



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSÉ DICKSON ARAÚJO DE OLIVEIRA

**Avaliação da Operação do Sistema HVDC de Interligação do Complexo
do Rio Madeira à Região Sul do Sistema Elétrico Brasileiro**

FORTALEZA

2015

JOSÉ DICKSON ARAÚJO DE OLIVEIRA

Avaliação da Operação do Sistema HVDC de Interligação do Complexo do Rio Madeira à
Região Sul do Sistema Elétrico Brasileiro

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Energias renováveis e Sistemas Elétricos.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima

FORTALEZA

2015

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia - BPGE

-
- O47a Oliveira, José Dickson Araújo de.
 Avaliação da operação do sistema HVDC de interligação do complexo do Rio Madeira à Região Sul do sistema elétrico brasileiro / José Dickson Araújo de Oliveira. – 2015.
 102 f. : il. color., enc. ; 30 cm.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2015.
 Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.
 Orientação: Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima.
1. Engenharia elétrica. 2. Corrente contínua - Transmissão. I. Título.

CDD 621.3

JOSÉ DICKSON ARAÚJO DE OLIVEIRA

**AVALIAÇÃO DA OPERAÇÃO DO SISTEMA HVDC DE INTERLIGAÇÃO DO
COMPLEXO DO RIO MADEIRA À REGIÃO SUL DO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO**

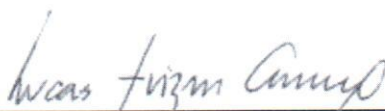
Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de Concentração: Sistema de Energia Elétrica.

Aprovada em: 26/10/2015

BANCA EXAMINADORA



Prof. Francisco Kleber de Araújo Lima. (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Lucas Frizera Encarnação, Dr.
Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)



Prof^a. Ruth Pastora Saraiva Leão, Ph.D.
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)



Prof. Sérgio Daher, Dr.-Ing.
Universidade Federal do Ceará (DEE-UFC)

*Aos meus pais, Neto e Fátima.
À minha mulher, Vanessa.
Aos meus amados filhos, Diogo e
Gustavo.*

*“Tenha em mente que tudo que você
aprende na escola é
trabalho de muitas gerações. Receba
essa herança, honre-a,
acrescente a ela e, um dia, fielmente,
deposite-a nas mãos de
seus filhos”.*
(Albert Einstein)

AGRADECIMENTOS

Nesse momento em que finalizo essa caminhada do curso de mestrado, considero justo e necessário o reconhecimento e agradecimento aos que me deram força e apoio ao longo dessa jornada, e sem os quais não teria conquistado tão importante vitória. Assim, deixo meu sincero obrigado:

A Deus, o Criador, que está presente desde o início. Creio que é Ele quem nos dá a força, determinação, entusiasmo, e tudo o que é necessário para encararmos os desafios da vida.

Aos meus pais, Neto e Fátima, que sempre me deram os bens mais valiosos: a educação, a honestidade e o respeito ao próximo; e ao meu irmão, Jeffrey, que compartilhou dos melhores momentos de minha infância e juventude.

A minha amada mulher, Vanessa, que me dá o suporte necessário para que eu siga com nossos projetos. Além disso, me deu os mais preciosos presentes de minha vida, meus filhos, Diogo e Gustavo. Eles são os maiores motivadores para minha busca por dias cada vez melhores.

A Engenheira Leonarda Cajuaz, minha amiga desde a época de Escola Técnica. Seu apoio foi essencial e determinante para a realização deste trabalho e jamais será esquecido.

Ao meu amigo, Eng. Eugênio Braúna, pelos valiosos conselhos profissionais e pessoais e sua generosidade durante esses dois anos.

A ARCE, na pessoa de seu Presidente, Dr. Adriano Campos Costa, que permitiu que eu cursasse o Mestrado e apoiou esse projeto.

Ao Dr. Sérgio Cardoso, que abriu portas para que eu pudesse conhecer o HVDC do Rio Madeira a partir do Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ao Diretor Geral do ONS, Eng. Hermes Chipp, que atendeu a nosso pedido e permitiu a visita ao Centro Regional de Operação Sudeste - COSR-SE, onde aprofundei minha pesquisa.

Ao Eng. Raphael Gárdos, do ONS, que me acompanhou durante os três dias de visita ao operador nacional, oferecendo valiosas contribuições ao trabalho.

Ao Professor Kleber Lima, que orientou este trabalho e contribuiu para meu aprimoramento acadêmico durante esses dois anos.

Aos meus amigos do LAPIS, Alexandre, Celso, Danielle, Joacillo, Juliana, Marlos, Paulo, Renato, e demais colegas, pela agradável convivência nesse período.

RESUMO

Este trabalho propõe um modelo do sistema de transmissão HVDC do Complexo do Rio Madeira, desenvolvido no ambiente PSCAD/EMTDC e baseado no projeto disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE na fase de concessão das instalações. O modelo construído é avaliado por meio da comparação entre os resultados de simulação e os dados reais de ocorrências no Sistema Interligado Nacional - SIN que envolveram o complexo. O HVDC do Rio Madeira possui capacidade total de conversão de 7.100 MW, e transporta a energia gerada nas usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau, próximas a Porto Velho, para centros de carga locais e para o sudeste do Brasil, chegando à subestação Araraquara, no estado de São Paulo, através de duas linhas em corrente contínua de 2.350 km de extensão. O sistema é composto por dois blocos *back-to-back* (anti-paralelo) de 400 MW cada, com estações conversoras comutadas por capacitores, para atender as cargas dos estados de Rondônia e Acre, e dois elos bipolares de 3.150 MW cada, constituídos de conversores fonte de corrente de 12 pulsos com comutação natural de linha, para transmissão de energia para o sudeste do país. Os resultados da comparação entre os dados reais e a simulação mostraram que as diferenças percentuais entre grandezas avaliadas se mantiveram dentro de limites satisfatórios, podendo-se concluir que o modelo construído foi considerado validado.

Palavras-chave: HVDC. Complexo do Rio Madeira. PSCAD/EMTDC. Modelagem de Sistemas de Potência.

ABSTRACT

This work proposes a model for the HVDC transmission system of the Madeira River Complex, which is developed using PSCAD/EMTDC and based on the design provided by the Energy Research Company (EPE) during the granting concession stage. The implemented model is evaluated by comparing the simulation results and actual data regarding events that occurred in the National Interconnected System (SIN) involving the complex. The Madeira River HVDC system is rated at 7,100 MW, being responsible for transmitting the power generated by the hydropower plants of Santo Antônio and Jirau, which are close to the city of Porto Velho, to local load centers and southeastern Brazil, thus reaching the Araraquara substation in the state of São Paulo through two 2,350 km lines. The system consists of two back-to-back (antiparallel) blocks rated at 400 MW each using capacitor-commutated converter stations in order to supply the load comprising the states of Rondônia and Acre, and also two bipoles of 3,150 MW each, which are constituted by 12-pulse line-commutated current source converters so that power can be transmitted to southeastern Brazil. The results of comparison between actual data and the simulation tests have shown that the percentage difference between the evaluated quantities are within acceptable limits, while it can be concluded that the proposed model is properly validated.

Keywords: HVDC Link. Madeira River Complex. PSCAD/EMDTC. Power System Modeling.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced;</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica;
BtB	<i>back-to-back;</i>
CA	Corrente Alternada;
CC	Corrente Contínua;
EPE	Empresa de Pesquisa Energética;
ESCR	Razão efetiva de curto-circuito (<i>Effective Short Circuit Ratio</i>);
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System;</i>
GAC	Controladores Automáticos de Geração;
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current;</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current;</i>
MME	Ministério de Minas e Energia;
OLTC	<i>On Load Tap Changer;</i>
PMO	Programa Mensal de Operação;
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;
RAP	Relatório de Análise de Perturbação;
RDP	Registrador Digital de Perturbações;
SCR	Relação de curto-circuito (<i>Short Circuit Ratio</i>);
SIN	Sistema Interligado Nacional;
SVC	<i>Static Var Compensator;</i>
UHE	Usina hidroelétrica.

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Ângulo de disparo dos tiristores no conversor;
γ	Ângulo de extinção da condução no inversor;
μ	Ângulo de comutação;
ω	Frequência angular da rede;
H	Constante de inércia;
I_{cc}	Corrente contínua no elo CC;
L_s	Indutância do reator de alisamento;
L_c	Indutância por fase do transformador conversor;
P	Potência ativa;
Q	Potência reativa;
R	Resistência total da linha de transmissão CC;
S	Potência aparente;
V	Tensão eficaz de fase;
v_a	Tensão na fase “a” do sistema;
v_b	Tensão na fase “b” do sistema;
v_c	Tensão na fase “c” do sistema;
V_{cc}	Tensão contínua na saída do retificador trifásico;
$V_{cc(inv)}$	Tensão contínua nos terminais do inversor;
$V_{cc(ret)}$	Tensão contínua fornecida pelo retificador;
$V_{cc,Y}$	Tensão na saída do conversor ligado ao transformador YY;
$V_{cc,\Delta}$	Tensão na saída do conversor ligado ao transformador Y Δ ;
X_{Lc}	Reatância indutiva de comutação por fase da ponte conversora;
$X_{Lc(a)}$	Reatância indutiva de comutação da fase “a” da ponte conversora;
$X_{Lc(b)}$	Reatância indutiva de comutação da fase “b” da ponte conversora;
$X_{Lc(c)}$	Reatância indutiva de comutação da fase “c” da ponte conversora;
X_d	Reatância de magnetização de eixo direto;
X'_d	Reatância transitória de eixo direto;
X_p	Reatância de Potier;
X_q	Reatância de magnetização de eixo quadratura;
X''_q	Reatância sub transitória de eixo quadratura;
T_d	Constante de tempo do campo de eixo direto;
T''_d	Constante de tempo sub transitório do campo de eixo direto;
T''_q	Constante de tempo sub transitório do campo de eixo quadratura.

CONTEÚDO

1	INTRODUÇÃO	8
1.1	Considerações Gerais	8
1.2	Identificação do Problema	11
1.3	Motivação	12
1.4	Objetivos	13
1.5	Estrutura do Trabalho	15
1.6	Trabalhos Publicados	15
2	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA	17
2.1	Histórico do Uso do HVDC	17
2.2	Visão Geral do Sistema HVDC	18
2.2.1	<i>Comparação entre os Sistemas HVDC e HVAC</i>	20
2.2.2	<i>Componentes de um Sistema HVDC</i>	23
2.2.3	<i>Arranjos do Sistema HVDC</i>	24
2.3	Estado da Arte	26
2.4	Uso do HVDC no Brasil e Perspectivas de Novos Projetos	27
2.5	Conclusões do Capítulo	29
3	TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA	31
3.1	Introdução	31
3.2	Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC-LCC)	33
3.2.1	<i>A Comutação</i>	36
3.2.2	<i>Conversor HVDC-LCC de 12 pulsos</i>	42
3.2.3	<i>Métodos de Controle HVDC-LCC</i>	43
3.3	Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores de Fontes de Tensão (HVDC-VSC)	46

3.4	Interação entre os Sistemas CA e CC	48
3.5	Conclusões do Capítulo	51
4	MODELAGEM DO SISTEMA HVDC DO RIO MADEIRA	53
4.1	Introdução	53
4.2	O Leilão N° 007/2008-ANEEL	53
4.3	Configuração do Sistema	55
4.3.1	<i>Usinas Hidroelétricas Samuel, Santo Antônio e Jirau</i>	56
4.3.2	<i>Sistema back-to-back</i>	58
4.3.3	<i>Filtros CA</i>	61
4.3.4	<i>Filtros CC</i>	65
4.3.5	<i>Transformadores Conversores</i>	66
4.4	Modelo Equivalente Dinâmico do Sistema	67
4.5	Conclusões do Capítulo	70
5	SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE RESULTADOS	72
5.1	Introdução	72
5.2	Descrição dos Eventos Estudados	73
5.2.1	<i>Estudo de caso 1</i>	73
5.2.2	<i>Estudo de caso 2</i>	75
5.2.3	<i>Estudo de caso 3</i>	76
5.3	Resultados na Reprodução das Perturbações	80
5.3.1	<i>Estudo de caso 1</i>	80
5.3.2	<i>Estudo de caso 2</i>	83
5.3.3	<i>Estudo de caso 3</i>	86
5.4	Conclusões do Capítulo	90
6	CONCLUSÕES	92
6.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	94
	Referências	95

1 INTRODUÇÃO

Neste Capítulo são realizadas as considerações iniciais do trabalho, com destaque para o Sistema Interligado Nacional - SIN e o crescimento e diversificação das fontes de geração componentes da matriz elétrica brasileira. Uma abordagem da interligação dos sistemas da região Norte do país ao Sudeste através de novas tecnologias de transmissão de energia elétrica é realizada para demonstrar a expansão do SIN e o maior nível de interligação para aproveitamento das novas fontes de geração implantadas nas regiões Norte, principalmente hidroelétricas. Faz-se considerações sobre os sistemas de transmissão em corrente contínua utilizados como alternativa aos sistemas de transmissão em corrente alternada, devido a uma de suas principais características, que é a de possibilitar a transmissão de grandes blocos de energia através de grandes distâncias. Por último, são apresentados a motivação para o desenvolvimento deste trabalho e o objetivo a que se propõe.

1.1 Considerações Gerais

O Brasil, por ser um país de dimensões continentais, teve que desenvolver ao longo dos anos um sistema de transmissão extenso e que fosse capaz de transportar a energia elétrica proveniente de usinas hidroelétricas, na maioria, a praticamente todas as localidades do país. O uso da fonte hidráulica no Brasil se deve ao grande potencial dessa fonte e a grande disponibilidade do recurso. Por isso, representa grande parte da matriz elétrica brasileira ao longo de vários anos. Segundo EPE (2014), em 1996, a fonte hidráulica chegou a representar 88% da matriz elétrica brasileira, sendo que, atualmente responde por 68% da geração de energia elétrica do país. Como as usinas hidroelétricas são, em sua maioria, de grande porte e em quantidade reduzida, criou-se a necessidade da construção de linhas de transmissão longas para transporte da energia gerada até os centros de consumo, normalmente distantes da geração.

Ainda de acordo com EPE (2014), até o ano de 2020 é prevista a expansão de aproximadamente 60 GW na capacidade instalada de geração no país. Para que essa previsão se cumpra, a estratégia brasileira é baseada na implantação e expansão das fontes de energia renováveis, como a eólica, solar e biomassa, além da hidráulica. Em decorrência desse fato, a matriz elétrica vem se diversificando ao longo dos anos, principalmente a partir do início do século XXI. Ocorre que essas novas fontes, ao contrário da fonte hidráulica, somente permitem seu aproveitamento através de usinas geradoras de menor porte, o que implica na instalação de inúmeras centrais geradoras de forma pulverizada. Com isso, o sistema de transmissão deve acompanhar o crescimento da produção e conseqüentemente, se torna a cada dia mais extenso e complexo.

Aliado aos fatos narrados sabe-se que, em países geograficamente extensos, o perfil de

consumo em determinadas regiões se torna diferente do de outras em função de fatores como os diferentes fusos horários ou o período do ano. Nesses casos, para sistemas isolados, enquanto um sistema regional pode possuir disponibilidade de geração maior que a demanda em determinado momento, em outro, a demanda da carga pode não ser suprida pelas fontes de geração existentes naquela área nesse mesmo instante. Desta forma, a interligação de sistemas elétricos regionais ou nacionais apresenta-se como uma solução atrativa para este problema, bem como uma excelente alternativa econômica para o amplo aproveitamento do potencial energético de um país ou de uma região (BARCELOS, 2007).

Essas interligações se apresentam como soluções mais econômicas e permitem uma maior confiabilidade do sistema. O ponto negativo desse modelo é a complexidade do controle, coordenação e operação intrínsecos. Por outro lado, a possibilidade de atendimento contínuo ao consumidor é maior, visto que uma falha em uma rede radial interromperia o fornecimento de cargas ligadas a essa rede, ao passo que em um sistema interligado essa carga poderia ser suprida por caminhos alternativos, mesmo na ocorrência de faltas.

