jardini, 1973).

Uma grandeza importante para estabilidade é a constante de inércia H das máquinas síncronas, definida como a relação entre a energia cinética armazenada na máquina na velocidade síncrona em MJ, e a sua potência nominal em MVA (Anderson, et al., 1994). Ela varia pouco com o porte da máquina, com valores tipicamente entre 1,5 e 4,3 segundos para geradores hidráulicos do tipo vertical para baixas rotações. Para o caso de máquinas coerentes conectadas a um mesmo ponto da rede, é possível considerar o conjunto como uma única máquina com constante de inércia equivalente (Stevenson, 1978).

Se o deslocamento do rotor em relação ao eixo de referência for δ , com posição inicial δ_0 , sendo que $\omega_{nominal}$ igual à velocidade síncrona e, para uma máquina com potência nominal $S_{nominal}$, então, o ângulo de referência $\theta(t)$ (Equação 9) e a equação do *swing* da máquina (Equação 10), desconsiderando atrito viscoso e elasticidade do eixo, serão (Kimbark, 1967):

$$\theta(t) = \omega_{nominal}t + \delta(t) + \delta_0 \quad (9)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{\int_{\delta_0}^{\delta} \frac{\omega_{nominal}(P_{mecânica} - P_{elétrica})}{S_{nominal}H} dt} \quad (10)$$

A transformação de Park é utilizada para deixar constante a matriz de indutâncias dos enrolamentos de armadura, de rotor, de amortecimento e de dispersão, desacoplando as equações de eixo direto e de quadratura da máquina (Dommel, 1986). A transformação normalizada na Equação 11 é aplicada para que as potências fiquem invariantes sob a transformação.

$$[T_{abc,dq0}]^{-1} = \begin{bmatrix} \sqrt{\frac{2}{3}} \cos \theta & \sqrt{\frac{2}{3}} \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sqrt{\frac{2}{3}} \cos \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sqrt{\frac{2}{3}} \sin \theta & \sqrt{\frac{2}{3}} \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sqrt{\frac{2}{3}} \sin \left(\theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} & \sqrt{\frac{1}{3}} \end{bmatrix} \quad (11)$$

Assim, a nova equação matricial da máquina será:

$$[v_{dq0}] = -[R][i_{dq0}] - \frac{d[\lambda_{dq0}]}{dt} + \begin{bmatrix} -\omega \lambda_q \\ +\omega \lambda_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Onde,

v_{dq} : Tensão terminal nos eixos dq0.

i_{dq0} : Corrente de armadura nos eixos dq0.

λ_{dq0} : Fluxos concatenados dos enrolamentos nos eixos dq0.

λ_d : Fluxo resultante de eixo direto.

λ_q : Fluxo resultante de eixo de quadratura.

ω : Velocidade da máquina.

R : Matriz diagonal de resistência de armadura da máquina.

Os termos de tensão induzida por efeito mocional $-\omega\lambda_q$ e $+\omega\lambda_d$ surgem devido à rotação dos pólos de campo e à transformação aplicada serem uma função do tempo.

Para estudos em que é necessário levar em consideração as variações de velocidade, o modelo deve representar a influência da inércia das massas acopladas ao eixo, dos efeitos de amortecimento e da rigidez (ou elasticidade) das conexões mecânicas entre partes rotativas. A representação por massa única normalmente é adequada para estudo de unidades hidráulicas, onde turbina e gerador são conectados por um eixo rígido. Para o estudo de unidades térmicas é necessária a representação através das diversas massas acopladas no sistema de geração. A Equação 13 apresenta a equação de *swing* reescrita para massas múltiplas, incluindo os coeficientes de perdas por atrito dinâmico e de elasticidade à torção.

$$[J] \frac{d^2}{dt^2} [\delta] + [D] \frac{d}{dt} [\delta] + [K][\delta] = [T_{\text{acelerante}}] \quad (13)$$

Onde:

$[J]$: Matriz diagonal de momento de inércia das massas rotativas.

$[\delta]$: Vetor de posição angular.

$[\omega]$: Vetor de velocidades.

$[D]$: Matriz de coeficientes de amortecimento (perdas por atrito dinâmico).

$[K]$: Matriz de coeficientes de rigidez do eixo (perdas torcionais).

$[T_{\text{acelerante}}]$: Diferença entre o vetor de torques mecânicos e o vetor de torques eletromagnéticos.

A interface entre as grandezas elétricas e mecânicas é feita por meio da Equação 14.

$$[T_{\text{mecânico}}] = \frac{p}{2} (\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) + \frac{-v_f i_f + i_f^2 R_f}{\omega_{\text{mecânica}}} \quad (14)$$

Onde,

P : Número de pares de polos da máquina;

v_f, i_f, R_f : Tensão, corrente e resistência no ramo de excitação;

$T_{mecânico}$: Torque mecânico exigido no eixo da máquina.

5.4 Considerações

Enquanto os Capítulos 3 e 4 foram voltados para a descrição teórica dos conversores e dos sistemas multiterminais, onde foi dada especial atenção ao funcionamento, este capítulo deteve-se na descrição da implementação dos elementos abordados anteriormente.

A modelagem empregada possui alto grau de detalhamento dos elementos envolvidos, o que agrega grande confiabilidade aos resultados obtidos por simulação, com o ponto negativo sendo o grande trabalho computacional exigido nas simulações.

Para a simulação de sistemas de grande porte, especialmente durante o planejamento do sistema elétrico, onde há necessidade de simulação de inúmeros cenários operativos, é fundamental a criação de modelos mais simplificados, que permitam simulações rápidas e com menos uso computacional, ao mesmo tempo que mantenham a precisão e confiabilidade dos resultados. Tais modelos podem ser obtidos a partir da simplificação de um modelo mais completo, o que justifica a modelagem detalhada que foi empregada neste trabalho.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados da simulação com a modelagem proposta.

6 Resultados de Simulação do Multiterminal

Para avaliar o desempenho do sistema multiterminal, inicialmente foram aferidas as condições de inicialização e de regime permanente. Posteriormente, foram simuladas diversas contingências: falta monofásica próxima ao retificador, falta monofásica próxima a um dos inversores; e falta polo a terra próximo ao retificador (CIGRÉ, 2013).