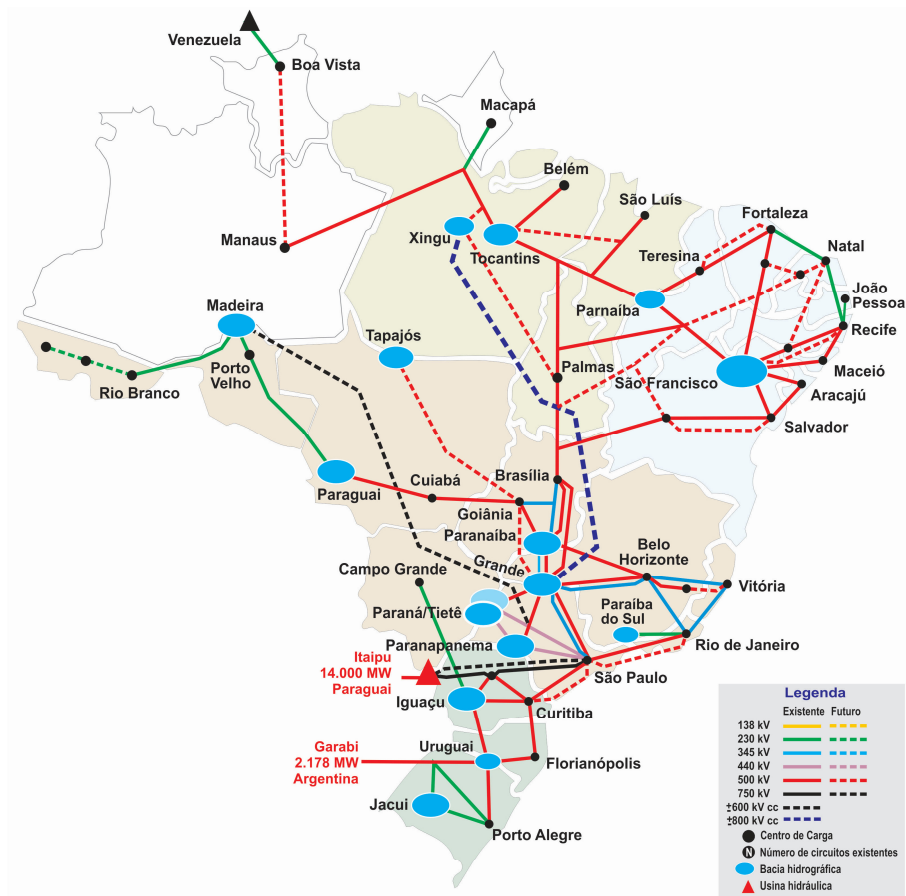
Em virtude dos diversos fatores citados e em decorrência do crescimento natural do sistema elétrico, adotou-se no modelo brasileiro esse tipo de interligação, denominado de Sistema Interligado Nacional, permitindo o aproveitamento da diversidade hidrológica existente entre as regiões e a permuta dos excedentes de energia elétrica durante o período das cheias em cada região. O SIN é dividido em quatro subsistemas, conforme descrito abaixo e apresentado na Figura 1.1.

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

Observa-se do mapa apresentado na Figura 1.1 as interligações existentes entre as regiões brasileiras, incluindo-se a interligação entre as usinas geradoras hidroelétricas Santo Antônio e Jirau, pertencentes ao complexo do Rio Madeira, no subsistema Norte e o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. A essas interligações, constituídas por linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior, juntamente com as respectivas subestações que recebem as linhas, dá-se o nome de Rede Básica.

A região Norte, devido as suas características geográficas, ainda possui sistemas isolados, que consomem o correspondente a menos de 2% da produção de energia elétrica no país.

Figura 1.1: Mapa do SIN.



Fonte: ONS (2015a).

O mais recente estado dessa região a se conectar ao SIN foi o Amazonas, no dia 09/07/2013, através da interligação denominada Tucuruí - Manaus - Macapá. O sistema elétrico do Amapá tem previsão de interligação ao SIN a partir de novembro de 2015, apesar de já possuir linha de transmissão em 230 kV disponível para operação (ONS, 2015c). Essa previsão vem sendo postergada nos últimos relatórios do Programa Mensal de Operação - PMO emitidos pelo ONS. O estado de Roraima tem previsão de ingresso no SIN a partir de dezembro de 2017, com a conclusão de duas linhas de transmissão em 500 kV (ONS, 2015c).

Dessa forma, o sistema elétrico brasileiro tornou-se um dos mais complexos sistemas de transmissão de energia elétrica do mundo, com aproximadamente 106,4 mil km de linhas de transmissão de rede básica instaladas, garantindo o atendimento de mais de 98% do mercado nacional (ONS, 2015b).

A necessidade de interligação dos subsistemas elétricos Norte e Sudeste, com intuito de escoar a energia gerada pelas usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau, levou à construção de um elo de transmissão em corrente contínua, denominado interligação do Rio Madeira, estabelecendo a conexão entre a subestação Coletora de Porto Velho, em Rondônia, e a subestação Araraquara, em São Paulo.

1.2 Identificação do Problema

Com o aumento da demanda de energia elétrica aliado ao grande número de restrições socioeconômicas e ambientais para a construção de novas linhas de transmissão, os sistemas de potência têm operado com índices cada vez mais altos de carregamento, tornando-se mais vulneráveis e suscetíveis a perturbações. Dessa forma, o Brasil tem sido obrigado a aumentar e diversificar as fontes de geração e ao mesmo tempo construir linhas que possam operar com máxima capacidade de transmissão e com o mínimo de área ocupada (BORRÉ, 2013).

Nessa perspectiva, outras alternativas para a transmissão de grandes quantidades de energia têm sido buscadas durante o planejamento do sistema de transmissão no Brasil. Esse processo pode ser dividido em três macro etapas bem definidas, quais sejam: estudos técnicos e econômicos para o estabelecimento de uma solução de referência, leilões abertos e públicos para escolha das empresas responsáveis pela construção e exploração do sistema e elaboração de um projeto final a ser implementado pelas empresas vencedoras dos leilões.

A primeira etapa dos estudos envolve uma análise do comportamento do sistema proposto em estado permanente, estudos de desempenho dinâmico e avaliação econômica das alternativas inicialmente propostas. Esses estudos demandam muito trabalho e análise devido à complexidade de inserção de um sistema novo e complexo de transmissão em uma grande rede, como a brasileira. Em seguida, selecionam-se as melhores alternativas dentre os estudos iniciais e realizam-se análises complementares detalhadas para assegurar a viabilidade técnica das propostas. Após essas etapas, as soluções escolhidas passam a serem os projetos preliminares de referência em um leilão público, onde qualquer agente de transmissão qualificado poderá concorrer. O novo proprietário poderá implantar qualquer das soluções de referência, inclusive com modificações ou até mesmo uma nova alternativa, desde que os requisitos mínimos de desempenho, definidos no edital do leilão, sejam cumpridos. Esses requisitos em geral são baseados nos procedimentos de rede do ONS ou em normas internacionais.

No caso da interligação dos subsistemas elétricos Norte e Sudeste através da conexão entre o complexo do Rio Madeira e a Subestação Araraquara, em São Paulo, a conclusão final dos estudos recomendou como melhor solução em relação ao desempenho técnico e econômico, um sistema de transmissão com dois bipolos HVDC de ± 600 kV (3.150 MW cada) e dois sistemas HVDC *back-to-back* (400 MW cada) para conexão de cargas locais. Entretanto, com a finalidade de aumentar a competição no processo licitatório, o Poder Concedente recomendou que pelo menos três alternativas técnicas diferentes fossem levadas em consideração. Além da alternativa em corrente contínua, o estudo de viabilidade recomendou uma alternativa híbrida, com um bipolo CC (3.150 MW, ± 600 kV) e duas linhas paralelas em corrente alternada de 500 kV com compensação de reativos, além de uma alternativa com três linhas paralelas CA de 765 kV com compensação de reativos.

Após novas análises complementares e detalhadas, as duas primeiras alternativas foram as escolhidas (sistema HVDC e sistema híbrido) para competirem em um leilão público, sendo que ao final, a alternativa CC, que incluía dois blocos BtB, sagrou-se vencedora. Após essa etapa, com o intuito de estimular a concorrência, a ANEEL dividiu o sistema de transmissão da alternativa CC em partes a serem oferecidas em outra fase do leilão, compostas por sete lotes diferentes, incluindo as obras de reforço necessárias para a conexão do sistema principal de transmissão na rede elétrica nacional (ESMERALDO; ARAÚJO; JR, 2010).

O processo de licitação resultou em diferentes proprietários para os conversores (retificador e inversor) dos dois bipolos e para as linhas de transmissão em corrente contínua. Além disso, cada um dos pares de conversores foi concedido a diferentes fabricantes. Dessa forma, a integração desses dois bipolos CC e dos dois sistemas HVDC *back-to-back* através de um controle mestre resultou em um problema complexo com relação à coordenação dos diferentes sistemas de controle, principalmente no que se refere à garantia de um desempenho coordenado desses controladores.

Outra preocupação inerente à operação do sistema HVDC do Rio Madeira, reforçada pela necessidade de coordenação dos sistemas de fabricantes diferentes, foi o atendimento aos Procedimentos de Rede do ONS. Os requisitos técnicos básicos das instalações de transmissão definidos no edital do leilão devem ser atendidos, bem como os requisitos mínimos funcionais, operacionais e de desempenho dos elos CC que conectam o Complexo do Rio Madeira à rede básica.

Objetivando verificar as condições operativas do sistema de transmissão HVDC do Rio Madeira, torna-se necessária a realização de análises de desempenho do sistema através de simulações e comparações com os requisitos definidos em seu leilão de concessão, bem como nos Procedimentos de Rede do ONS.

1.3 Motivação

A quantidade de energia transportada pelo sistema de transmissão HVDC do Rio Madeira e sua extensão, cruzando diferentes regiões do país, tornou o mesmo um grande desafio técnico e um projeto único em seu planejamento e implementação (ESMERALDO; ARAÚJO; JR, 2010). O sistema detém o *status* de maior elo de corrente contínua implantado no mundo, o que o torna singular por vários aspectos. Primeiramente pela sua importância para o crescimento da matriz elétrica brasileira e, conseqüentemente, para o desenvolvimento econômico do país. Deve-se também considerar que esse sistema contribui de maneira estratégica para a interligação do subsistema Norte ao Sudeste do país, reforçando o SIN em 6.300 MW. Essa quantidade significativa de energia implica na necessidade de um desempenho adequado para os diversos cenários de operação, sob pena de desestabilização de todo o sistema interligado em

caso de falhas.

Além disso, trata-se de uma tecnologia ainda pouco utilizada no Brasil e em constante desenvolvimento no mundo, dada a evolução dos dispositivos de eletrônica de potência nos últimos anos. O único sistema de transmissão CC a longa distância implantado no Brasil data de 1987, quando o HVDC de Itaipu foi concluído. Portanto, a pesquisa sobre a tecnologia envolvida se justifica.

No Brasil, poucos trabalhos sobre o desempenho do sistema HVDC do Rio Madeira foram publicados, o que se justifica pelos poucos anos transcorridos desde o anúncio da implantação até os dias de hoje, momento em que o segundo bipolo está em fase final de construção e prestes a entrar em operação, completando as obras do complexo. Deste modo, as poucas publicações são em forma de artigos que abordam desde a concepção do projeto até a experiência da operação do sistema. Dentre eles pode-se citar Esmeraldo, Araújo e Jr (2010), Graham et al. (2012), Freire et al. (2013), Brasil et al. (2011) e Guarani, Quintão e Tenório (2014).

Neste sentido, o trabalho propõe a análise do sistema de transmissão do Rio Madeira a partir de um modelo desenvolvido no ambiente PSCAD/EMTDC, para verificação comparativa dos resultados obtidos com os requisitos definidos no edital, bem como com os resultados reais obtidos a partir de Relatórios de Análise de Perturbações - RAPs disponibilizados pelo ONS, onde constam registros oscilográficos coletados dos Registradores Digitais de Perturbações, bem como a descrição detalhada dos eventos ocorridos no sistema.

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo propor um modelo do sistema de transmissão HVDC do complexo do Rio Madeira para análise da operação do sistema de interligação do complexo à região Sul do sistema elétrico brasileiro, observando o desempenho do mesmo frente a perturbações nos lados de corrente alternada e nas linhas em corrente contínua. A análise será feita na seguinte sequência:

- Levantamento e análise dos requisitos técnicos mínimos de desempenho estabelecidos no Edital do Leilão Público nº 007/2008-ANEEL e nos procedimentos de rede do ONS;
- Coleta de dados reais de ocorrências no SIN na área abrangida pelo HVDC do Rio Madeira a partir de RAPs, para verificação do comportamento dinâmico do sistema e após distúrbios na rede elétrica;
- Modelagem do sistema HVDC do complexo do Rio Madeira em ambiente de simulação PSCAD/EMTDC e observação das respostas do modelo aos mesmos fenômenos coletados nos RAPs;

- Comparação entre os requisitos técnicos definidos para o sistema, os dados reais coletados dos RAPs e as respostas obtidas da simulação, para posterior validação do modelo construído.

As análises serão realizadas considerando o cenário de geração verificado no momento dos distúrbios coletados nos RDPs, que possibilitará a comparação mais próxima entre o caso real e a simulação computacional. O modelo utilizado apresenta características próximas da interligação Norte/Sudeste. O mesmo considera equivalentes dinâmicos, que representam os blocos geradores Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste e demais equipamentos, como o sistema *back-to-back* que alimenta as cargas locais em 230 kV de Porto Velho, antes isoladas, e agora interligadas à rede básica do SIN.

O modelo desenvolvido no PSCAD/EMTDC se baseia no disponibilizado em EPE (2015) na fase inicial do leilão de concessão das instalações de transmissão, com modificações para contemplar várias alterações ocorridas no projeto após o encerramento do certame. As diferenças principais entre o novo modelo e o anterior, da EPE, são:

- Substituição de um bloco do *back-to-back* de 800 MW por dois blocos de 400 MW;
- Modificação da configuração dos blocos do BtB, que antes era baseada na tecnologia HVDC-LCC convencional e passou a ser utilizada a tecnologia de conversores comutados a capacitor;
- Retirada de um compensador síncrono da barra de 230 kV da SE Porto Velho, que ocorreu em função da modificação da tecnologia do sistema *back-to-back*;
- Modificação dos arranjos de filtros CA, das potências dos filtros e das frequências harmônicas sintonizadas;
- Modificação das características dos filtros CC;
- Inclusão de blocos no controle para realizar a redução da ordem de potência no bipolo e *back-to-back*, conhecida como *runback*; dentre outras alterações menos significativas.

Após essas modificações, o novo modelo se aproximou do sistema atual, sendo que a diferença entre estes basicamente está na representação da rede elétrica de 230 kV em Porto Velho, que é feita através de um equivalente dinâmico a partir da SE Ji-Paraná. A rede elétrica em 500 kV a partir da SE Araraquara 2 também é representada por um equivalente dinâmico, sem a necessidade de representação de outras barras devido à grande capacidade de curto-circuito em comparação com a capacidade instalada dos sistemas CC do complexo do Rio Madeira.

1.5 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação analisa a operação do sistema HVDC de interligação do complexo de geração do Rio Madeira e está estruturada em seis capítulos. No primeiro capítulo são feitas as considerações gerais sobre o SIN e o crescimento e diversificação das fontes de geração componentes da matriz elétrica brasileira. Além disso, são abordadas a identificação do problema associado à implantação e operação do sistema HVDC, a motivação e os objetivos do trabalho.

No capítulo 2 é realizada uma revisão bibliográfica sobre sistemas de corrente contínua, descrevendo um panorama histórico do uso do HVDC, uma visão geral do sistema, o estado da arte, o uso no Brasil e no mundo atualmente, e as perspectivas de utilização em outros projetos no país.

No capítulo 3 são descritas as principais tecnologias de transmissão em corrente contínua existentes no mundo, os equipamentos que compõem os sistemas HVDC, os métodos de controle e uma abordagem sobre a interação entre os sistemas CA e CC, com foco para a inserção em sistemas fracos e suas particularidades.

No capítulo 4 é feita uma avaliação das condições operativas e a modelagem matemática do sistema HVDC do Rio Madeira. Além disso, são abordadas as características técnicas do SIN seguida da descrição do sistema em análise, com as alterações realizadas no projeto ao longo de sua construção.

No capítulo 5 são definidos os cenários para o estudo e apresentados os resultados da análise das condições de operação propostas neste trabalho. Esses resultados são confrontados com os parâmetros de desempenho estabelecidos no edital e seus anexos técnicos e nos procedimentos de rede do ONS aplicáveis, bem como com dados reais extraídos dos Relatórios de Análise de Perturbações - RAPs disponibilizados pelo ONS.

O capítulo 6 apresenta as conclusões gerais e algumas sugestões para a continuação deste trabalho e aprimoramentos futuros.

1.6 Trabalhos Publicados

Alguns dos resultados mostrados nesta dissertação foram publicados ou aceitos para publicação em anais de congressos, a saber:

- OLIVEIRA, J. DICKSON A.; LIMA, F. K. A., “HVDC: An Overview of The State of The Art”, in *XXI Congreso de la Asociación Chilena de Control Automático ACCA 2014*, pp. 57-64, Nov. 2014.
- OLIVEIRA, J. DICKSON A.; LIMA, F. K. A.; BRANCO, C. G. C., “Madeira River

Complex HVDC System: A Dynamic Behavior Study Using PSCAD”, in *13th Brazilian Power Electronics Conference - COBEP/ 1st Southern Power Electronics Conference - SPEC*. (Artigo aceito para publicação).

2 SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA

2.1 Histórico do Uso do HVDC

A história da transmissão CC iniciou-se em 1897 quando Thomas Edison teve êxito em implementar o suprimento e consumo de eletricidade em uma rede de baixa tensão CC (KIM et al., 2009). A partir daí, os primeiros sistemas de transmissão de energia elétrica foram desenvolvidos em corrente contínua. Entretanto, devido à baixa tensão e os consequentes níveis de perdas, a geração deveria estar próxima do consumo. Além disso, a dificuldade e os custos de elevação do nível de tensão CC contribuíram negativamente para o avanço dessa tecnologia, visto que para isso era necessário o uso de enormes conversores rotatórios ou um conjunto motor-gerador. Por outro lado, Nikola Tesla desenvolveu um sistema de geração, transmissão e uso de energia elétrica em corrente alternada, e em parceria com George Westinghouse, comercializou esse sistema. Iniciava-se a conhecida “Guerra das Correntes”, travada por Edison e Westinghouse, onde ambos tentavam defender as patentes de seus inventos.

O sistema CA de Nikola Tesla tornou possível a fácil transformação de tensões para níveis mais elevados, apropriados para a transmissão de energia elétrica a longas distâncias (SETRÉUS; BERTLING, 2008). Dessa forma, a energia poderia ser gerada onde houvesse fontes de geração disponíveis sem a necessidade da proximidade dos centros de consumo. À medida que as pessoas percebiam a importância da energia elétrica, a demanda por geração e transmissão em larga escala aumentava. Como a tecnologia do final do século XIX não conseguia suprir de forma eficaz e econômica essa necessidade de elevação dos níveis de tensão CC para transporte de grandes blocos de energia, o sistema CA ganhou a batalha naquele momento, pois apresentava, devido a sua principal característica, melhor desempenho e confiabilidade. Com isso, o sistema de geração e transmissão CA tornou-se dominante na indústria da energia elétrica.

Essa dificuldade na conversão de níveis de tensão CC começou a ser superada com a apresentação, em 1901, do retificador a vapor de mercúrio de Hewitt. Essa válvula de alta tensão tornou possível, em teoria, a transmissão de potência CC em altas tensões e através de longas distâncias. A tecnologia HVDC nasceu naquele momento.

Após o desenvolvimento das válvulas a arco de mercúrio nos anos 1930 a tecnologia evoluiu e em 1945 um sistema HVDC comercial foi desenvolvido e comissionado em Berlim. Entretanto, nunca foi colocado em operação devido ao final da Segunda Guerra Mundial (SETRÉUS; BERTLING, 2008). O primeiro sistema comercial HVDC a operar foi baseado em um conversor a arco de mercúrio que interligou, através de cabos submarinos, a ilha de Gotland à costa da Suécia, em 1954. Essa tecnologia também foi adotada nos sistemas HVDC de Sardenha - Itália (1967), na linha de transmissão de longa distância *Pacific Intertie* - EUA (1970) e

no sistema de transmissão *Nelson River* - Canadá (1973), todos se utilizando de válvulas a arco de mercúrio.

Em 1972, o primeiro sistema HVDC *back-to-back* assíncrono foi inaugurado em El River, entre as províncias de Quebec e New Brunswick, e marcou a introdução da tecnologia das válvulas de tiristores que veio a substituir as antigas válvulas a arco de mercúrio. Entre meados dos anos 1970 e o ano 2000, a tecnologia passou a ser dominada pelos conversores comutados em linha que se utilizam de válvulas de tiristores.

Atualmente os conversores fonte de corrente baseados em comutação de linha, conhecidos na sigla em inglês por HVDC-CSC, são usados na maioria das transmissões HVDC no mundo. Essa tecnologia também é conhecida como HVDC-LCC (*Line Commutated Converter*), HVDC *Classic*, da fabricante ABB, ou HVDC convencional.

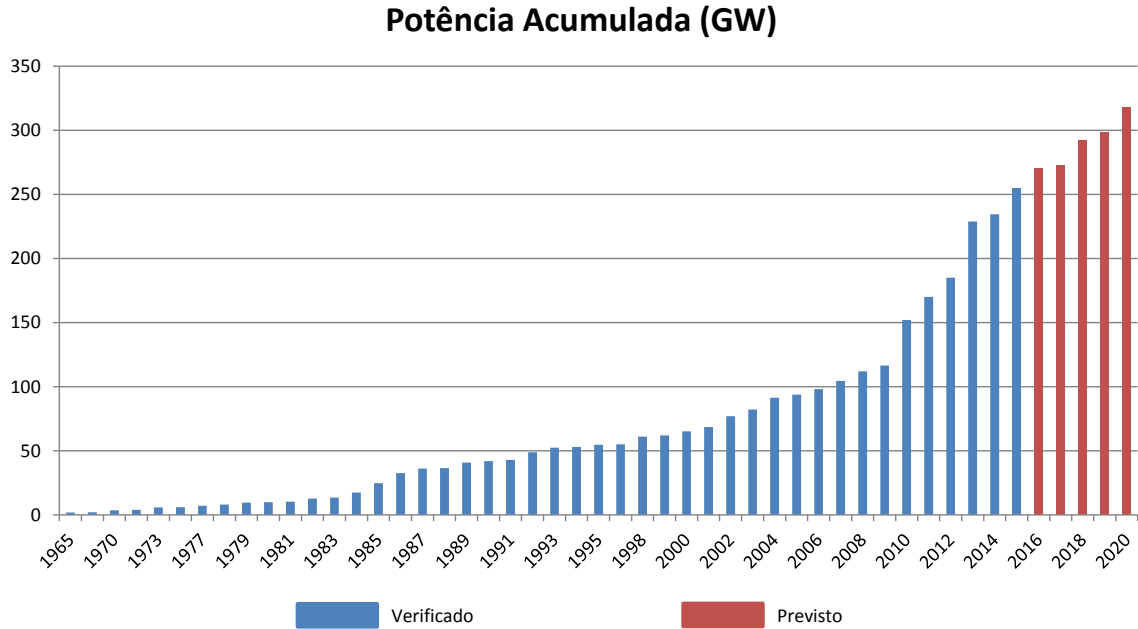
Devido ao desenvolvimento dos semicondutores para eletrônica de potência a partir do final dos anos 1990, como os IGBTs (*Insulated-gate bipolar transistor*) e GTOs (*Gate turn-off thyristor*), o uso de conversores fonte de tensão, ou *Voltage Source Converters* (VSC), tem se tornado possível, visto que esses dispositivos têm alcançado altos níveis de suportabilidade de tensão e corrente. O primeiro sistema HVDC-VSC foi comissionado em 1999 na ilha de Gotland - Suécia com uma linha subterrânea de 50 MW. Os principais fabricantes do HVDC-VSC atualmente são as empresas ABB (HVDC *Light*), Siemens (HVDC *PLUS*) e Alstom (HVDC *MaxSine*).

2.2 Visão Geral do Sistema HVDC

O crescimento do uso do HVDC pode ser avaliado por uma lista de projetos elaborada pelo Comitê de Transmissão e Distribuição do IEEE (IEEE, 2012), que contém projetos com uso do HVDC convencional e HVDC-VSC. No ano de 2012, quando a lista foi atualizada, havia 228 projetos em operação ou construção ao redor do mundo, correspondendo a uma capacidade total de transmissão de 317.717 MW. Destes projetos, 100 têm participação da ABB (conhecida como ASEA nos primeiros sistemas), 39 utilizam a tecnologia da Siemens e 16 foram fabricados pela Alstom. Outros fabricantes, como GE, Hitachi, Areva e Toshiba também possuem projetos em menor quantidade. Dos projetos da lista, 39 não possuíam fabricantes definidos. Para se ter uma ideia do crescimento do uso dessa tecnologia, no ano de 2005, a lista apresentada em Rashid (2011) continha um total de 95 projetos em operação, correspondendo a uma capacidade de transmissão de 70.000 MW. Isso representa um avanço percentual de 335%, em termos de potência instalada, se comparado com a potência estimada em operação no ano de 2014, que era de 234.343 MW. Ou seja, a capacidade de transporte de energia através do sistema HVDC mais que triplicou em um período de menos de 10 anos. Os gráficos das Figuras 2.1 e 2.2 mostram, respectivamente, a potência de transmissão dos projetos instalados por ano e a quantidade de

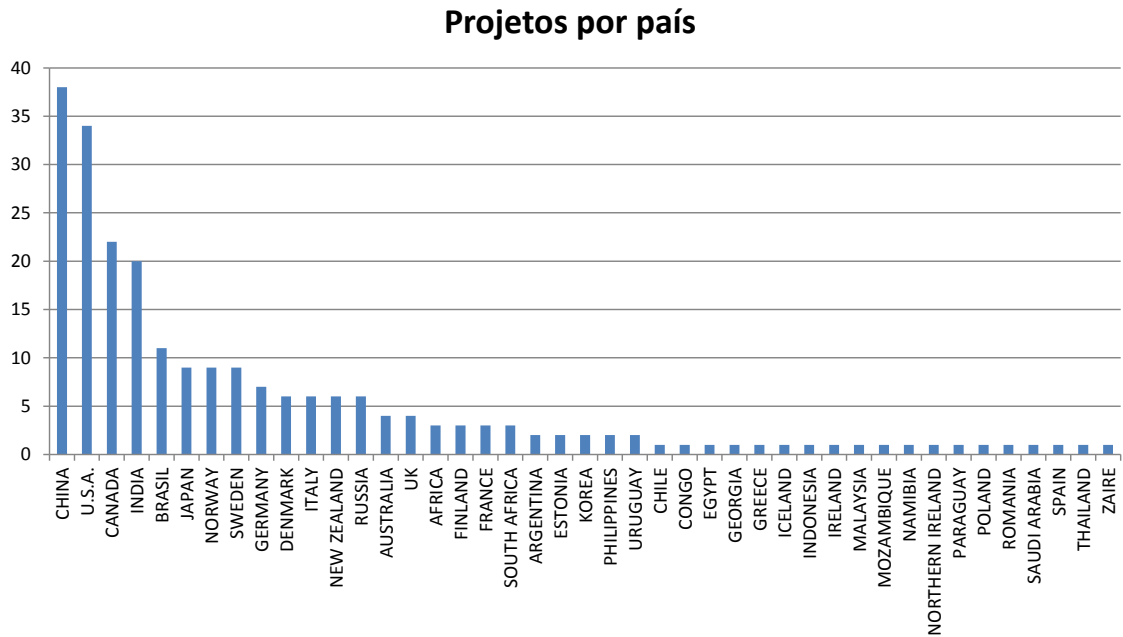
projetos por país.

Figura 2.1: Potência instalada dos sistemas HVDC no mundo.



Fonte: IEEE (2012).

Figura 2.2: Quantidade de projetos HVDC por país.



Fonte: IEEE (2012).

Como pode ser observado na Figura 2.2, a China lidera a lista de projetos HVDC no mundo. Considerando a demanda energética daquele país, devido ao crescimento econômico

dos últimos anos e suas características territoriais, que gera a necessidade de transporte de energia elétrica a grandes distâncias, o uso da tecnologia se justifica.

De acordo com Adapa (2012), um relatório publicado pela *Pike Research* revela que um dos setores de maior crescimento nas concessionárias de energia elétrica é a transmissão HVDC, cujos investimentos anuais globais passarão de US\$ 8,4 bilhões em 2010 para US\$ 12,1 bilhões em 2015, representando um incremento de 44% nesse período. Segundo o relatório, a maior parte do crescimento se dará nos países asiáticos como China e Índia, embora se saiba que países da América do Norte e Europa também terão ampliação dessa tecnologia devido à integração de recursos renováveis, como eólicas *onshore* e principalmente *offshore*.

2.2.1 Comparação entre os Sistemas HVDC e HVAC

Devido a uma série de características peculiares aos sistemas HVDC, esta tecnologia vem sendo utilizada cada vez mais em todo o mundo. De fato, a escolha entre o uso de um sistema de transmissão CA ou CC é baseada na avaliação dos custos de transmissão, requisitos técnicos e a confiabilidade/disponibilidade oferecida pelas duas alternativas (RASHID, 2011).

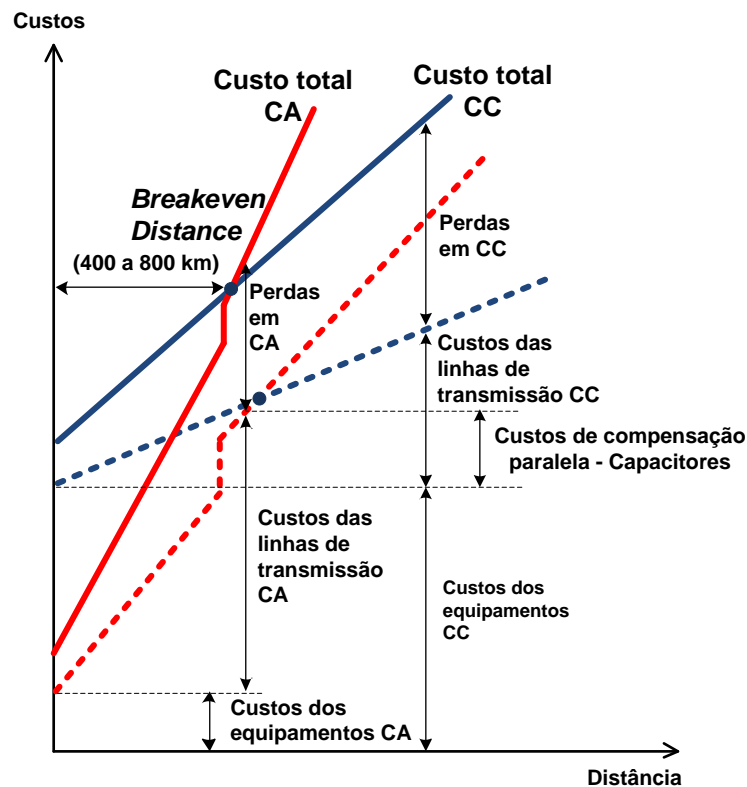
Normalmente, a escolha entre esses sistemas é de ordem econômica aliada à análise técnica. Por isso, aspectos como a melhoria na estabilidade do sistema de potência e condições ambientais podem também ser razões para o uso dessa tecnologia.

Um dos pontos principais a serem analisados no planejamento e escolha do sistema é a distância entre a geração e o ponto de entrega. Quando grandes quantidades de energia devem ser transmitidas a longas distâncias, a transmissão em corrente contínua sempre deve ser considerada (KIM et al., 2009). Nos projetos disponíveis em IEEE (2012), observa-se que para distâncias superiores a 400 km, a potência mínima dos elos CC é, na maioria dos casos, superior a 500 MW. Nessas condições, a transmissão CA apresenta desvantagens, sendo uma das principais a significativa indutância inerente a essas linhas. Os efeitos dessa indutância devem ser compensados ao longo da linha CA, o que aumentará o custo à medida que a linha se torna maior. No caso da transmissão CC, cuja frequência da tensão e corrente são iguais a zero, a reatância indutiva se torna irrelevante.

Considerando requisitos de isolamento semelhantes para níveis de tensão de pico para ambas as linhas CA e CC, uma linha CC pode transportar tanta energia, com dois condutores (tendo polaridades positiva / negativa em relação à terra), quanto uma linha de corrente alternada com três condutores de mesma dimensão (RASHID, 2011). Portanto, para um nível de potência dada, uma linha CC requer menos linhas e torres mais simples e mais baratas, possibilitando a redução dos custos de condutores e isoladores. Além disso, a necessidade de uso de bancos de reatores em paralelo para compensação de reativos se mostra um fator a mais no custo das linhas CA à medida em que sua extensão aumenta.