Nos itens 6.1 e 6.2, as máquinas do sistema foram modeladas por fontes equivalentes de Thévenin (i.e., por fontes ideais mais uma reatância síncrona), o que permite avaliar o desempenho dos conversores e do sistema multiterminal durante transitórios e inicialização.

No item 6.3, os modelos completos de máquina síncrona foram inseridos, de maneira a avaliar a interação eletrodinâmica entre conversores e máquinas, as oscilações de velocidade e ângulo de máquina e a influência das variações de potência ativa no multiterminal sobre a estabilidade de tensão (tanto CA como CC), frequência e ângulo do sistema (CIGRÉ, 2013).

O Apêndice B apresenta uma comparação entre o comportamento dos conversores com e sem a presença de máquinas síncronas na rede CA, evidenciando a atuação amortecedora dos controles do multiterminal.

6.1 Inicialização e Regime Permanente

Os inversores são configurados para extrair potência ativa do *link*; entretanto, durante a inicialização do sistema, como este parte de condições iniciais nulas (característica específica do *software* usado), a atuação do retificador deve atuar rapidamente para injetar a potência necessária para os inversores.

Nas Figura 22 e Figura 23 são apresentados o ângulo de disparo nos retificadores e de extinção nos inversores. Antes da acomodação do sistema, os conversores ficam praticamente desabilitados, com α chegando ao seu limite mínimo rapidamente, o que resulta no estabelecimento de uma tensão no *link* pela atuação mais rápida do retificador, enquanto que os inversores atuam mais lentamente para retirar potência do sistema em corrente contínua.

Figura 22 - Ângulo de disparo α nos retificadores 1 e 2.

Figura 23 - Ângulo de disparo α nos inversores 2 e 3.

Após o regime permanente ser alcançado, os ângulos se estabelecem em $16,5^\circ$ no Inversor 2 e em $23,9^\circ$ no Inversor 3, indicando que o Inversor 2 controla a tensão no *link* e o Inversor 3 controla sua corrente, assim como os retificadores.

A Figura 24 mostra as tensões CC durante inicialização e regime no terminal retificador (E_{dc_R}) e nos terminais inversores (E_{dc_Inv2} e E_{dc_Inv3}). As correntes medidas em cada ramo do multiterminal podem ser vistas na Figura 25.

Figura 24 - Tensão CC em cada terminal.

Figura 25 - Corrente em cada ramo do multiterminal.

A potência ativa transmitida pelo elo CC principal (P_{dc_1}) e a potência recebida pelos Inversores 2 (P_{dc_2}) e 3 (P_{dc_3}) são mostradas na Figura 26. A tensão do terminal retificador vista na Figura 24 tende a elevar-se ligeiramente (verificada em 1,073 pu) para permitir a transmissão de 2145,5 MW em regime permanente e suprir as perdas nas linhas e nos conversores. A potência total recebida nos inversores é de 2055,5 MW, o que configura perda de 4,2% na linha. Como a potência total de saída nos inversores (i.e., a potência efetivamente transferida à rede CA) é de 2000 MW, a perda nos conversores é de 2,7%.

Figura 26 - Potência ativa em cada ramo do multiterminal.

A solução do multiterminal em regime permanente apresentou valores para ângulos de operação, perdas de sistema e níveis de tensão e corrente condizentes com valores típicos e que satisfazem as equações do fenômeno. Além disso, a inicialização do sistema é rápida, demonstrando a robustez da configuração.

6.2 Faltas no Sistema com Fontes Ideais Equivalentes

Com o objetivo de observar o desempenho do sistema multiterminal diante de condições transitórias, faltas na rede básica de 500 kV foram simuladas próximo aos conversores. A seguir, são apresentados os resultados para aplicação de faltas no sistema com máquinas modeladas por fontes ideais (f.e.m. atrás de uma reatância) equivalentes trifásicas.

6.2.1 Falta CA Monofásica no Terminal Retificador (F1)

Após o estabelecimento do regime, foi simulada a incidência de uma falta monofásica na fase A no terminal retificador do multiterminal (Falta F1 na Figura 14), após 1,0s do início da simulação, com uma duração de 100 ms e subsequente extinção sem abertura de linha.

Quando a falta é eliminada, a injeção de potência no sistema CC pelo retificador é rápida, o que causa uma elevação de tensão e pico de corrente⁴. O controle detecta a sobretensão e sobrecorrente e as condições são restabelecidas no sistema multiterminal, como pode ser visto nas Figura 27 e Figura 28. Os afundamentos de tensão no lado CA dos terminais são vistos na Figura 29.

⁴ Os tiristores de potência suportam uma corrente de pico não repetitiva (50-60 Hz) da ordem de 10 a 20 vezes o valor médio de corrente (Powerex Inc., 2013).

Figura 27 - Tensão CC em cada terminal para a falta F1.

Figura 28 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F1.

Figura 29 - Tensão (pu) no lado CA de cada terminal para a falta F1.

O ângulo de disparo α do retificador é controlado para o nível mínimo permitido (Figura 30), tentando manter sua corrente e o despacho no elo. A tensão dos terminais oscila rapidamente durante a falta devido à variação do ângulo γ dos inversores (Figura 31 e Figura 32).

Figura 30 - Ângulo de disparo α do Retificador para a falta F1.

Figura 31 - Ângulo de disparo α do Inversor 2 para a falta F1.

Figura 32 - Ângulo de disparo α do Inversor 3 para a falta F1.

Apesar da falta acontecer em um dos terminais, o sistema ainda é capaz de transmitir potência e também é capaz de se restabelecer após o final do evento, pois o terminal atingido era um terminal de retificação, e não sofre de falha de comutação durante afundamentos de tensão ou outros eventos severos.

6.2.2 Falta CA Monofásica no Terminal Inversor 3 (F2)

Um segundo após o início da simulação, após o estabelecimento do regime, foi simulada uma falta monofásica na fase A no terminal do Inversor 3 do multiterminal (Falta F2 na Figura 14). O evento dura 100 ms e se extingue sem abertura de linha.

Esta simulação representa um atributo de sistemas em corrente contínua baseados em CSC: após a ocorrência de uma falta onde há afundamento de tensão CA no terminal inversor, pode haver falha de comutação naquele conversor.