Entretanto, as estações conversoras em ambas as extremidades do sistema HVDC e seus componentes, como disjuntores CC, são mais caras que os terminais equivalentes em corrente alternada e, desse modo, um ponto de equilíbrio se estabelece. A literatura mundial adota a nomenclatura “*breakeven distance*” para designar esse ponto de equilíbrio, conforme mostrado na Figura 2.3.

Figura 2.3: Comparação entre os custos dos sistemas CA e CC.



Fonte: Adaptado de Kim et al. (2009).

O ponto de equilíbrio de um sistema composto por linhas aéreas está localizado entre 400 km e 800 km, sendo que para cabos subterrâneos ou subaquáticos, essa distância está entre 25 km e 50 km (SOOD, 2004; RASHID, 2011). Ou seja, a partir dessas distâncias, o sistema HVDC passa a ser economicamente mais atrativo que um sistema equivalente CA. A definição exata dessa distância sempre será uma combinação dos custos das linhas e dos equipamentos terminais.

Outro aspecto a ser considerado na definição do ponto de equilíbrio dos sistemas HVDC e HVAC é o nível de perdas de cada um deles. A Figura 2.3 apresenta as perdas de ambos os sistemas durante a transmissão de energia. Percebe-se que um sistema HVDC possui uma menor perda, se comparado ao HVAC, para a mesma quantidade de energia elétrica trans-

portada. Na figura, as curvas tracejadas representam os custos dos sistemas sem a composição das perdas. Nas curvas sólidas, onde as perdas são consideradas, o ponto de interseção se localiza em uma distância inferior a das curvas tracejadas, o que indica que, ao incluir-se as perdas, os sistemas HVDC se tornam mais viáveis que os sistemas HVAC a partir de uma distância ainda menor.

Outras questões, de natureza técnica, também são de grande relevância na escolha entre os dois sistemas. A rápida controlabilidade do sistema de transmissão em corrente contínua faz com que o mesmo tenha pleno controle sobre a potência transmitida, além de conferir a capacidade de melhoria no estado transitório e estabilidade dinâmica em redes CA conectadas ao sistema. Outros problemas associados aos sistemas de transmissão em corrente alternada também são superados pelo HVDC. Dentre eles, podem ser citados:

Limites de estabilidade: O limite de transmissão de energia em uma linha CA é reduzido à medida que a distância e os ângulos das tensões aumentam, o que não ocorre no HVDC, pois não existe defasagem angular entre as tensões.

Controle de tensão: O HVAC requer um controle de potência reativa para manutenção de tensão constante nos terminais. Como as linhas CC não requerem potência reativa, o controle de tensão é facilitado.

Problemas de interconexão nos sistemas CA: Sistemas CA necessitam de um perfeito sincronismo entre os Controladores Automáticos de Geração - GAC, para garantir a manutenção da frequência nominal de operação do sistema. A rápida controlabilidade do fluxo de energia nas linhas CC elimina o referido problema.

Transmissão por cabos a longas distâncias: Um sistema HVAC através de cabos subterrâneos não é viável para uso em longas distâncias devido aos efeitos capacitivos dos mesmos. O HVDC não sente os efeitos capacitivos desses cabos.

Interconexão assíncrona: Ao contrário do sistema HVAC, a tecnologia HVDC pode conectar dois sistemas de energia assíncronos através do chaveamento dos conversores. Essa característica é utilizada em sistemas *back-to-back*, que não possuem linhas de transmissão. Além disso, por apresentar rápida controlabilidade, o sistema HVDC proporciona a melhoria no estado transitório e estabilidade dinâmica em redes CA fracas conectadas a ele, que podem apresentar maiores oscilações e desvios da frequência nominal.

Aspectos ambientais: O HVDC possui menores restrições para os campos magnéticos gerados pela linha CC e menor quantidade de torres e linhas, entretanto, a presença de rádio interferência ao longo de toda a linha CC devida às frequências de chaveamentos das válvulas e de ruídos audíveis nas estações conversoras se tornam pontos negativos nesse aspecto.

Apesar das vantagens descritas, o sistema HVDC possui algumas desvantagens e limita-

ções, dentre as quais pode-se citar:

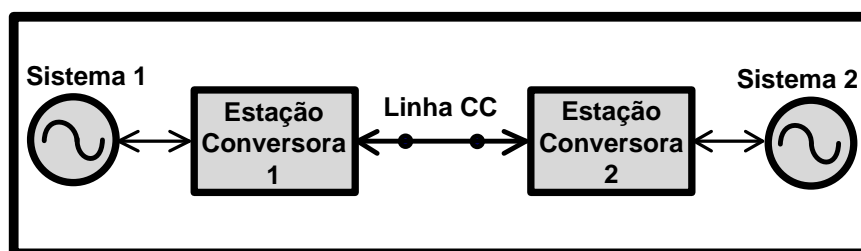
- Alto custo dos equipamentos de conversão;
- Incapacidade de usar transformadores para alterar os níveis de tensão;
- Geração de harmônicos;
- Exigência de potência reativa pelos conversores;
- Dificuldade de inserção de novas cargas ou geração ao longo da linha, para topologia de rede ponto a ponto;
- Complexidade de controles.

Os avanços significativos na tecnologia CC ao longo dos últimos anos têm proporcionado a superação gradual das desvantagens listadas acima, resultando em melhoria da confiabilidade e redução de custos de conversão em sistemas de corrente contínua.

2.2.2 Componentes de um Sistema HVDC

A tecnologia HVDC é utilizada para que se possa transmitir energia elétrica através de longas distâncias por cabo ou linhas aéreas, assim como para interligar sistemas assíncronos ou mesmo síncronos que apresentem oscilações da frequência nominal típicas das redes fracas (SETRÉUS; BERTLING, 2008). A Figura 2.4 apresenta um diagrama esquemático simplificado de um sistema HVDC, composto por duas estações conversoras e uma linha CC. Dentro de cada estação conversora existem vários componentes envolvidos na conversão CA/CC e vice-versa. O princípio básico consiste da transferência de energia elétrica a partir de um sistema CA para outro, em qualquer direção, passando pelas etapas de retificação e inversão.

Figura 2.4: Esquemático simplificado de um sistema HVDC.



Fonte: Próprio autor.

No esquema da Figura 2.4, um conversor opera como um retificador (fluxo de energia de CA para CC) e o outro terminal funciona como um inversor (fluxo de energia de CC para

CA). Qualquer um dos terminais pode funcionar como um retificador ou inversor, com o ângulo de atraso determinando o modo de funcionamento. Ao ajustar o ângulo de atraso em cada terminal, o fluxo de energia é controlado entre os dois sistemas CA através do elo CC (HART, 2010).

Alguns elementos componentes de um sistema HVDC são apresentados a seguir:

Disjuntor CA: Utilizado para isolar o sistema HVDC do sistema CA quando ocorre defeito no primeiro. O disjuntor deve ser dimensionado para transportar corrente de plena carga, interromper correntes de falta e energizar os transformadores conversores. Esses disjuntores são normalmente posicionados entre o barramento CA e o sistema HVDC.

Filtros CA e Bancos de Capacitores: Instalados no lado CA para remover harmônicos gerados pelo conversor. Os filtros de corrente alternada juntamente com os bancos de capacitores podem ser usados para absorver ou fornecer potência reativa (TAVARES, 2010).

Transformador Conversor: Transforma a tensão do sistema CA para ser fornecida ao sistema CC. Também proporciona uma separação entre os lados CA e CC do sistema. Quando duas unidades conversoras de 6 pulsos são ligadas em série para produzir uma saída de 12 pulsos, um transformador conversor de 3 enrolamentos é utilizado.

Reatores de Alisamento e Filtros CC: O reator de alisamento reduz a ondulação de corrente CC, para evitar que se torne descontínua em níveis de baixa potência. Além disso, o reator de alisamento forma um componente integral, em conjunto com o filtro CC, para proteger a válvula de falhas durante a comutação.

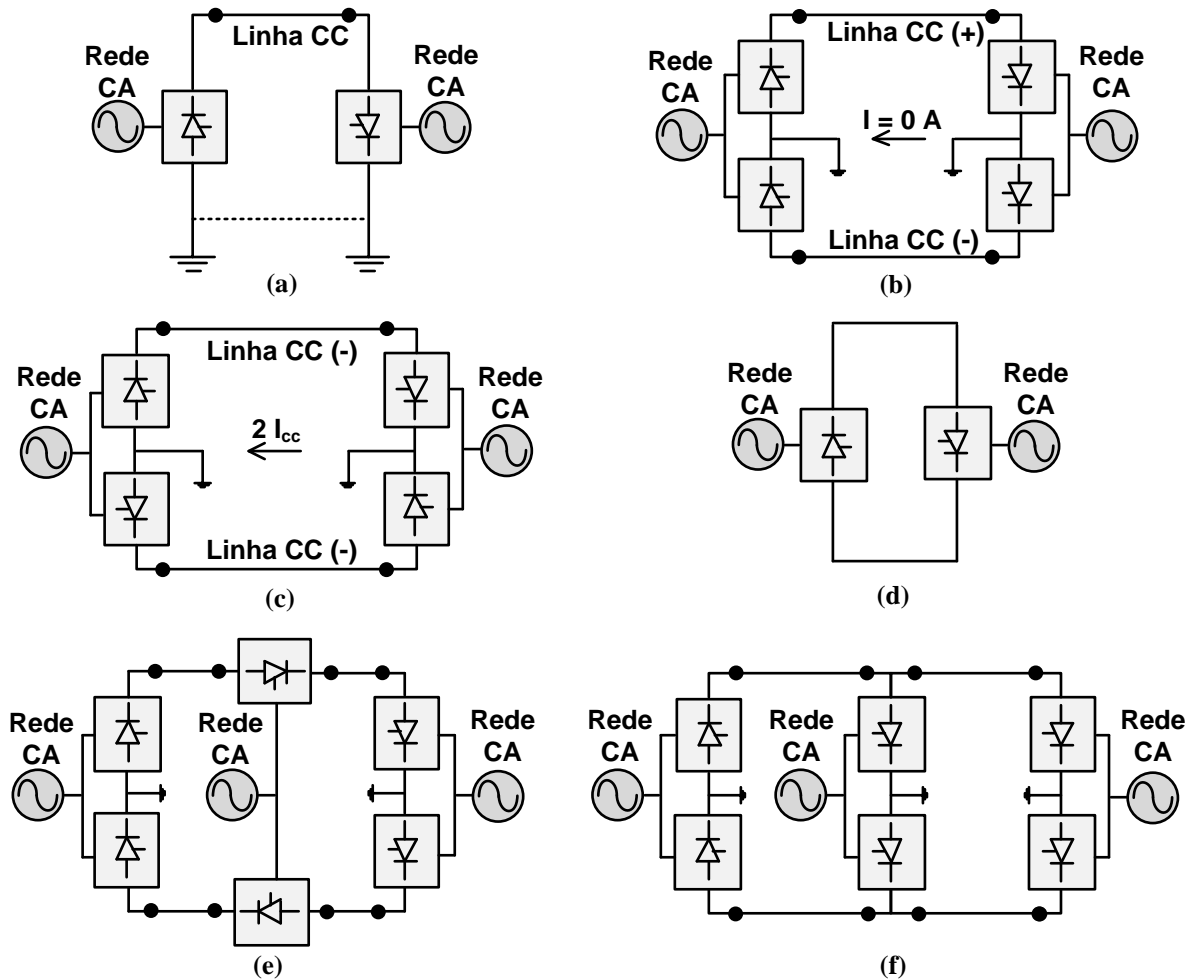
Conversor: Principal componente do sistema HVDC, ele executa a conversão de tensões e correntes de CA para CC ou de CC para CA. Dependendo da tecnologia utilizada, pode ser um dispositivo fonte de corrente ou fonte de tensão, que se utilizam, respectivamente, de válvulas tiristorizadas, ou de IGBTs ou GTOs no segundo caso.

2.2.3 Arranjos do Sistema HVDC

A maioria dos sistemas HVDC é do tipo “ponto a ponto”, ou seja, duas estações conversoras são conectadas entre si através de cabos ou de linhas aéreas, ou de uma combinação destes dois. Esses sistemas podem ser classificados em função do número de linhas, da polaridade da tensão dos conversores, da quantidade de conversores e do arranjo dos mesmos. A representação gráfica desses arranjos é mostrada na Figura 2.5.

Ligação Monopolar: É constituída de um único condutor e um caminho de retorno, através da terra ou do mar. Quando o caminho de retorno for metálico, a parte comum dos conversores pode ser aterrada em uma das extremidades. Quando o solo é utilizado como caminho de retorno, linhas curtas com eletrodos são instaladas em cada uma das extremidades

Figura 2.5: Arranjos HVDC. (a) Monopolar; (b) Bipolar; (c) Homopolar; (d) *Back-to-back*; (e) Multiterminal série; (f) Multiterminal paralelo.



Fonte: Próprio autor.

do sistema. Caso a resistência do solo seja muito alta, opta-se pelo uso do retorno metálico, evitando-se interferências harmônicas ou problema de corrosão. Como os efeitos Corona em linhas CC com polaridade negativa são menores que nas linhas com polaridade positiva, esse tipo de sistema é normalmente operado com polaridade negativa (RASHID, 2011).

Ligação Bipolar: Essa configuração possui dois condutores, um com polaridade positiva e o outro com polaridade negativa. Cada terminal tem dois conjuntos de conversores em série e de mesma potência. A ligação entre os dois conjuntos de conversores é aterrada em uma extremidade, quando o retorno é metálico, ou em ambas, através da utilização de uma linha curta com eletrodo. Em funcionamento no estado permanente, a corrente que flui em cada um dos polos é a mesma e, portanto, não há corrente fluindo no retorno pela terra.

Ligação Homopolar: Configuração em que dois condutores com a mesma polaridade podem operar com aterramento ou com retorno metálico. Normalmente se utiliza polaridade negativa nas linhas devido aos menores níveis de efeito Corona, se comparados com linhas com polaridade positiva. Apesar da vantagem de reduzir os custos de isolamento, as desvantagens do retorno pela terra fazem com que o uso dessa configuração seja inexpressivo.

Ligação *back-to-back*: Neste tipo de sistema, o retificador e inversor encontram-se na mesma estação. Em geral, é utilizado para proporcionar uma interligação assíncrona entre dois sistemas CA. A amplitude da tensão CC é geralmente pequena, em torno de 150 kV, para otimização dos custos das válvulas (KIM et al., 2009).

Configuração Multiterminal: Consiste de três ou mais estações HVDC interligadas através de arranjos em série ou em paralelo. A sua arquitetura é mais complexa em comparação com a de um sistema ponto a ponto de dois terminais, pois exige uma complexidade significativa para facilitar a comunicação e controle entre cada estação transformadora.

2.3 Estado da Arte

Em virtude das vantagens que oferecem, atualmente, observa-se um crescimento exponencial ao redor do mundo do uso dos sistemas HVDC. Países como China, Índia, África do Sul e Brasil estão construindo sistemas HVDC em níveis de tensão superiores a 800 kV, criando uma necessidade de pesquisa para o rápido desenvolvimento de vários componentes que possam operar nesses níveis de tensão. Esses sistemas passam a ser chamados de Ultra HVDC, pois operam em níveis de ultra-alta tensão.

Outra área para a aplicação do HVDC cada vez mais utilizada em todo o mundo é a integração de recursos renováveis à rede elétrica, como parques eólicos. As potências de conversores HVDC-VSC estão crescendo e estão na faixa de 1.000 MW por polo (ADAPA, 2012).

Alguns exemplos das tecnologias envolvendo o HVDC que estão em pauta atualmente são:

Tecnologia VSC: Os conversores, até então de 2 ou 3 níveis, passam a ser fabricados com uma nova tecnologia de VSCs multinível modulares. Esse conversor proporciona vantagens técnicas, como menores perdas (entre 0,9% e 1%) e baixa exigência de filtragem. Atualmente, a maior fabricante desta tecnologia é a ABB, com o HVDC *Light*. O sistema, que já opera com tensões de 150 kV e potências de até 1.000 MW, utiliza cabos de polímero extrudido, a mais nova tecnologia nessa área, que possibilita a instalação em áreas com severas condições ambientais.