Logo após o curto, há o colapso da tensão CC no multiterminal e um pico de corrente da ordem de 2,0 a 2,5 vezes o valor de regime, com subsequente redução das correntes nos ramos através redefinição do alvo de corrente por meio do VDCOL⁵. O controle causa a redução e até mesmo interrupção da transmissão de potência no sistema durante a falta e depois coordena sua reinicialização, conforme Figura 33 e Figura 34.

Figura 33 - Tensão CC em cada terminal para a falta F2.

⁵ Este comportamento é verificado tanto durante faltas CA próximas a conversores LCC quanto durante faltas afastadas. Em sistemas com CCC, o comportamento diante de faltas é melhorado (Sood, 2004).

Figura 34 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F2.

Inicialmente, instantes após o curto-circuito, há uma tendência de o sistema CC 'alimentar' a falta. Esse efeito é visto na Figura 34, onde há um pico de corrente nos terminais um (em verde) e três (em vermelho), e uma redução abrupta da corrente no terminal dois (em azul), indicando uma interrupção da transmissão e, caso fosse possível, uma posterior reversão do sentido da corrente.

A falta monofásica causa um afundamento na tensão dos terminais, sendo mais pronunciado no terminal atingido. A transferência do efeito aos outros terminais é muito pequena, como mostrado na Figura 35.

Figura 35 - Tensão (pu) no lado CA de cada terminal para a falta F2.

A seguir são apresentados os ângulos de controle dos conversores durante o evento. O Retificador atua para reduzir a tensão no multiterminal, levando rapidamente o ângulo de disparo α para próximo de 90° (Figura 36). O mesmo se passa com o terminal Inversor 2, que controla a tensão do sistema em regime permanente (Figura 37).

Figura 36 - Ângulo de disparo α do Retificador para a falta F2.

Figura 37 - Ângulo de disparo α do Inversor 2 para a falta F2.

A atuação do Retificador e do Inversor 2 é essencial para a extinção da falta, já que o Inversor 3 age para aumentar a tensão no *link*, tentando manter sua corrente no alvo pré-estabelecido. Isso é visto na Figura 38, com o ângulo de extinção γ sendo levado a um valor inferior ao mínimo, devido à perda de referência do lado CA (com apenas duas fases sãs durante o curto).

Figura 38 - Ângulo de disparo α do Inversor 3 para a falta F2.

Neste caso, tornam-se evidentes os efeitos de uma falha de comutação em um sistema multiterminal. Apesar da falta dar-se exclusivamente em um terminal inversor, com pouca influência registrada sobre a tensão eficaz no lado CA dos outros (conforme Figura 35), há

interrupção da transmissão e o sistema precisa ser recomposto, o que demonstra novamente a necessidade de uma atuação rápida e coordenada do controle dos outros terminais. Apesar do efeito severo da falha de comutação, a coordenação dos terminais e atuação do *master control* permitiu o restabelecimento da transmissão em 200 ms após a extinção da falta.

Em termos de oscilação e desbalanceamento de potência ativa nas máquinas, quanto mais rápida for a recuperação da transmissão no MTDC, menos severo será o evento do ponto de vista da estabilidade eletromecânica.

6.2.3 Bloqueio Sequencial dos Inversores (F3)

Em topologias multiterminais, pode haver ocasiões em que seja necessário o bloqueio do conversor para protegê-lo diante de maiores solicitações, para prevenir a propagação dos efeitos de uma falha interna, ou de erros no sistema de controle, afundamentos de tensão, entre outros.

Enquanto o bloqueio do conversor estiver habilitado e os sinais de gatilho dos tiristores permanecerem interrompidos, não haverá comutação e, conseqüentemente, não haverá corrente no lado de corrente contínua. Com isso, a transmissão de potência também é interrompida.

Com o objetivo de mostrar a resposta do sistema multiterminal HVDC diante desta condição operativa, um caso teste em que há o bloqueio sucessivo dos dois terminais inversores foi realizado.

Durante a simulação, o Inversor 3 foi bloqueado primeiro em $t = 1,5s$, resultando em uma configuração PAP entre o terminal Retificador e o Inversor 2. Na sequência, o Inversor 2 foi bloqueado em $t = 3,0s$, mantendo-se o bloqueio do Inversor 3, efetivamente impedindo a transmissão no multiterminal.

A Figura 39 mostra a evolução do evento do ponto de vista da tensão CC. Com o bloqueio de ambos os inversores, a corrente na rede se extingue e a tensão sobe ao nominal devido ao armazenamento de energia nas linhas.

Figura 39 - Tensão CC em cada terminal para a falta F3.

As correntes dos conversores são interrompidas após o bloqueio da comutação, com o *link* se restabelecendo rapidamente em configuração convencional PAP, onde o Retificador controla a corrente e o Inversor 2 controla sua tensão (entre os instantes $t = 1,5s$ e $t = 3,0s$). O bloqueio causa um pico de corrente no conversor em falta, pois toda a energia que continua sendo transmitida ao terminal em falta durante o bloqueio e antes da atuação de rebalanceamento do *master control* causam um efeito avalanche antes da interrupção completa das chaves, conforme Figura 40.

Figura 40 - Corrente em cada ramo do multiterminal para a falta F3.

O fluxo de potência ativa no sistema pode ser visto na Figura 41, onde se verifica que o sistema atinge um novo ponto de operação após o primeiro bloqueio, transmitindo a potência nominal do Inversor 2, mas é totalmente desativado após o segundo bloqueio.

Figura 41 - Fluxo de potência ativa em cada ramo do multiterminal para a falta F3.

O evento causa uma variação brusca de corrente no sistema, o que faz com que os ângulos de disparo mudem para valores próximo de 90° para reduzir a tensão da conexão. Após o primeiro bloqueio, o sistema se acomoda e o novo ângulo α passa de $17,1^\circ$ para $29,0^\circ$ (Figura 42), enquanto que o Inversor 2 retoma o mesmo valor de regime de $16,5^\circ$ (Figura 43).

Figura 42 - Evolução do ângulo de disparo α do Retificador durante o evento F3.

Figura 43 - Evolução do ângulo de disparo α do Inversor 2 durante o evento F3.

Mesmo com a inibição do chaveamento, o cálculo do sinal de disparo do Inversor 3 continua sendo realizado e apresenta o perfil da Figura 44. Como sua corrente cai para zero durante o bloqueio, seu controle tenta reduzir ao máximo sua tensão para forçar o retorno da corrente ao valor nominal.