Transmissão UHVDC: Em vários países como Brasil, China e Índia, a demanda por

energia vem crescendo. Como são países de grande extensão territorial, torna-se necessário a transmissão de grandes níveis de potência (acima de 6 GW) a distâncias elevadas (acima de 1.000 km), o que demanda um sistema com altos níveis de tensão (acima de 800 kV), reduzindo assim as perdas. Alguns projetos de UHVDC começam a ser construídos ao redor do mundo, como, por exemplo, o sistema de Yunnan-Guangdong, que interliga as duas províncias na China, com uma capacidade de 5.000 MW a uma distância de 1.418 km (SIEMENS, 2015).

Além dessas novas tecnologias, avanços em nível de topologias, equipamentos e dispositivos semicondutores têm sido observados, dentre os quais pode-se destacar: a melhoria dos tiristores de potência, atingindo níveis de tensão de bloqueio de 8,5 kV; o aumento dos níveis de tensão dos sistemas até 1.100 kV e de corrente CC até 6 kA; a melhoria dos conversores VSC e das características dos IGBTs, que passam a conduzir correntes da ordem de 2 kA e tensões CC de 500 kV; a concepção de *Super Grids*, que permite a integração entre redes CC e CA com a utilização das tecnologias HVDC-VSC com conversores modulares de multinível e conceitos de sistemas multiterminal; dentre outros (ADAPA, 2012).

2.4 Uso do HVDC no Brasil e Perspectivas de Novos Projetos

Apesar do uso comercial do HVDC ter sido iniciado na década de 1950, no Brasil o primeiro sistema só veio a ser instalado e comissionado em 1981, com o elo *back-to-back* de Acaray, fabricado pela Siemens, na fronteira com o Paraguai. Essa modesta interconexão monopolar de 50 MW foi construída para suprir energia ao Paraguai em períodos de escassez de água e para exportar excedentes de energia hidráulico-elétrica ao Brasil. Ainda em operação, o sistema também possibilita a estabilização da frequência no sistema elétrico do Paraguai através de adição de controle de frequência ao elo CC (ARRILLAGA, 1998).

Outros sistemas HVDC *back-to-back* de características e finalidades semelhantes ao sistema de Acaray foram instalados no Brasil, como os elos de Uruguiana e Garabi 1 e 2, na fronteira com a Argentina, além dos sistemas Rivera e Melo, na fronteira com o Uruguai.

Em 1984, a ligação HVDC de longa distância de Itaipu foi implantada. O sistema interliga a usina hidroelétrica de Itaipu à subestação Ibiúna. O projeto consiste de dois elos bipolares, com a estação conversora em Foz do Iguaçu, no Paraná, e a estação inversora na cidade de São Roque, em São Paulo, e utiliza a tecnologia de conversores fonte de corrente de 12 pulsos com comutação natural de linha. A construção e operação das linhas se deram em várias etapas entre os anos de 1984 e 1987. Ambas as linhas operam em ± 600 kV, com um comprimento de 785 km e 805 km, respectivamente. Na época, o sistema HVDC-LCC foi escolhido devido à longa distância entre a geração e o ponto de conexão e também para permitir o intercâmbio de energia entre as unidades geradoras em 50 Hz no lado paraguaio para a rede em 60 Hz no Brasil (KIM et al., 2009).

Após a implantação do sistema HVDC de Itaipu, estudos de planejamento realizados em meados dos anos 1990 indicaram a possibilidade de se obter ganhos energéticos através da interligação dos sistemas elétricos Norte/Nordeste (Sistema Norte) e Sul/Sudeste/Centro-Oeste (Sistema Sul). Essas obras, que deveriam ser implantadas até o ano de 2001, foram antecipadas para o ano de 1998, em função da probabilidade de ocorrência de racionamentos de energia elétrica no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, no período de 1997 a 1999.

Na época, as pesquisas demonstraram que a interligação dos sistemas Norte/Sul deveria ser estabelecida entre as subestações de Imperatriz (Eletronorte) e Serra da Mesa (Furnas). Procedeu-se então estudos de alternativas de transmissão em corrente alternada e contínua para a fase inicial da interligação. Apesar de o planejamento apontar a alternativa em corrente contínua como mais viável, optou-se pelo uso da corrente alternada, associada à compensação série controlável, devido aos custos inferiores à alternativa em corrente contínua, além da vantagem de inserção regional, ao facilitar a integração de novas cargas e geração ao longo da rota da linha (BARCELOS, 2007).

Passados 23 anos desde o início da operação do HVDC de Itaipu, no ano de 2008 foi lançado o Edital nº 007/2008-ANEEL do projeto do HVDC do Rio Madeira. A concessão do serviço de transmissão se deu em função da implantação das primeiras grandes usinas de geração de energia elétrica na região amazônica, as hidroelétricas a fio d'água de Santo Antônio e Jirau, construídas no Rio Madeira. As usinas, instaladas perto da fronteira com a Bolívia e Peru, têm motorização plena prevista para o ano de 2016 (ONS, 2015c). Com esses projetos, o sistema elétrico brasileiro passará a interligar 98% da carga existente, incluindo a carga local da cidade de Porto Velho, às margens do Rio Madeira. Como a carga local a ser atendida é muito pequena, o projeto definiu que a energia gerada pelas usinas seria fornecida a essas cargas locais e o excedente seria transmitido à região Sudeste do Brasil, que concentra a maior demanda por energia elétrica no país. A quantidade de energia a ser transmitida e a distância, com linhas de transmissão cruzando diferentes regiões do país, tornou esse sistema de transmissão um projeto desafiador e único do ponto de vista do planejamento e implementação (ESMERALDO; ARAÚJO; JR, 2010).

Atualmente, onze sistemas HVDC estão em operação no Brasil, sendo quatro sistemas baseados na tecnologia HVDC-LCC e sete sistemas *back-to-back*, todos baseados na tecnologia de tiristores. A Tabela 2.1 apresenta a lista dos projetos em operação no país.

Além dos sistemas em operação, um novo projeto de transmissão em corrente contínua para escoamento da energia gerada pela usina hidroelétrica de Belo Monte até a região Sudeste foi iniciado. O serviço público de transmissão de energia elétrica foi concedido ao consórcio IE Belo Monte, formado pelas empresas Furnas, *State Grid Brazil Holding* e Eletronorte, através do Leilão nº 011/2013, promovido pela ANEEL em fevereiro de 2014.

O HVDC de Belo Monte consiste de um *link* bipolar de 4.000 MW operando a uma

Tabela 2.1: Projetos HVDC no Brasil

Sistema HVDC	Fornecedor	Ano de comissionamento	Potência (MW)	Tensão CC (kV)	Comprimento da linha (km)	Localização
Acaray	Siemens	1981	50	± 25	– (BtB)	PRY-BRA
Itaipu 1	ASEA	1986	3150	± 600	785	BRA
Itaipu 2	ASEA	1987	3150	± 600	805	BRA
Uruguaiiana	Toshiba	1994	50	15	– (BtB)	BRA - ARG
Rivera	Alstom	2000	70	20	– (BtB)	URY - BRA
Garabi 1	ABB	2000	1100	± 70	– (BtB)	ARG - BRA
Garabi 2	ABB	2002	2000	± 70	– (BtB)	ARG - BRA
Melo	Alstom	2012	500	± 79	– (BtB)	URY - BRA
Rio Madeira	ABB	2012	800	± 51	– (BtB)	BRA
Rio Madeira(Bip. 1)	ABB	2013	3150	± 600	2375	BRA
Rio Madeira(Bip. 2)	Alstom	2015	3150	± 600	2375	BRA

tensão de ± 800 kV. A estação conversora está localizada em Xingu, no estado do Pará, e a estação inversora em Estreito, no estado de São Paulo. O sistema é conectado através de uma linha de transmissão com comprimento de 2.092 km (ANEEL, 2013).

Na época da concessão do primeiro bipolo, estudos de planejamento já previram a implantação de um segundo bipolo operando em paralelo, com mesmas características do primeiro, planejado para operar até o ano de 2020. Esse segundo circuito irá interligar a estação conversora de Xingu ao Terminal Rio, localizado em Nova Iguaçu, no estado do Rio de Janeiro, distante 2.439 km (ANEEL, 2013). O leilão de concessão desse bipolo, conduzido pela ANEEL, ocorreu em 17 de julho de 2015, tendo como vencedora a empresa chinesa *State Grid Brazil Holding*, que ofereceu uma proposta de Receita Anual Permitida no valor de R\$ 988 milhões. Desta forma, o projeto final da transmissão de Belo Monte será constituído de dois bipolos operando em paralelo, porém com conexão em locais distintos.

Outra característica peculiar do projeto Belo Monte, é que o mesmo inaugura a tecnologia UHVDC no Brasil, seguindo a tendência mundial de uso desses sistemas para transmissões de elevadas potências a grandes distâncias.

Por fim, a EPE aponta a tendência de implantação de novos projetos HVDC no Brasil, com potencial de utilização na interligação das usinas hidroelétricas São Luiz do Tapajós e Jatobá, no estado do Pará, através de mais dois bipolos, à região Sudeste do Brasil (BRESSANE; CARVALHO, 2014).

2.5 Conclusões do Capítulo

Nesse capítulo, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre sistemas de corrente contínua com o objetivo de introduzir os conceitos básicos sobre as topologias de sistemas e as vantagens e desvantagens de seu uso.

Uma explanação sobre o estado da arte dos sistemas de transmissão em corrente contínua também foi apresentada, com destaque para a evolução da tecnologia empregada na construção desses sistemas.

Outrossim, foi realizada uma avaliação do uso dos sistemas HVDC no Brasil, desde o primeiro implantado até os mais recentes projetos em construção e em elaboração no país. Nesse sentido, conclui-se que as experiências recentes no uso do sistema HVDC, especificamente no projeto de interligação do Complexo do Rio Madeira, levaram a uma evolução do setor de transmissão de energia elétrica no Brasil. Essa evolução pode ser constatada através da maior quantidade de empresas atuando nos projetos concedidos pelo governo brasileiro. Em função disso, nota-se uma maior quantidade de atores interessados e um maior nível de capacitação dos profissionais envolvidos, o que proporciona um crescimento na disseminação do conhecimento que leva à melhoria nas especificações dos novos projetos.

Ainda, considerando as características do sistema elétrico brasileiro, observa-se um grande potencial de aplicação da transmissão em HVDC à longa distância no Brasil. Dentre as principais características contribuintes para a expansão do uso do HVDC, pode-se citar: o crescimento do uso de novas fontes de geração, como as usinas eolioelétricas nas regiões Nordeste e Sul; a implantação de grandes usinas hidroelétricas a fio d'água na região Norte, que por suas características de geração sazonal, se mostram mais adaptáveis a esse tipo de sistema de transmissão; a necessidade de expansão da transmissão e de uma maior interligação entre os subsistemas NE-SE e N-SE para a adequada gestão dos reservatórios durante os cenários hidrológicos críticos.

No capítulo seguinte, serão apresentadas as principais tecnologias de transmissão em corrente contínua existentes, os equipamentos componentes, os métodos de controle dos sistemas HVDC e uma abordagem sobre a interação entre os sistemas CA e CC, com foco para a inserção em sistemas fracos e suas particularidades.

3 TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

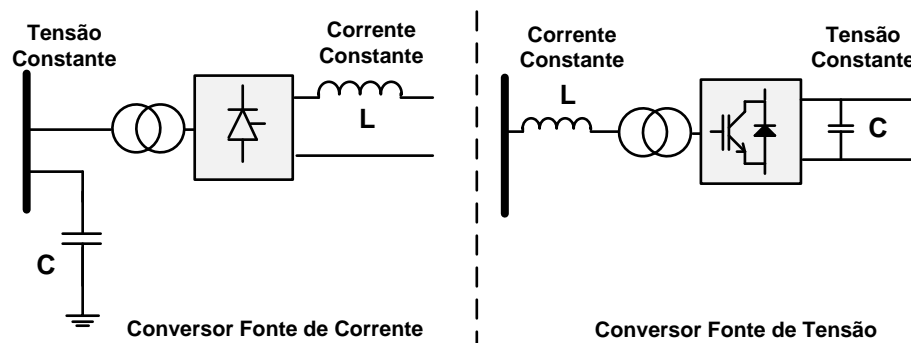
3.1 Introdução

Neste capítulo serão descritas as principais características referentes às duas tecnologias para transmissão de energia em corrente contínua utilizadas atualmente. Ambas as tecnologias se referem a sistemas de conversão CA-CC-CA, e podem ser classificadas como:

- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores Fonte de Corrente com Comutação Natural de Linha (*High Voltage DC using Line Commutated Converters - HVDC LCC*);
- Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores de Comutação Forçada - Conversores Fonte de Tensão (*High Voltage DC using Voltage Source Converters - HVDC VSC*).

A Figura 3.1 apresenta os dois tipos básicos de configurações para conversores trifásicos HVDC- LCC e HVDC-VSC.

Figura 3.1: Esquemático simplificado de um sistema HVDC.



Fonte: Adaptado de Sood (2004).

Os sistemas de transmissão HVDC modernos podem ser construídos tanto com o tradicional conversor fonte de corrente quanto com conversores fonte de tensão. Os dois conversores são duais um do outro e a escolha de uma determinada tecnologia é baseada em fatores técnicos e econômicos. A limitação da capacidade de transmissão de energia dos conversores HVDC-VSC em função de suas chaves eletrônicas e o maior nível de perdas se comparado ao HVDC-LCC, tem mantido a utilização deste último nos grandes projetos em termos de distância e

níveis de potência, embora as novas tecnologias estejam reduzindo as perdas dos sistemas VSC a níveis de menos de 1% e elevado a capacidade de transmissão das chaves.

Neste capítulo são apresentados os principais métodos de controle dos sistemas HVDC-LCC e HVDC-VSC e a configuração dos sistemas associados a cada tipo de tecnologia, bem como todo o equipamento necessário ao seu funcionamento. Por fim, uma abordagem sobre a interação entre os sistemas CA e CC é realizada, com foco para a inserção em sistemas fracos e suas particularidades.

Um sistema HVDC é composto basicamente pelas estações conversoras, no caso um retificador e um inversor, pelos transformadores de conversão, responsáveis pelo ajuste das tensões de entrada e de saída e pela linha de transmissão CC. No caso de sistemas *back-to-back* apenas as linhas de transmissão CC não estão presentes.

A Figura 3.2 mostra um circuito simplificado de transmissão de energia em corrente contínua e seu circuito equivalente, onde as fontes de tensão $V_{cc(ret)}$ e $V_{cc(inv)}$ representam, respectivamente, as tensões contínuas fornecidas pelo retificador e pelo inversor, localizados nas estações terminais. A resistência R representa a resistência total da linha de transmissão. A indutância L na linha CC representa a indutância própria da linha somada a do indutor de alisamento utilizado para filtragem das correntes harmônicas. Considerando que as fontes de tensão CC são alimentadas por sistemas de corrente alternada, o objetivo da linha CC é permitir que a potência gerada em um dos sistemas CA seja transportada para o outro sistema. As tensões sintetizadas nas estações conversoras definem o sentido positivo da corrente I_{cc} , como mostrado no circuito.