Figura 44 - Evolução do ângulo de disparo α do Inversor 3 durante o evento F3.

Quando o Inversor 2 é também bloqueado, não há diferença de potencial entre os terminais e os ângulos de extinção são levados ao mínimo (próximos aos valores de regime, mas sem alcançá-lo novamente).

Após o bloqueio de um inversor, o sistema mostra-se robusto e capaz de absorver as variações de potência e tensão, sendo capaz até mesmo de se restabelecer em configuração convencional PAP e manter a transmissão de 1000 MW nominais ao longo dos 1300 km do ramo principal entre 1,5s e 3,0s de simulação (i.e., antes do bloqueio do segundo inversor).

A atuação rápida do controle é fundamental para a proteção do conversor em situações de falta interna e permite uma melhor operação do sistema como um todo. Este caso também exemplifica a flexibilidade da conexão multiterminal paralela, onde a perda de um terminal, apesar de severa, é plenamente absorvida pelos outros terminais e o sistema permanece em funcionamento.

6.2.4 Falta na Linha CC (F4)

Em sistemas em corrente contínua, deve ser estudada a ocorrência de falta do tipo polo-polo-terra na linha CC. Esta é uma das faltas mais severas em transmissão CC, pois interrompe completamente o fluxo de potência, exigindo atuação rápida do controle para eliminação da falta e para reinicialização do sistema.

Como o sistema bipolar CC foi modelado por um sistema monopolar equivalente, este evento foi simulado por um curto franco polo-terra no início da linha CC, próximo ao

terminal retificador, com duração de 100 ms e iniciando 3 segundos após o início da simulação (em $t = 3,0s$).

A Figura 45 mostra o afundamento completo da tensão no *link* e a interrupção da transmissão de potência no sistema. É evidente a atuação rápida do controle de corrente auxiliado pelo VDCOL, que reduz o *setpoint* de corrente nos conversores para que não haja alimentação do curto-circuito pelo lado CA. Os ângulos de disparo são levados a valores próximos de 90° e há a supressão da corrente circulante nas linhas CC, favorecendo a extinção da corrente de curto circuito sem a necessidade de atuação de um dispositivo disjuntor.

Figura 45 - Tensão CC, corrente e potência nos ramos do multiterminal para falta F4.

6.3 Faltas no Sistema com Máquinas Síncronas e Reguladores

Em regime permanente, o sistema encontra-se em uma situação estática onde a energia inserida nele é igual à extraída dele, e ele pode ser descrito por equações lineares. Durante transitórios, a resposta dinâmica do sistema deve ser descrita por equações diferenciais (Anderson, et al., 1994).

Os eventos transitórios causam um desbalanceamento no equilíbrio de forças e há flutuações de potência e energia até que se restabeleça o regime estático. A influência dessas variações são verificadas nos elementos onde há armazenamento de energia, seja ela eletromagnética ou mecânica, onde há oscilações das forças e energias até que o sistema se acomode em uma nova condição operativa, caso ele seja estável.

Dentre os elementos armazenadores de energia, aquele que suscita maior interesse em estudos de estabilidade eletromecânica é a máquina elétrica⁶, onde o equilíbrio de forças e a resposta transitória são avaliados pela interação de suas equações eletrodinâmicas expostas no Capítulo 5 e as equações lineares descritivas do sistema elétrico a que se conectam.

Neste item, são avaliadas as respostas das máquinas síncronas, modeladas à imagem de usinas hidrelétricas como a das barras 71, 4941, 89 e 14 do sistema elétrico brasileiro, diante das faltas F1 e F2 já apresentadas, com especial foco sobre a interação entre as máquinas e o sistema multiterminal no que diz respeito ao amortecimento das oscilações de frequência, ângulo, potência e tensão.

6.3.1 Falta CA Monofásica no Terminal Retificador (F1)

Na Figura 46 pode ser visto o comportamento das potências elétrica (P_{elt}) e mecânica (P_{mec}), da frequência (F), dos torques elétrico (T_{elt}) e mecânico (T_{mec}) e da tensão terminal

⁶ Neste trabalho, apenas a máquina síncrona é objetivo de estudo.

(V_{rms}) das máquinas equivalentes na Barra 71 (Tucuruí) e Barra 14 (P. Afonso), para o caso da falta monofásica no lado CA dos retificadores, simulada por 100 ms a partir de $t = 4,5$ s.

O gráfico de torques na Figura 46 evidencia a diferença entre as constantes de tempo elétricas e mecânicas das máquinas. No gráfico de potências elétrica e mecânica é possível notar uma diferença entre elas, até mesmo em regime permanente, atribuída ao atrito viscoso da parcela $D\omega$ na Equação 13.

Figura 46 - De cima para baixo: Potências elétrica (vermelho) e mecânica (verde), frequência, torques mecânico (verde) e elétrico (azul), e tensão eficaz nos terminais na (a) Barra 71 - Tucuruí, (b) Barra 14 – P. Afonso para a falta F1.

Na Figura 47 são apresentados as medidas de potência ativa transmitida, tensão CC, corrente CC e ângulo de disparo no retificador e no inversor 2. É visível o efeito do controle rápido do ângulo de disparo que leva α para o valor mínimo de 5° durante a falta, reduzindo a potência transmitida, enquanto que o inversor que controla tensão leva o ângulo de extinção

para próximo de 90° e reduz a tensão na conexão CC para zero durante a falta. Após a eliminação da falta, o sistema de controle restabelece a transmissão nominal.

(a)

(b)

Figura 47 - De cima para baixo: Potência ativa, tensão CC, corrente CC e ângulo de controle no (a) Retificador 1, (b) Inversor 2 para a falta F1.

A Figura 48 mostra a diferença angular entre as máquinas de Belo Monte (Barra 4941), Paulo Afonso (Barra 14) e Xingó (Barra 89) em relação à máquina de Tucuruí (Barra 71). Observa-se que as barras 14 e 89 possuem aproximadamente o mesmo ângulo relativo à barra de referência (curvas vermelha e verde) devido a sua proximidade elétrica. As diferenças angulares das barras 14 e 89 são maiores do que a diferença da máquina 4941, que está mais próxima da barra de referência (Barra 71).