Considerando-se que a corrente na linha CC é contínua e livre de ondulação (*ripple*), a mesma pode ser calculada por:

$$I_{cc} = \frac{V_{cc(ret)} + V_{cc(inv)}}{R}. \quad (3.1)$$

A potência suprida pela estação conversora é dada por:

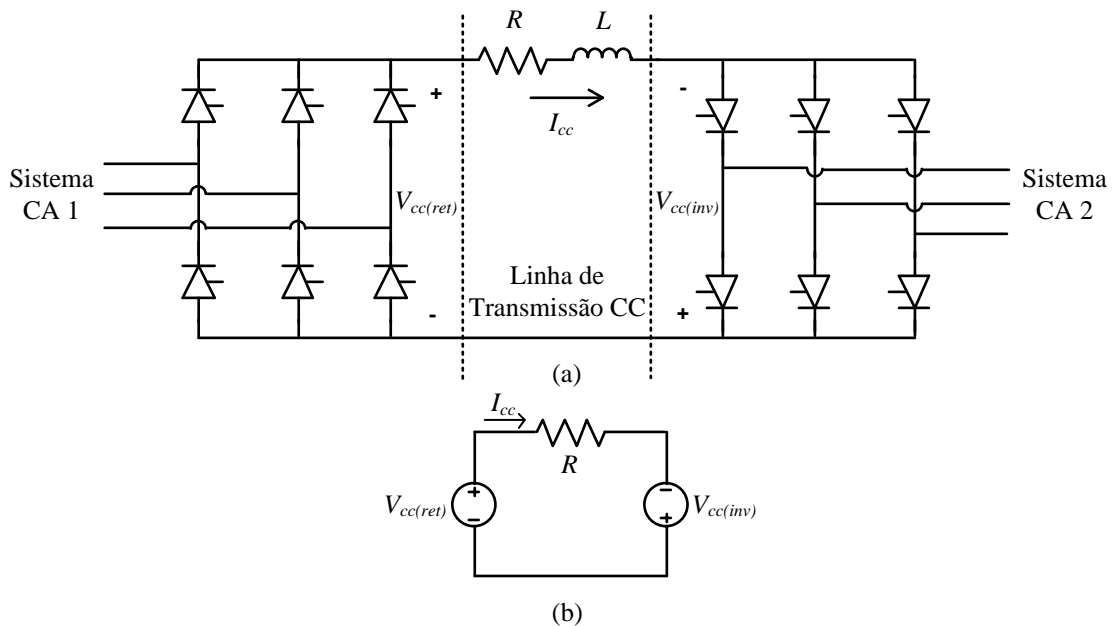
$$P_1 = V_{cc(ret)} I_{cc}. \quad (3.2)$$

A potência absorvida pela estação inversora é dada por:

$$P_2 = V_{cc(inv)} I_{cc}. \quad (3.3)$$

A partir dessas equações básicas, podem-se definir os parâmetros de um sistema de transmissão em corrente contínua. As tensões CC nas estações conversoras serão sintetizadas de acordo com a tecnologia adotada e os limites de corrente e potência transmitida serão função dessas tensões, que por sua vez são dependentes das tensões presentes no lado CA do sistema

Figura 3.2: (a) Sistema de transmissão HVDC básico; (b) Circuito equivalente de um sistema HVDC.



Fonte: Adaptado de Hart (2010).

elétrico. A seguir, serão apresentadas as duas tecnologias adotadas para realização desse tipo de transmissão de energia elétrica, bem como as formulações matemáticas que relacionam as tensões $V_{cc(ret)}$ e $V_{cc(inv)}$ e as tensões dos sistemas CA conectados às estações retificadoras e inversoras.

3.2 Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua usando Conversores Comutados em Linha (HVDC-LCC)

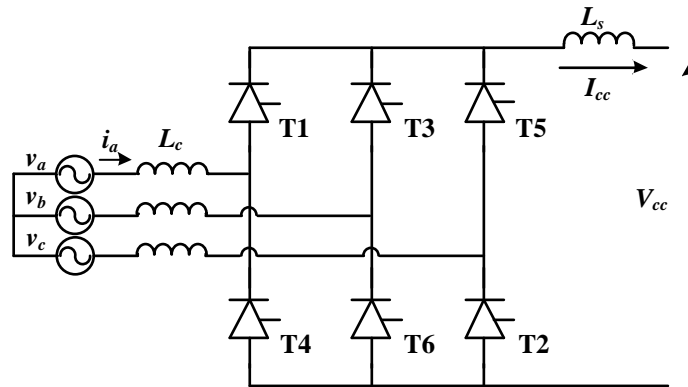
Atualmente os conversores mais empregados em sistemas HVDC são os baseados em comutação natural, ou seja, as válvulas comutam na frequência natural da rede (50 ou 60 Hz). Esses conversores utilizam tiristores como elementos de comutação e têm sua operação sincronizada com as tensões da rede CA, tanto do lado retificador quanto do lado inversor (NIQUINI, 2009).

Os sistemas HVDC-LCC, por utilizarem tiristores, permitem que o fluxo de potência ativa se dê em ambos os sentidos, apesar de não permitirem a inversão do sentido da corrente. Entretanto, o fluxo de reativos somente pode ocorrer em um dos sentidos, sempre do sistema CA para o sistema CC, dada a impossibilidade de se adiantar os disparos em relação à onda de tensão.

Os conversores utilizados nos sistemas HVDC-LCC são baseados no modelo da ponte

de 6 pulsos, conhecido como Ponte de Graetz, conforme apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3: Conversor CSC de 6 pulsos.



Fonte: Adaptado de Sood (2004).

A explanação sobre o princípio de funcionamento da ponte retificadora se inicia com o caso ideal, em que a mesma está ligada a uma rede CA infinitamente forte (ou seja, de impedância da fonte igual a zero) e a uma rede CC com uma reatância de alisamento infinita. Sob estas condições, a comutação entre as válvulas do mesmo lado da ponte ocorre instantaneamente.

Se as tensões v_a , v_b e v_c forem consideradas senoidais e balanceadas, tem-se que:

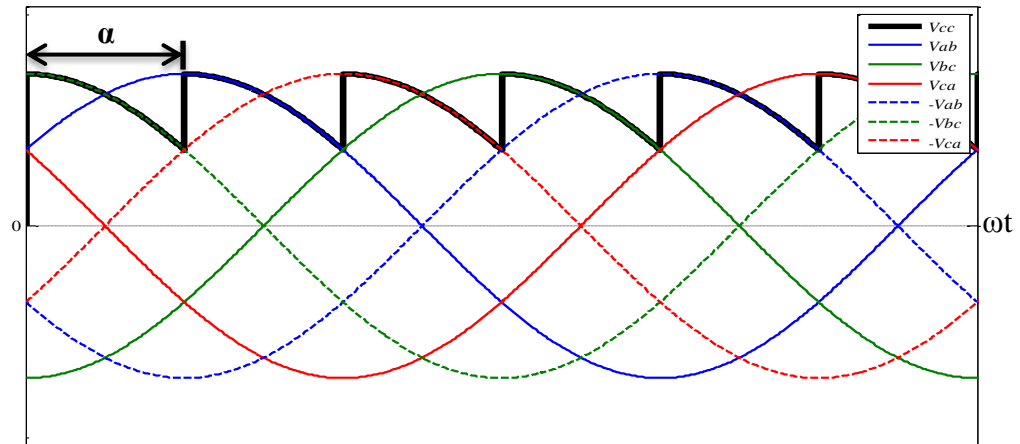
$$v_a(t) = \sqrt{2}V \text{sen}(\omega t), \quad (3.4)$$

$$v_b(t) = \sqrt{2}V \text{sen}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right), \quad (3.5)$$

$$v_c(t) = \sqrt{2}V \text{sen}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right), \quad (3.6)$$

onde V é a tensão eficaz de fase e ω é a frequência angular da rede.

A tensão na saída do retificador trifásico da Figura 3.3 é controlada pelo tempo de disparo dos tiristores da ponte. A condução de cada tiristor somente se inicia após a aplicação de um sinal no gatilho, quando o dispositivo estiver diretamente polarizado. O ângulo de disparo α é referenciado a partir do momento que o tiristor começaria a conduzir se ele fosse um diodo. Esse ângulo corresponde ao intervalo entre o instante em que o tiristor fica diretamente polarizado e o momento em que o sinal é aplicado no gatilho. A Figura 3.4 representa a tensão na saída do retificador controlado para um determinado ângulo α .

Figura 3.4: Tensão de saída em função do ângulo α .

Fonte: Próprio autor.

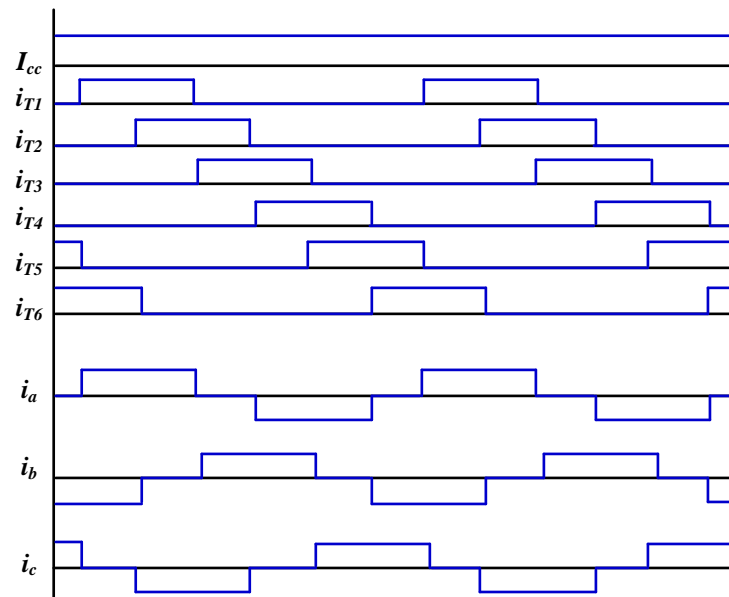
A tensão média na saída do retificador é dada por:

$$V_{cc} = \frac{1}{\pi/3} \int_{(\pi/3)+\alpha}^{(2\pi/3)+\alpha} \sqrt{3}\sqrt{2}V \sin(\omega t) d(\omega t) = \frac{3\sqrt{6}V}{\pi} \cos \alpha. \quad (3.7)$$

Considerando que a tensão CC na saída é a composição das tensões de linha nas três fases e que existem seis combinações dessas tensões, tem-se que uma transição de um maior valor de tensão de linha ocorre a cada 60° . Assim, a frequência fundamental da componente CA da tensão de saída é 6ω , onde ω é a frequência da fonte trifásica.

A Figura 3.5 mostra as correntes correspondentes nos tiristores para um dado ângulo α e a composição dessas correntes em cada fase do circuito de alimentação CA. Como se pode observar, uma corrente na fase se estabelece quando um dos dois tiristores ligados a cada fase passa a conduzir. Cada tiristor conduz por um período equivalente a 120° e a condução do outro tiristor da mesma fase ocorre 60° depois de cessada a condução do anterior. No caso ideal, considera-se que um valor elevado do indutor de alisamento faz com que as correntes nos tiristores, quando em condução, se tornem essencialmente CC, ou seja, sem ondulações. Essas correntes não têm suas formas alteradas em função de α , pois a variação do ângulo apenas desloca a onda de corrente. Ainda, observa-se através das séries de Fourier que as correntes totais no lado CA são compostas por harmônicos de ordem $6k \pm 1$, para $k = 1, 2, 3, \dots$, provocando o surgimento de harmônicos com termos de 5^a e 7^a ordens em diante no sistema, gerando uma demanda por filtragem para eliminação desses harmônicos na rede de corrente alternada.

Figura 3.5: Correntes ideais no retificador trifásico .



Fonte: Próprio autor.

3.2.1 A Comutação

Na prática, as tensões e correntes resultantes do processo de conversão CA-CC são diferentes das apresentadas na seção anterior pelo fato de a impedância da fonte não ser nula, como considerado. De fato, ainda que a impedância do sistema CA seja pequena, no caso dos sistemas fortes, a presença das indutâncias existentes nas fases dos transformadores conversores não permite que as formas de onda dessas tensões e correntes sejam iguais as das Figuras 3.4 e 3.5. O principal efeito da impedância do sistema CA é o de reduzir a taxa de variação da corrente, prolongando o tempo de comutação dos tiristores.

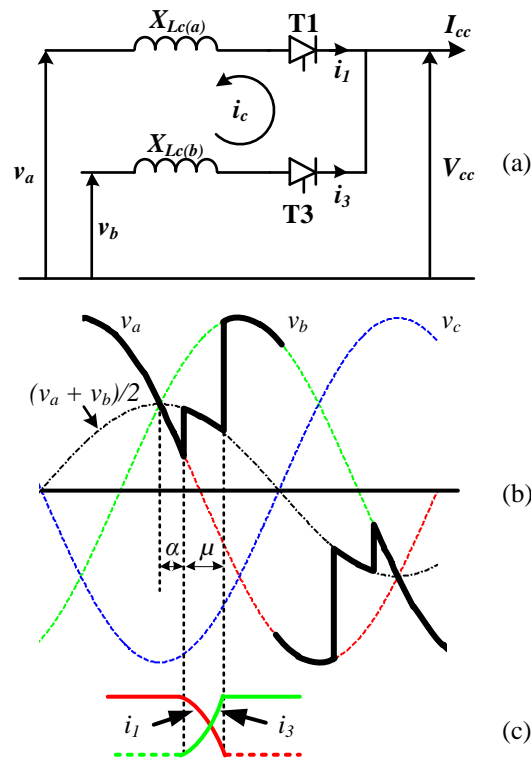
Em outras palavras, a presença da indutância do transformador conversor somada à do sistema CA, faz com que a comutação de uma válvula para a próxima não seja instantânea, levando a comutação entre as válvulas a ocorrer dentro de um determinado intervalo de tempo. O ângulo associado a esse tempo de comutação é representado por μ . Nos sistemas HVDC-LCC comerciais, o valor de μ é compreendido na faixa de 15° a 25° (RASHID, 2011).

A Figura 3.6(a) mostra o circuito equivalente de uma ponte conversora durante o processo de comutação entre as válvulas de tiristores 1 e 3, conectados às fases “a” e “b” do sistema (v_a e v_b), com uma reatância de comutação por fase ($X_{Lc} = \omega L_c$) e uma impedância da fonte insignificante. O processo de comutação entre os tiristores 1 e 3 se inicia com o disparo do tiristor 3, quando aplicado um pulso de corrente no *gate*, a partir do cruzamento entre as tensões superiores v_a e v_b e deve ser concluído antes do cruzamento da tensão inferior v_c com a

menor destas duas formas de onda de tensão. Durante esse período de comutação, os tiristores 1 e 3 conduzem simultaneamente e as tensões v_a e v_b são curto circuitadas através das reatâncias de comutação $X_{Lc(a)}$ e $X_{Lc(b)}$, fazendo com que uma corrente de comutação i_c circule no laço formado pelas chaves 1 e 3, de forma que a corrente I_{cc} , na carga, será a soma das correntes nessas chaves.

Se as reatâncias de comutação forem consideradas equilibradas, então as taxas de variação de i_3 e $-i_1$ serão iguais e, conseqüentemente, as quedas de tensão em $X_{Lc(a)}$ e $X_{Lc(b)}$ serão as mesmas. Assim, durante o período de sobreposição, a tensão contínua V_{cc} será o valor médio de v_a e v_b , conforme apresentado na Figura 3.6(b).

Figura 3.6: O processo de comutação: (a) circuito equivalente; (b) formas de onda no retificador e inversor; (c) formas de onda da corrente.



Fonte: Adaptado de Arrillaga (1998).

Assumindo que $X_{Lc(a)} = X_{Lc(b)} = X_{Lc} = \omega L_c$ e analisando a malha que contém i_c do circuito da Figura 3.6(a), tem-se que:

$$v_b - v_a = 2(X_{Lc}/\omega)d(i_c)/dt, \quad (3.8)$$

onde:

$$v_b - v_a = \sqrt{3}\sqrt{2}V \text{sen}(\omega t). \quad (3.9)$$

Substituindo (3.9) em (3.8) e integrando no intervalo entre α e ωt , tem-se a seguinte expressão:

$$\frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \int_{\alpha}^{\omega t} V \text{sen}(\omega t) d(\omega t) = X_{Lc} \int_0^{i_c} d(i_c), \quad (3.10)$$

que resulta na expressão da corrente instantânea de comutação:

$$i_c = \frac{\sqrt{3}V}{\sqrt{2}X_{Lc}} [\cos(\alpha) - \cos(\omega t)]. \quad (3.11)$$

Substituindo a condição final em que $i_c = I_{cc}$ em $\omega t = \alpha + \mu$ tem-se:

$$I_{cc} = \frac{\sqrt{3}V}{\sqrt{2}X_{Lc}} [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)]. \quad (3.12)$$

Manipulando-se (3.12), obtém-se o valor do ângulo de comutação μ :

$$\mu = \cos^{-1} \left(\cos \alpha - \frac{2\omega L_c I_{cc}}{\sqrt{6}V} \right). \quad (3.13)$$

A Equação (3.13) mostra que o ângulo de comutação aumenta com o incremento dos valores de L_c ou I_{cc} ou se o ângulo α se desviar a partir da metade do meio ciclo, ou seja, para α entre 90° e 180° .