Comparando-se os gráficos de velocidade (Figura 46) com o de ângulo relativo das máquinas (Figura 48), é possível notar a influência da aplicação do curto monofásico no terminal retificador (Barra 550) sobre o carregamento das usinas. Logo após a falta, a

potência transmitida pelo elo CC cai, efetivamente reduzindo a carga equivalente vista pelas máquinas nas barras 4941 e 71 e causando um desbalanceamento entre potência mecânica entregue pelas turbinas e potência elétrica solicitada pela rede e, conseqüentemente, acelerando-as (Figura 46a). Por outro lado, como a transmissão pelo elo CC foi brevemente reduzida, as máquinas em 14 e 89 deverão suprir uma maior potência elétrica (Figura 46b) para alimentar as cargas locais, utilizando sua energia armazenada e reduzindo sua velocidade.

Isto também pode ser verificado pela análise da Figura 48, onde o ângulo relativo das máquinas na Barra 14 e Barra 89 aumenta, enquanto que o da Barra 4941 diminui o que indica que a falta teve um efeito acelerante sobre a região do terminal retificador e um efeito desacelerante sobre os terminais inversores.

Contudo, verifica-se o restabelecimento das máquinas após a falta, visto que as respostas são amortecidas e retornam às mesmas condições iniciais de regime. O rápido restabelecimento da transmissão CC permite o amortecimento das oscilações após a retomada de carga. Caso a carga não fosse recuperada em tempo, poderia haver perda de estabilidade por conta da aceleração das máquinas para além da margem de operação.

Figura 48 - Ângulo mecânico relativo à máquina de Tucuruí (Barra 71) para a falta F1.

6.3.2 Falta CA Monofásica no Terminal Inversor 3 (F2)

No caso da falta monofásica no lado CA do Inversor 3 observam-se também as oscilações e posterior restabelecimento das grandezas na rede CA e CC à condição de equilíbrio após remoção da mesma. A Figura 49 e Figura 50 mostram esses resultados.

Figura 49 - De cima para baixo: Potências elétrica (vermelho) e mecânica (verde), frequência, torques mecânico (verde) e elétrico (azul), e tensão eficaz nos terminais na (a) Barra 71 - Tucuruí, (b) Barra 14 – P. Afonso para a falta F2.

Para esta perturbação, os ângulos nas barras 4941 (B. Monte), 14 (P. Afonso) e 89 (Xingó), em relação à barra 71 (Tucuruí), mostraram também respostas amortecidas com retorno à condição de pré-falta (vide Figura 51). Comparando-se as potências na Figura 47 e

Figura 50, pode-se dizer que a falta monofásica aplicada no terminal Inversor 3 é mais severa, pois interrompe completamente a transmissão de ambos os terminais, devido à proximidade geográfica entre eles (~ 300 km). Assim, a implicação deste defeito sobre o balanço de potência, acelerações e ângulos relativos é mais proeminente, conforme comparação entre a Figura 46 e Figura 49, e entre a Figura 48 e Figura 51.

Figura 50 - De cima para baixo: Potência ativa, tensão CC, corrente CC e ângulo de controle no (a) Retificador 1, (b) Inversor 2 para a falta F2.

Figura 51 - Ângulo mecânico relativo à máquina de Tucuruí (Barra 71) para a falta F2.

6.4 Considerações

Em todos os casos simulados, o sistema multiterminal mostrou-se robusto e, considerando-se o grau de severidade das faltas estudadas, a configuração estudada provou-se realizável tecnicamente. Entretanto, há ainda um certo caráter experimental da tecnologia multiterminal, do ponto de vista que existem apenas dois sistemas em operação atualmente, com capacidade total de pouco mais de 2500 MW, ao passo que há mais de 60 GW instalados em empreendimentos convencionais ponto-a-ponto.

Por outro lado, os sistemas de SACOI e Quebec-New England se mantêm em operação há mais de duas décadas de maneira sólida e bem estabelecida, o que motivaria a instalação de novos multiterminais. A transmissão convencional de Itaipu permite o paralelismo dos conversores na mesma estação caso haja a perda de um dos bipolos de transmissão, o que exige um controle centralizado para a coordenação das ordens de corrente, tal qual em um sistema multiterminal.

Mesmo assim, as dificuldades e desafios técnicos para a operação, manutenção, planejamento e expansão de sistemas em corrente contínua, malhados ou não, apresentam-se como uma barreira à grande aceitação dos órgãos de planejamento e operação do sistema, e serão ainda necessários longos estudos e desenvolvimento de novos modelos que permitam maior facilidade para seu estudo antes que os multiterminais alcancem maior competitividade e aceitação no mercado.

7 Sumário e Conclusões

Este trabalho apresentou a tecnologia CSC/LCC em operação atualmente para a transmissão de energia em corrente contínua, considerando conversores do tipo fonte de corrente. Foram apresentadas algumas configurações em operação atualmente, bem como configurações de projetos previstos para o futuro.

No Capítulo 3, foram introduzidas as equações básicas e fundamentos teóricos para a compreensão dos conversores LCC e suas interações com a rede de corrente alternada.

O Capítulo 4 se deteve na descrição das configurações multiterminais LCC, sua operação e modelagem do ponto de vista da simulação. Foram apresentados alguns aspectos dos sistemas MTDC e suas potenciais aplicações no sistema elétrico brasileiro.

Em seguida, o Capítulo 5 detalhou os modelos utilizados para avaliar a conexão de um sistema HVDC de três terminais ao sistema norte-nordeste brasileiro. Foram discutidos os modelos de linha para simulação, o modelo do conversor LCC utilizado, o controle do ângulo de disparo, a estratégia de controle de cada terminal (CEA ou CC), a coordenação de corrente entre os conversores e o *master control*. Foi ainda apresentado o modelo de máquina elétrica utilizado e seus reguladores de tensão e velocidade.

Os resultados obtidos por meio de simulação foram discutidos extensivamente no Capítulo 6, onde são cobertos casos de inicialização dos sistema MTDC, comportamento e desempenho durante faltas monofásicas e trifásicas em ambos os lados do sistema de transmissão (i.e., retificador emissor e inversor receptor). Foi avaliado o desempenho do sistema diante de uma falta CC na linha de transmissão e do bloqueio de conversor.

Mostrou-se também que *softwares* do tipo EMT podem ser usados para estudos de transitórios eletromecânicos, desde que modelos adequados de máquinas rotativas e outros equipamentos de interesse (e.g., conversores CA/CC, compensadores estáticos e FACTS) estejam disponíveis.

A área de sistemas de potência está em franca expansão, com novas dificuldades e novos desafios surgindo a cada dia. Por exemplo, a necessidade de conexão de inúmeras fazendas eólicas ao sistema interligado e sua operação em regime estocástico. Ou então, o

reforço do SIN através de conexões robustas para transmissão de grandes blocos de energia e os consequentes problemas de *multi-infeed*. Algumas, porém certamente não todas, dessas potenciais linhas de pesquisa são enumeradas no Capítulo 8.

Este trabalho expôs uma solução multiterminal com CSC para a integração energética no sistema norte-nordeste brasileiro. Não foi foco deste trabalho a comparação entre alternativas de transmissão, mas sim a verificação de apenas uma delas, dando atenção à operação e simulação da estratégia adotada e expondo suas particularidades.

O sistema multiterminal de três terminais CSC (ou LCC) mostrou boa recuperação após distúrbios, inclusive durante faltas severas na rede CA. Os efeitos das faltas sobre os geradores foi mitigado pela atuação rápida dos controles dos conversores, enquanto que as oscilações eletromecânicas verificadas nas máquinas equivalentes foram amortecidas e o sistema mostrou boa capacidade de retornar às condições iniciais ou próximo delas. A simulação da rede exemplo reforçou a possibilidade de arranjos multiterminais no Sistema Interligado Nacional, frente ao constante aumento dos elos de corrente contínua no Brasil.

O comportamento em regime permanente do multiterminal inserido no sistema interligado nacional mostrou-se aceitável. Ainda, a resposta dinâmica após perturbações na rede mostrou a estabilidade e robustez do esquema. Os resultados demonstraram que é possível expandir sistemas que atualmente operam em esquema PAP, desde que haja uma adequada coordenação da corrente e adaptação dos controles entre os conversores, permitindo uma operação multiterminal satisfatória.

A solução multiterminal LCC pode ser considerada como opção à transmissão de grandes blocos de energia a longas distâncias durante estudos de planejamento e expansão da rede elétrica brasileira.

O corpo bibliográfico deste texto mostrou um crescente interesse não apenas da comunidade acadêmica, mas também de fabricantes e órgãos concessionários de energia em deter as tecnologias de transmissão e conversão de energia. A presença marcante destes grupos nos comitês e grupos de estudos do Cigré é prova patente de que esta é uma área em expansão, com muitos objetos de pesquisa e desenvolvimento ainda em aberto.

8 Trabalhos Futuros

Redes de corrente contínua em malha são o mais recente desafio tecnológico na área de transmissão de energia elétrica. As novas tecnologias de chaves eletrônicas e conversores prometem a integração das diversas fontes renováveis e não renováveis como eólicas, fotovoltaicas, biomassa, hidráulicas e térmicas.

Essa nova tecnologia para transmissão abre a possibilidade para:

- A criação de uma super-rede CC sobre a rede continental CA;
- Conexão multiterminal para transmissões em longas distâncias.

Este processo é motivado:

- Pelos projetos atuais na Europa (compreendendo parques eólicos no Mar do Norte e geração fotovoltaica no norte da África com transmissão para a Europa);
- Integração de parques eólicos e de plataformas *off-shore*;
- Uso mais frequente de transmissão a longas distâncias com cabo (distâncias acima do limite crítico de transmissão com cabo em CA);
- Necessidade de transmissão submarina, mais vantajosa em corrente contínua.

Assim, surge uma ampla área de pesquisa no âmbito de sistemas interligados e mistos CA/CC, no que tange a:

- modelo de conversores VSC para estudos de fluxo de potência, estabilidade eletromecânica e transitórios eletromagnéticos;
- implantação de modelos do conversor VSC em programa de estabilidade;

- tecnologia de chaves eletrônicas e conversores;
- conversor CC/CC para interconexão de redes em corrente contínua em diferentes níveis de tensão (efetivamente, transformadores CC/CC);
- proteção e coordenação de operação;
- disjuntores de corrente contínua e mecanismos de extinção de falta;
- arranjos de subestações e de conversores;
- rede de neutro metálico e aterramento de subestações;
- regulação econômica e técnica de redes mistas CA/CC interligadas;
- normalização de tensões de operação;
- despacho ótimo de conversores e operação ótima do sistema misto CA/CC;
- topologias e configurações de rede CC, incluindo sistemas HVDC híbridos com CSC e VSC;
- problemas de *multi-infeed* associados a maior densidade de conversores conectados à rede CA;
- avaliação de estabilidade a perturbações e a pequenos sinais;
- interações, interdependência e cooperação entre os controles e modos normais de cada conexão em um sistema CC altamente conectado.

9 Referências

ABB ABB HVDC Light [Online]. - 2013a. - Acesso em 8 de Outubro de 2013. - Disponível em: <<http://www.abb.com/industries/us/9AAC30300394.aspx>>.

ABB CCC Concept [Online]. - 2013c. - Acesso em 18 de Novembro de 2013. - Disponível em:
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/302fc0a0fbc89556c125721a0032e2f7/\\$file/ccc%20concept.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/302fc0a0fbc89556c125721a0032e2f7/$file/ccc%20concept.pdf)>.

ABB HVDC Classic [Online]. - 2010. - Acesso em 8 de Outubro de 2013. - Disponível em:
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/ecd1e974c2e71394c12578290056293b/\\$file/HVDC%20Grids%20for%20Integration%20of%20Renewable%20Power%20Sources.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/ecd1e974c2e71394c12578290056293b/$file/HVDC%20Grids%20for%20Integration%20of%20Renewable%20Power%20Sources.pdf)>.

ABB HVDC Light - The original VSC technology - Reference List [Online]. - 2013b. - Acesso em 8 de Novembro de 2013. - Disponível em:
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3009b722bee6326ac1257b42003c63e8/\\$file/POW0027_LR.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/3009b722bee6326ac1257b42003c63e8/$file/POW0027_LR.pdf)>.