Como a tensão contínua V_{cc} será o valor médio de v_b e v_a durante a comutação e esta ocorre três vezes a cada ciclo da tensão de entrada, pode-se calcular a queda de tensão CC devido à comutação como:

$$V_{queda} = \frac{3}{2\pi} \int_0^{\mu} \frac{1}{2} (v_b - v_a) d(\omega t) = \frac{3}{4\pi} \int_0^{\mu} \sqrt{3}\sqrt{2}V \text{sen}(\omega t + \alpha) d(\omega t), \quad (3.14)$$

resultando em:

$$V_{queda} = -\frac{3\sqrt{3}\sqrt{2}V}{4\pi} [\cos(\mu + \alpha) - \cos(\alpha)]. \quad (3.15)$$

Isolando os termos em cosseno de (3.12) e substituindo em (3.15), pode-se definir a queda de tensão CC devido à comutação como:

$$V_{queda} = -3L_c I_{cc} f. \quad (3.16)$$

Essa queda de tensão ocorre nos tiristores da parte superior da ponte de seis pulsos, sendo que os tiristores da parte inferior, ao retificarem a parte negativa das tensões de fase, também estão submetidos à mesma parcela de redução. Portanto, considerando o sistema com carga e o fenômeno da comutação, a tensão contínua na saída do retificador de seis pulsos é dada pela parcela de (3.7) menos duas vezes a queda de tensão definida por (3.16), que resulta em:

$$V_{cc(ret)} = \frac{3\sqrt{6}V}{\pi} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} 2\pi f L_c I_{cc}, \quad (3.17)$$

que também pode ser escrita como:

$$V_{cc(ret)} = \frac{3\sqrt{6}V}{2\pi} [\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)]. \quad (3.18)$$

Além da tensão CC ser definida pelo ângulo α , a corrente de fase é deslocada devido ao ângulo de disparo dos tiristores. Com isso, a corrente de cada fase do conversor ficará atrasada da tensão de fase, fazendo com que o retificador absorva uma corrente atrasada e consuma energia reativa.

Como os sistemas HVDC-LCC possuem filtragem de harmônicos, a corrente que flui no lado CA não possui grandes distorções, sendo composta (idealmente) somente pela componente na frequência fundamental, e o Fator de Potência pode ser aproximado pelo Fator de Deslocamento $\cos(\phi)$, onde ϕ é a diferença de fase entre as componentes fundamentais da tensão e corrente de fase. O valor eficaz da corrente no lado CA obtido a partir de análise de Fourier é dado por (ARRILLAGA, 1998):

$$I = \frac{I_{cc}\sqrt{6}}{\pi}. \quad (3.19)$$

Para o cálculo do Fator de Potência do sistema HVDC-LCC, considera-se, sob condições ideais e desprezando as perdas, que a potência ativa no lado CA deve ser a mesma no lado CC. Assim,

$$P = 3VI \cos \phi = V_{cc} I_{cc}, \quad (3.20)$$

e

$$\cos \phi = \frac{V_{cc} I_{cc}}{3VI}. \quad (3.21)$$

Substituindo V_{cc} e I_{cc} a partir de (3.18) e (3.19) em (3.21), obtém-se a expressão aproximada para o Fator de Potência causado pelo processo de retificação, dada por:

$$\cos \phi = \frac{1}{2} [\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)]. \quad (3.22)$$

Desta forma, a potência reativa (Q) consumida pelo sistema em termos da potência ativa (P) é dada por:

$$Q = P \tan \phi. \quad (3.23)$$

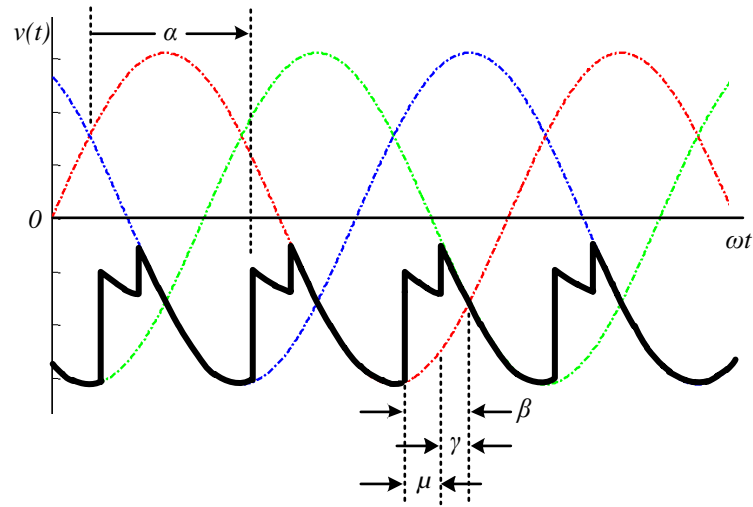
Isto indica que a potência reativa do sistema é diretamente proporcional ao incremento dos ângulos de disparo e de comutação e explica o fato dos sistemas HVDC-LCC necessitarem operar com a transferência de potência sempre perto do valor nominal. Caso contrário, para a transmissão de baixas potências, o valor da potência reativa demandada se torna relativamente elevado.

No processo de inversão, a presença da reatância de comutação impede a obtenção de tensão contínua reversa máxima, pois o ângulo de gatilhamento α deve ser consideravelmente menor do que 180° , de forma a compreender o tempo correspondente ao ângulo de comutação μ e a assegurar que o tiristor de saída entre em bloqueio antes do cruzamento com a tensão da outra fase. Esse tempo necessário para garantir o bloqueio da chave é representado pelo ângulo de extinção γ . Caso o bloqueio da chave de saída não ocorra dentro da faixa de γ , poderá acontecer uma falha de comutação, caracterizada pela interrupção no processo de transferência de corrente entre o tiristor que entrará em bloqueio e o tiristor que entrará em condução, antes que haja a inversão da polaridade da tensão CA (BORRÉ, 2013).

Falhas de comutação são aleatórias e de natureza estocástica. Portanto, um dos objetivos do controle do sistema HVDC-LCC deve ser a minimização da taxa de incidência dessas falhas e suas consequências. Ao contrário do processo de retificação, onde o ângulo de disparo α pode ser escolhido com precisão para atender a um determinado objetivo do controle, o mesmo não é possível no que diz respeito ao ângulo de disparo do inversor, por causa da incerteza do ângulo de comutação (μ). Eventos que ocorrem após o instante de disparo são imprevisíveis e, portanto, o ângulo mínimo de extinção γ deve conter uma margem de segurança para cobrir a incerteza (valores entre 15° e 20° são tipicamente utilizados). No entanto, quanto maior o ângulo de extinção, maior será a tensão requerida no sistema CC para atender à demanda de potência e, conseqüentemente, os custos desse sistema serão maiores. Além disso, as perdas totais do sistema são aumentadas com maiores margens de γ , visto que a absorção de energia reativa da estação conversora é correspondentemente aumentada (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

A Figura 3.7 mostra as formas de onda da operação do inversor. No modo de inversão, o ângulo de comutação μ tem uma maior importância, uma vez que o mesmo determina o quanto o ângulo α pode ser incrementado. Outra forma de representar o ângulo de disparo no inversor é através do ângulo de avanço $\beta = \pi - \alpha$ ou $\beta = \mu + \gamma$, que deve ter seu valor mínimo estabelecido para uma comutação segura.

Figura 3.7: Forma de onda de tensão no inversor.



Fonte: Adaptado de Kim et al. (2009).

Embora a análise realizada para o processo de retificação seja igualmente aplicável para o funcionamento do inversor, por conveniência, as equações do inversor são muitas vezes expressas em termos do ângulo de avanço β ou do ângulo de extinção $\gamma = \beta - \mu$.

Assim, a tensão CC do inversor pode ser dada pelas expressões a seguir:

$$V_{cc(inv)} = \frac{3\sqrt{6}V}{\pi} \cos \gamma - \frac{3}{\pi} 2\pi f L_c I_{cc}, \quad (3.24)$$

ou

$$V_{cc(inv)} = \frac{3\sqrt{6}V}{\pi} \cos \beta + \frac{3}{\pi} 2\pi f L_c I_{cc}, \quad (3.25)$$

ou

$$V_{cc(inv)} = \frac{3\sqrt{6}V}{2\pi} [\cos(\beta) + \cos(\gamma)]. \quad (3.26)$$

De forma semelhante ao definido em (3.22), a seguinte expressão aproximada define o Fator de Potência no processo de inversão:

$$\cos \phi = \frac{1}{2} [\cos(\gamma) + \cos(\beta)]. \quad (3.27)$$

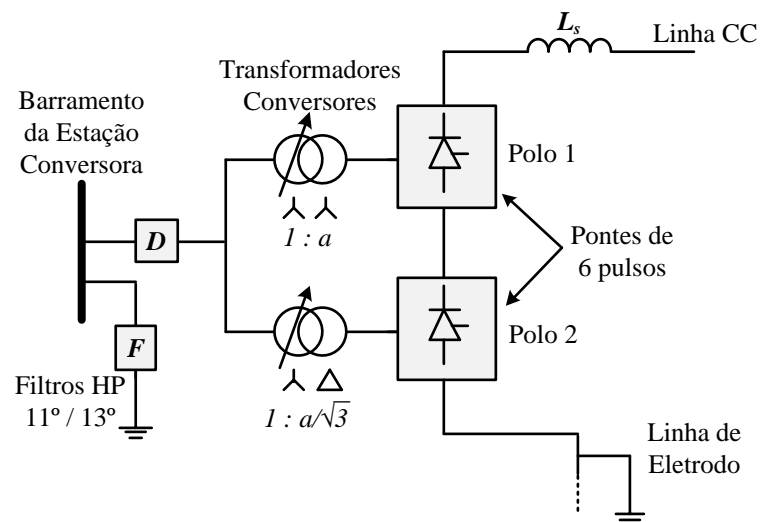
Da mesma forma que no processo de retificação, a corrente fornecida pelo inversor ao sistema CA é atrasada do semiciclo positivo da tensão da fase correspondente, o que indica que o inversor, assim como o conversor, consome energia reativa durante sua operação (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Como observado, as potências ativa e reativa de um retificador controlado variam de acordo com o cosseno e seno do ângulo de controle, respectivamente. Assim, quando o sistema opera com corrente constante, a demanda de potência reativa em baixas potências ($\phi \approx 90^\circ$) pode ser muito alta. Nesses casos, o uso de transformadores com comutadores de derivação em carga auxilia na redução do ângulo de extinção γ ao mínimo especificado. Sob tais condições controladas, observa-se que a demanda de energia reativa pode chegar a 60% da potência ativa transmitida pelo sistema à plena carga (ARRILLAGA, 1998).

3.2.2 Conversor HVDC-LCC de 12 pulsos

Os sistemas HVDC geralmente são projetados para a transmissão de grande quantidade de energia, que somente é possível através de maiores níveis de corrente ou tensão nos conversores e inversores. Nestes casos, a operação em paralelo ou série de conversores com transformadores de mudança de fase é utilizada, levando a maiores níveis de tensão e corrente, além da redução de harmônicos na carga e na fonte. Nessa configuração, a conexão em série de duas pontes conversoras com os secundários deslocados de 30° gera uma tensão CC composta por doze pulsos em um ciclo da tensão CA. Um exemplo dessa configuração é mostrado na Figura 3.8.

Figura 3.8: Conversor de 12 pulsos.



Fonte: Adaptado de Arrillaga (1998).

A ponte retificadora 1 gera uma tensão CC de seis pulsos. A ponte 2 também gera uma tensão CC de 6 pulsos, entretanto, deslocada da primeira de 30° devido à ligação estrela-delta do transformador conversor. Como essas tensões CC devem ter o mesmo valor, se faz necessário

que as relações de transformações dos dois transformadores conversores sejam calculadas a fim de resultarem nos mesmos valores de tensão nos secundários de ambos. Para que isso ocorra, considerando uma relação de transformação de $1:a$ do transformador estrela-estrela, então a relação de transformação do transformador estrela-delta deverá ser de $1:a/\sqrt{3}$. Ao se somarem, as tensões de saída das duas pontes formam um sinal de tensão de 12 pulsos. Tipicamente, os ângulos de gatilhamento são os mesmos para ambas as pontes e a saída CC é dada por:

$$V_{cc} = V_{cc,Y} + V_{cc,\Delta} = \frac{6\sqrt{6}V}{\pi} \cos \alpha - \frac{6}{\pi} 2\pi f L_c I_{cc}. \quad (3.28)$$

Outra vantagem da utilização de um conversor de 12 pulsos, em comparação ao conversor de 6 pulsos, é a redução das harmônicas no sistema de corrente alternada. A corrente total no lado CA é dada pela soma das correntes advindas dos dois transformadores. Devido ao deslocamento angular entre as tensões e correntes, termos de 5ª e 7ª ordens das séries de Fourier das correntes se anulam quando os mesmos são somados, fazendo com que as harmônicas de 5ª e 7ª ordens sejam eliminadas da corrente no lado CA. Como consequência, as harmônicas que permanecem no sistema de corrente alternada são de ordem $12k \pm 1$. Essa redução de harmônicos proporciona uma redução no tamanho dos filtros e consequentemente nos custos do projeto.

3.2.3 Métodos de Controle HVDC-LCC

De acordo com Kim et al. (2009), um sistema de controle HVDC ideal deve possuir os seguintes requisitos:

- Simetria dos ângulos de disparo dos tiristores durante a operação em estado permanente;
- Capacidade para determinar o ângulo de disparo usando a tensão de comutação com o mínimo consumo de potência reativa pelo conversor, sem incorrer em falhas de comutação;
- Insensibilidade às variações de tensão e frequência do sistema de transmissão CA;
- Capacidade de prever o tempo ótimo de disparo com base na tensão real do sistema e na corrente CC sem provocar falhas de comutação;
- Esquema de controle de corrente com uma margem suficiente de velocidade e estabilidade para lidar com mudanças no valor de referência ou perturbações no sistema.

Para atendimento desses objetivos, o sistema de controle de uma instalação HVDC possui uma hierarquia estruturada com três camadas designadas como controle geral, controle de polo e controle das unidades conversoras (ARRILLAGA, 1998).

O controle geral da estação é responsável por receber os valores de potência de referência e enviá-los para o controle de polo. Estes valores de referência de potência são gerados a partir da potência requerida instantaneamente pelo sistema e de outros controles suplementares, tais como o controle de frequência e amortecimento do sistema ou uma combinação de ambos. O controle geral também executa a comutação dos bancos de filtros de harmônicos e dos bancos de capacitores para compensação de reativos, conforme exigido pelas mudanças das condições operacionais.

A camada de controle de polo gera os ângulos de referência de chaveamento dos conversores a partir de uma potência ou de uma tensão CC demandada pelo controle geral.

O controle das unidades conversoras é responsável por controlar os instantes de gatilhamento das válvulas das pontes e por definir os ângulo de comutação (μ) e os limites mínimos do ângulo de chaveamento (α_{min}).

Os valores de corrente, tensão e potência definidos pelo controle geral do sistema são estabelecidos através do ângulo de disparo dos tiristores gerado no controle do polo. Normalmente, a estação retificadora tem como função controlar a corrente na linha, mantendo-a em um valor previamente estabelecido enquanto que a estação inversora tem como função controlar a tensão do lado CC do elo HVDC, com um ângulo de extinção mínimo para garantir uma comutação segura (EPE, 2008a).

Os pontos normais de operação do HVDC ($V_{cc(op)}$, $I_{cc(op)}$) são determinados por retas obtidas a partir de suas relações de tensão e corrente. No retificador esse ponto de operação é usualmente obtido através da técnica conhecida como Controle de Corrente Constante, que reduz o ângulo de disparo sempre que a corrente na linha for menor do que a corrente de referência. O inversor mantém a tensão no lado CC constante através do controle do ângulo de extinção.

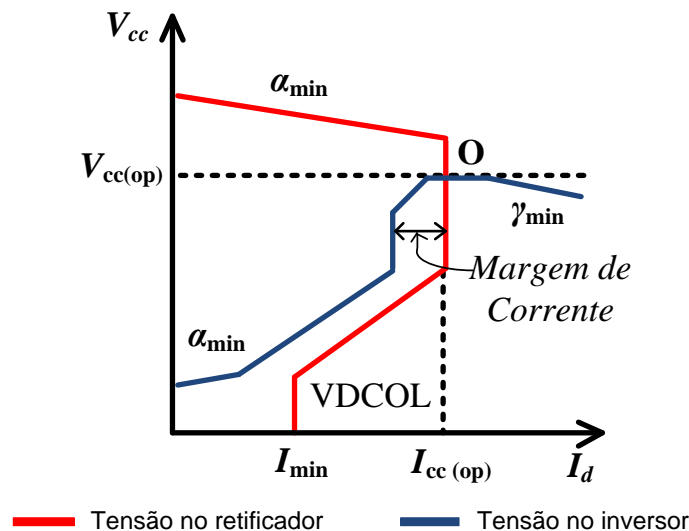
Quando a tensão no lado do inversor é maior que a tensão do lado do retificador, o controle do retificador reduz o ângulo de disparo a fim de manter a maior tensão possível. Caso o ângulo de disparo atinja seu valor mínimo e a tensão CC continue maior do que a tensão CC do lado do retificador, a corrente e a potência transmitida pela linha vão à zero. Para evitar essa condição, o inversor possui uma malha de controle de corrente similar à encontrada no retificador. Esta possui um valor de referência de corrente menor e é utilizada apenas em condições de emergência.