ABB North-East Agra - a +/-800 kV transmission superhighway Multiterminal system with 8.000 MW converter capacity. [Online]. - 2011. - Acesso em 19 de Fevereiro de 2013. - Disponível em:
<[http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/5e14689c5b570986c1257927004fd08e/\\$file/POW0071%20LR.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/5e14689c5b570986c1257927004fd08e/$file/POW0071%20LR.pdf)>.

ALSTOM Effective HVDC Solutions - Up to 800 kV [Online]. - 2010. - Acesso em 23 de Outubro de 2013. - Disponível em:
<<http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/Effective%20HVDC%20solutions%20up%20to%20800%20kV.pdf>>.

Anderson P. M. e Fouad A. A. Power System Control and Stability [Livro]. - New York : IEEE Press, 1994.

ANEEL Anexo 6A-CC/Lote LA-CC - Transmissão Associada à Integração das Usinas do Rio Madeira [Online]. - 2008. - Acesso em 25 de Setembro de 2013. - Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/01_LOTE_LA_CC_Madeira.pdf>.

Bassini M. T. [et al.] Modelling Hybrid AC/DC Networks for Stability Studies // HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance. - Brasília : Cigré-Brasil CE B4, 2013.

Bergström L. [et al.] Simulator Study of Multiterminal HVDC System Performance [Conferência] // IEEE PES Winter Meeting. - New York : [s.n.], 1978.

Braunagel D. A., Kraft L. A. e Whysong J. L. Inclusion of dc converter and transmission directly in a Newton power flow [Conferência] // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. - 1976. - Vols. 95, nº 1. - pp. 76-88.

China Southern Power Grid CSG lança primeiro sistema de transmissão multiterminal DC flexível [Online]. - CSG, 2013. - Acesso em 9 de Janeiro de 2014. - Disponível em: <http://www.csg.cn/index/dbt/201312/t20131225_74863.html#>.

CIGRÉ Brochure 269 - VSC Transmission [Livro]. - Paris : Cigré, 2005. - Vol. 1 : p. 162.

CIGRÉ Brochure 563 - Modelling and Simulation Studies to be performed during the lifecycle of HVDC Systems [Livro]. - Paris : Cigré, 2013. - Vol. 1 : p. 176.

Dommel H. W. Electromagnetic Transients Program Reference Manual: EMTP Theory Book [Livro]. - Portland : BPA, 1986.

ESBR Engenharia otimizada: mais segurança energética para o país [Online]. - Energia Sustentável do Brasil, 2014. - Acesso em 12 de janeiro de 2014. - Disponível em: <<http://www.energiasustentaveldobrasil.com.br/caracteristicas.asp>>.

Esmeraldo P., Carvalho D. e Souza D. Planning Conceptions for a +- 800 kV HVDC Transmission System in Brazil // HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance. - Brasília : Cigré-Brasil CE B4 , 2013.

Fischer P. [et al.] Case Study of a Multi-Infeed HVDC System [Conferência] // PowerCon 2008, New Delhi, India, 12-15 de Outubro. - 2008.

Gnanarathna U., Gole A. e Jayasinghe R. Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Janeiro de 2011. - Vol. 26. - pp. 316-324.

Goldemberg J. e Vilanueva L. D. Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento [Livro]. - São Paulo : Edusp, 2003. - 2ª edição : p. 227.

Graham J. F. [et al.] The Rio Madeira HVDC System - Design aspects of Bipole 1 and the connector to Acre-Rondônia [Periódico] // Eletroevolução Sistemas de Potência. - [s.l.] : Cigré-Brasil, Dezembro de 2013. - nº 73. - pp. 35-42.

Graham J., Kumar A. e Bileedt G. HVDC Power Transmission for Remote Hydroelectric Plants [Conferência] // CIGRÉ SC B4 Colloquium on "Role of HVDC FACTS and Emerging Technologies in Evolving Power Systems". - Bangalore, India : [s.n.], 2005.

Gyugyi L. e Hingorani N. G. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems [Livro]. - New York : IEEE Press, 2000. - Vol. 1 : p. 462.

Horita M. A. B [et al.] Load Flow Calculation in a Hybrid AC and DC Grid // HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance. - Brasília : Cigré-Brasil CE B4, 2013.

Jardini J. A. Alguns Fenômenos Transitórios em Sistemas Elétricos de Potência. // Tese de Doutorado. - São Paulo : Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 1973.

Juhlin L-E. Parallel Connectino of Converters for HVDC Transmission [Artigo] // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - Cidade do México : [s.n.], Maio de 1978. - 3 : Vols. PAS-97.

Khatir M. [et al.] Effect of the DC Control on Recovery from Commutation Failures in an HVDC Inverter Feeding a Weak AC Network [Artigo] // Journal of Electrical Engineering. - 2007. - 4 : Vol. 58. - pp. 200-206.

Kimbark E. W. Direct Current Transmission Volume I [Livro]. - New York : John Wiley & Sons, 1971. - p. 508.

Kimbark E. W. Power System Stability. Volume 1: Elements of Stability Calculations [Livro]. - New York : John Wiley & Sons, 1967. - 8ª ed : Vol. 1.

Lamm U., Uhlmann E. e Danfors P. Some aspects of tapping HVdc transmission systems [Artigo] // Direct Current. - Maio de 1963. - Vol. 8. - pp. 124-129.

Lescale V. F. [et al.] Challenges with Multi-Terminal UHVDC Transmissions [Conferência] // Int. Conf. POWERCON 2008. - New Delhi : [s.n.], 2008. - Vol. 58. - pp. 200-206.

Long W. F. [et al.] Application Aspects of Multiterminal DC Power Transmission [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - New York : IEEE, 1990. - nº 4 : Vol. 5. - pp. 2084-2098.

Miller R. H. Operação de Sistemas de Potência [Livro]. - São Paulo : McGraw Hill, 1994. - 3ª ed : Vol. 1 : p. 271.

Mohan N., Undeland T. M. e Robbins W. P. Power Electronics: Converters, Applications and Design [Livro]. - [s.l.] : John Wiley and Sons, 2002. - 3ª edição.

Norte Energia [Online]. - Portal R7 Notícias, 22 de maio de 2013. - Acesso em 15 de julho de 2013. - Disponível em: <<http://blogbelomonte.com.br/2013/05/22/epe-acelera-estudos-da-1-a-linha-de-belo-monte/#more-2691>>.

Nozari F., Grund C. E. e Hauth R. L. Current Order Coordination in Multiterminal DC Systems [Artigo] // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - New York : [s.n.], Novembro de 1981. - 11 : Vols. PAS-100.

ONS Casos de Referência do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) - Ciclo 2013-2015 [Relatório]. - 2012.

ONS Sistema Interligado Nacional - Rede de Operação: Horizonte 2014 [Online] // ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. - 2013. - Acesso em 12 de Março de 2013. - Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx>.

Park R. H. Two Reaction Theory of Synchronous Machines: Generalized Method of Analysis - Part I. - New York : [s.n.], 1929.

Powerex Inc. [Online] // Phase Control Thyristor TDS4 (4kA - 3kV). - Outubro de 2013. - Acesso em 10 de Janeiro de 2014. - Disponível em: <http://www.pwr.com/pwr/docs/tds4_40.pdf>.

Projeto Transmitedir Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estado da Arte [Livro]. - Brasília : Goya Editora Ltda, 2011. - 1ª ed. : p. 447.

Projeto Transmitedir Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estudos Técnicos e Econômicos [Livro]. - Brasília : Goya Editora Ltda., 2012. - 1ª ed : Vol. 1 : p. 366.

Reeve J. Multiterminal HVDC Power Systems [Artigo] // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. - New York : [s.n.], Março de 1980. - 2ª ed : Vols. PAS-99.

Saeedifard M e Iravani R. Dynamic Performance of a Modular Multilevel Back-to-Back HVDC System [Artigo] // IEEE Transactions on Power Delivery. - Outubro de 2010. - 4ª : Vol. 25.

Santo Antonio Energia Energia. Geração. [Online]. - 2014. - Acesso em 15 de janeiro de 2014. - Disponível em: <<http://www.santoantonioenergia.com.br/energia/energia1/>>.

SIEMENS HVDC Classic [Online]. - 2013. - Acesso em 5 de Novembro de 2013. - Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/br/en/power-transmission/hvdc/hvdc-classic/#content=References>>.

Sood V. K. HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems [Livro]. - Boston : Kluwer Academic Publishers, 2004. - 1ª ed. : p. 297.

Sousa J. E. G. M. Análise em Regime Estacionário e Transitório de Ligações Multi-terminais HVDC // Dissertação de Mestrado. - Lisboa : Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, Abril de 2012. - p. 206.

Stevenson W. D. Elements of Power System Analysis [Livro]. - New York : McGraw Hill, 1978. - 4ª ed : Vol. 1 : p. 436.

Szechtman M., Wess T. e Thio C. V. A Benchmark Model for HVDC System Studies [Conferência] // International Conference on AC and DC Power Transmission. - London : [s.n.], 1991. - pp. 374-378.

Veríssimo M. G. M. N. Ligação de Sistemas Multi-Terminais de Transmissão em Corrente Contínua e Alta Tensão a Parques Eólicos Offshore // Dissertação de Mestrado. - Lisboa : Instituto Superior Técnico - Universidade Técnica de Lisboa, 2012. - p. 138.

Apêndice A - Rede CA com 33 Barras e MTDC Embutido

Figura A 1 - Diagrama unifilar da rede CA 500 kV usada no estudo com localização das UHE, compensações reativas, cargas e barras de conexão do sistema multiterminal (Projeto Transmitir, 2012).

Apêndice B - Comportamento dos conversores com e sem a presença de máquinas síncronas na rede CA.

Quando as máquinas são modeladas por fontes equivalentes de Thévenin, o sistema possui uma quantidade menor de modos normais de oscilação. Quando as máquinas síncronas e seus reguladores são inclusos, a quantidade de modos normais aumenta de acordo com a quantidade de polos e zeros nas funções de transferência de cada sistema dinâmico incluso, ou seja, para cada regulador de velocidade, cada regulador de tensão, cada equação de *swing* eletromecânico, há um sistema de equações diferenciais correspondente.

A atuação conjunta do MTDC e seus controles com as máquinas síncronas e seus reguladores possui uma resposta diferente daquela observada quando não há máquinas na rede CA.

Fundamentalmente, a inclusão das máquinas incluirá dois graus de liberdade ao sistema: a frequência e a tensão em cada barra de geração. Assim, o sistema torna-se mais oscilatório. Com a operação de um sistema HVDC, é possível alcançar uma condição de amortecimento ótimo das oscilações da rede CA através do ajuste dos controladores do HVDC ou do MTDC⁷.

A seguir, são apresentadas as respostas de um conversor retificador e de um conversor inversor diante das faltas F1 e F2 aplicadas na rede CA, nas condições *com* e *sem* a presença das máquinas síncronas e seus reguladores (Figuras B1 e B2)

⁷ Daniel, L. O., Gomes Jr, S., Grander, L. O., Lirio, F. O. Small Signal Analysis of HVDC Systems Using Computational Program PACDYN // HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance. - Brasília : Cigré-Brasil CE B4 , 2013.

Figura B 1 - Comportamento do ângulo de disparo α no Retificador durante o evento F1. Acima: rede CA com fontes equivalentes. Abaixo: rede CA com máquinas síncronas.

O gráfico superior da Figura B1 mostra o comportamento do Retificador durante a falta F1, no qual o ângulo de disparo α é levado ao seu valor mínimo permitido de 5° durante a falta, e por atuação rápida dos controles, atinge o valor de 115° logo após a eliminação da falta. Após a eliminação do defeito, o controle apresenta um retorno suave até a condição de regime pré-falta em 900ms.

Já no gráfico inferior da Figura B1, o sistema atinge nova condição de regime após cerca de 7s da eliminação da falta. Entretanto, é visível a semelhança entre os dois gráficos durante e logo após o evento, o que indica a predominância da atuação rápida dos controles do MTDC durante este período e que as oscilações de maior duração são características predominantes das máquinas síncronas, e o resultado representa a atuação do MTDC durante as oscilações eletromecânicas da rede CA.

Figura B 2 - Comportamento do ângulo de disparo γ no Inversor 2 durante o evento F1. Acima: rede CA com fontes equivalentes. Abaixo: rede CA com máquinas síncronas.

Conforme as Figuras B1 e B2, é possível identificar a atuação amortecedora dos controles do MTDC de modo a retomar a condição que atendam os *setpoints* dados pelo operador, ou seja, de maneira a alcançar o regime.