Com intuito de prevenir a perda do ponto de operação do sistema devido a variações da impedância da rede CA, outros modos de controle são incorporados ao sistema, como o modo de ângulo de disparo constante e modo de tensão constante no inversor. Esses modos têm como função evitar a ocorrência de múltiplos pontos de operação ocasionada por uma alta impedância da rede CA no terminal inversor (SHAH; HASSAN; SUN, 2013).

Outro tipo de controle muito utilizado é o modo Limitador da Ordem de Tensão Dependente da Corrente (da sigla em inglês, VDCOL) que reduz as referências de corrente nos terminais durante afundamentos de tensão ou falhas na rede CA que requerem a redução do fluxo de energia no sistema HVDC.

Essas diferentes configurações para o controle de corrente associadas compõem o Controle de Margem de Corrente (CMC). As características completas do método CMC são mostradas na Figura 3.9. No gráfico, destaca-se que a inclinação observada deve-se à queda de tensão sobre a resistência da linha.

Figura 3.9: Modo de operação do CMC.

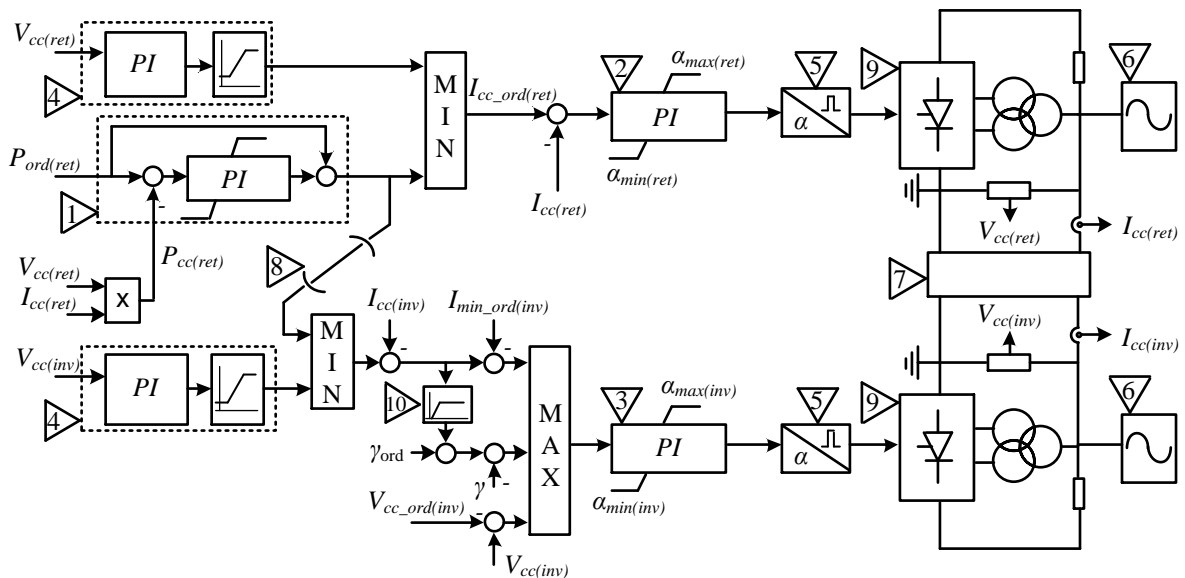


Fonte: Adaptado de Shah, Hassan e Sun (2013).

O diagrama de blocos na Figura 3.10 apresenta os principais componentes de um sistema de controle HVDC-LCC. Essa estrutura de controle se utiliza de controle de potência no retificador e controle do ângulo de extinção no inversor. O controlador de potência (1) fornece a referência de corrente CC para o controlador secundário (2). A fim de obter um novo ponto de operação durante uma queda de tensão CA no retificador, o controle HVDC utiliza um controle de corrente marginal no inversor. O inversor também pode ter um controle de tensão CC. Os três modos de controle do inversor não agem ao mesmo tempo. Em outras palavras, somente o controle do ângulo de extinção ou o de corrente marginal ou o de tensão CC é ativado, mas nunca em conjunto. O inversor utiliza uma função de seleção de máximo para determinar o modo de operação. Um Limitador da Ordem de Tensão Dependente da Corrente (VDCOL) (4)

no inversor e retificador definem a corrente CC de referência durante faltas e restabelecimentos.

Figura 3.10: Diagrama de blocos de um controle HVDC convencional: 1, controlador de potência, 2, controlador de corrente, 3, controlador de ângulo de extinção ou tensão CC ou corrente marginal, 4, VDCOL, 5, unidade de disparo, 6, rede CA, 7, linha CC, 8, link de telecomunicações, 9, conversor, 10, combinador de corrente.



Fonte: Adaptado de Kim et al. (2009).

3.3 Transmissão em Alta Tensão de Corrente Contínua usando Conversores de Fontes de Tensão (HVDC-VSC)

Esses conversores utilizam chaves semicondutoras auto comutadas, como GTOs e IGBTs, que são totalmente controladas, ou seja, podem ser ligadas ou desligadas a qualquer momento, em frequências da ordem de 2 kHz, o que tornou possível a utilização de tecnologias como PWM ou uma variação da mesma, denominada por modulação multinível (STEPHEN, 2013). Essa característica é a principal diferença em comparação aos conversores CSCs convencionais, pois estes operam com tiristores comutados pela linha. O recurso de chaveamento das chaves a altas frequências com o uso do controle PWM permite que a tensão e corrente em um VSC possam ser moduladas para produzir uma saída quase senoidal, além de proporcionar o controle do Fator de Potência. Além de apresentarem as vantagens inerentes aos sistemas HVDC-LCC, algumas outras características desse conversor o tornam cada vez mais atraente (KIM et al., 2009):

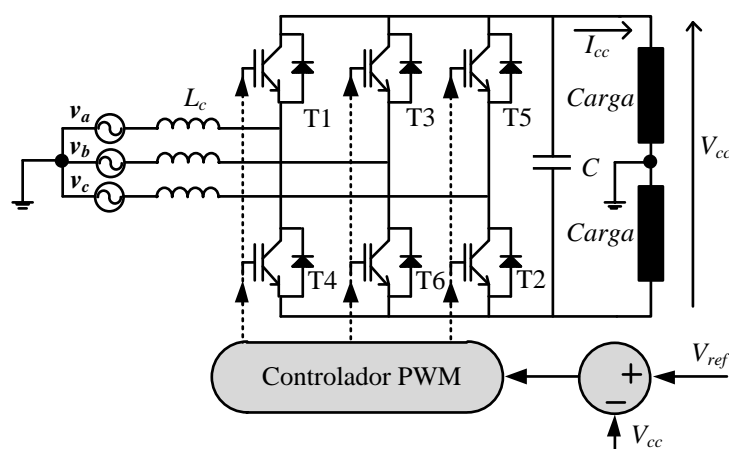
- Controle independente das potências ativa e reativa;

- Suprimento de redes passivas e capacidade de *black-start*, que é a capacidade do sistema de se restabeler com recursos próprios, sem necessidade de referência da rede elétrica;
- Alto desempenho dinâmico;
- Possibilidade de uso em multiterminal;
- Dentre outras vantagens.

No entanto, o sistema HVDC-VSC ainda tem alguns problemas a serem superados, tais como as elevadas perdas de comutação, limites da aplicação de dispositivos e outros problemas relacionados com a comutação em alta frequência. Portanto, na prática, esse sistema tem sido utilizado para sistemas com potência inferior a 250 MW. Acima disso, o sistema HVDC-LCC deverá continuar a dominar o mercado por algum tempo (KIM et al., 2009).

Na Figura 3.11, os principais elementos responsáveis pelo funcionamento do conversor VSC são apresentados. O capacitor do lado CC (C) e o indutor de acoplamento do lado CA (L_c) são elementos necessários do conversor. A tensão CC (V_{cc}) é monitorada e comparada com um valor de referência para gerar um sinal de erro, que chega ao controlador PWM. Quando a corrente CC (I_{cc}) é positiva, o VSC atua como um retificador, o capacitor C é descarregado, uma vez que alimenta a carga CC, e o sistema de controle modifica o ângulo de disparo para prover a importação de energia a partir do sistema de corrente alternada. Quando a corrente CC (I_{cc}) for negativa, o VSC atua como um inversor, o capacitor C é carregado a partir de uma fonte CC, e o sistema de controle irá modificar o ângulo de disparo para exportar energia para o sistema de corrente alternada (SOOD, 2004).

Figura 3.11: Conversor HVDC-VSC.



Fonte: Adaptado de Sood (2004).

Os conversores HVDC-VSC não fazem parte do objeto deste estudo, que se restringe a analisar o comportamento do sistema HVDC utilizado na transmissão do Complexo do Rio Madeira, composto de conversores fonte de corrente. Maiores detalhes dos controles utilizados nos sistemas HVDC-VSC podem ser encontrados em Li, Haskew e Xu (2010), Kalitjuka (2011), Shah, Hassan e Sun (2013).

3.4 Interação entre os Sistemas CA e CC

As interações que ocorrem entre os sistemas CA e CC são bastante complexas e de natureza variável. A avaliação de algumas destas interações pode ser feita por meio de um índice arbitrário conhecido como *SCR - Short Circuit Ratio* ou relação de curto-circuito, em português.

O indicador SCR é determinado pela impedância de Thévenin do sistema CA equivalente simplificado conectado ao barramento do conversor. Para um baixo valor da impedância de Thévenin (isto é, um sistema CA forte), as variações da tensão no sistema CA são relativamente pequenas e falhas de comutação raramente ocorrem no sistema CC. Uma impedância de Thévenin elevada (isto é, um sistema CA fraco), pode causar problemas de ressonância harmônica, instabilidade e falhas frequentes de comutação. A robustez de um sistema de CA, relacionada à impedância de Thévenin, é expressa em termos da relação de curto-circuito SCR e é definida como a razão entre a potência de curto-circuito do sistema CA (S_{MVA}) e a potência CC nominal do elo HVDC (P_{CC}) (BORRÉ, 2013). Matematicamente, essa relação é expressa por:

$$SCR = \frac{S_{MVA}}{P_{CC}}, \quad (3.29)$$

onde:

$$S_{MVA} = \frac{V_{CA}^2}{Z_{CA}}. \quad (3.30)$$

Substituindo-se (3.30) em (3.29), tem-se:

$$SCR = \frac{S_{MVA}}{P_{CC}} = \frac{V_{CA}^2}{P_{CC} \cdot Z_{CA}}, \quad (3.31)$$

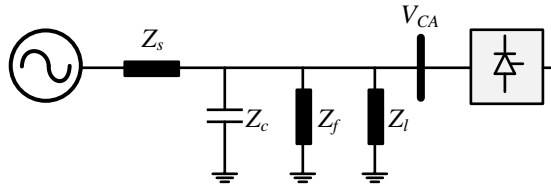
que pode ser reescrito em função da impedância de Thévenin do sistema CA como (KIM et al., 2009):

$$SCR = \frac{1}{Z_{CA}} \cdot Z_{base} = \left(\frac{1}{Z_s} + \frac{1}{Z_l} \right) \cdot Z_{base}, \quad (3.32)$$

onde Z_{CA} é a impedância equivalente do sistema CA, Z_s é a impedância da fonte e Z_l a im-

pedância equivalente das carcas locais em paralelo, conforme representado na Figura 3.12.

Figura 3.12: Sistema CA ligado ao Conversor HVDC.



Fonte: Adaptado de Kim et al. (2009).

Segundo Borré (2013), embora não haja limites bem definidos quanto à distinção entre sistemas fracos e fortes, é comum classificar os sistemas CA de acordo com os valores de SCR, em:

- forte: $SCR \geq 3$;
- fraco: $2 < SCR < 3$;
- muito fraco: $SCR \leq 2$.

Outro termo utilizado em sistemas de potência, especialmente em sistemas HVDC, é a razão efetiva de curto-circuito, ou no inglês, *Effective Short Circuit Ratio* (ESCR). Esse indicador é utilizado para qualificar a robustez do sistema CA e leva em conta a potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores e filtros ligados ao barramento do conversor (KIM et al., 2009). O ESCR é definido como:

$$ESCR = \frac{S_{MVA} - Q_C}{P_{CC}}, \quad (3.33)$$

onde Q_C é a potência reativa equivalente dos bancos de capacitores fixos e dos filtros de harmônicos, dada por:

$$Q_C = \frac{V_{CA}^2}{\frac{1}{Z_f} + \frac{1}{Z_c}}. \quad (3.34)$$

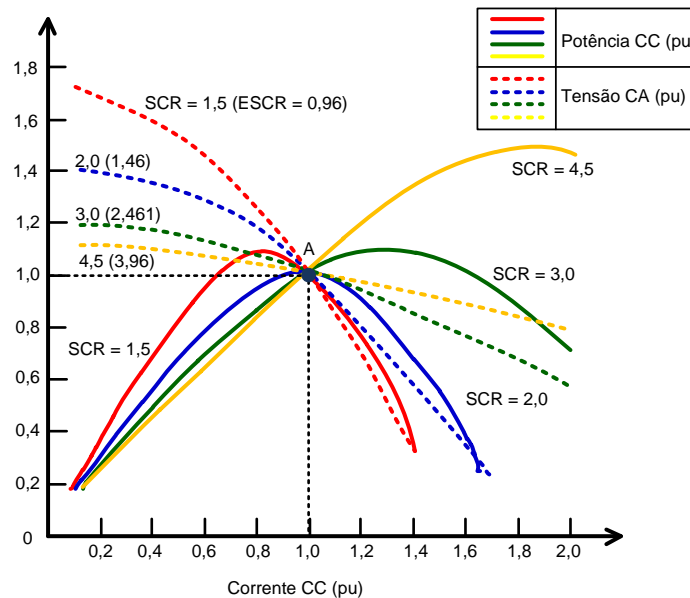
Substituindo-se (3.34) em (3.33), tem-se o ESCR representado em função da nova impedância equivalente do sistema:

$$ESCR = \frac{S_{MVA} - Q_C}{P_{CC}} = \frac{1}{Z_{CA}} \cdot Z_{base} = \left(\frac{1}{Z_s} + \frac{1}{Z_l} + \frac{1}{Z_f} + \frac{1}{Z_c} \right) \cdot Z_{base}, \quad (3.35)$$

onde Z_f é a impedância dos filtros de harmônicos e Z_c a impedância dos bancos de capacitores, também representados na Figura 3.12.

Outro parâmetro avaliado nos projetos HVDC é a Máxima Potência Disponível, ou no inglês, *Maximum Available Power - MAP*, que corresponde ao máximo valor de potência transmitida pelo sistema. Esse ponto pode ser localizado na curva de máxima potência, do inglês, *Maximum Power Curve - MPC*, que é o gráfico traçado pela potência CC *versus* corrente CC. As curvas MPC de um sistema variam em função de sua relação de curto-circuito (SCR) e de outros parâmetros, como a reatância de comutação X_{Lc} , o valor de γ mínimo, e a quantidade de bancos de capacitores do sistema. A Figura 3.13 apresenta curvas típicas MPC para quatro valores diferentes de SCR.

Figura 3.13: Curvas típicas MPC.



Fonte: Adaptado de Kim et al. (2009).

Uma análise dessas curvas mostra que em sistemas fracos, os valores das sobretensões temporárias durante rejeições de carga ($I_{cc} = 0$) se tornam elevados, tornando necessária uma estratégia de controle da tensão CA para esse tipo de sistema. No caso de sistemas muito fracos, estratégias de controle variável de γ devem ser adotadas, a menos que o sistema utilize uma estratégia de controle rápido da tensão CA. Nesses casos, medidas especiais seriam necessárias para controle de sobretensão e de harmônicos de baixa ordem no sistema (KIM et al., 2009).

Quando os valores nominais de P_{cc} , I_{cc} , V_{cc} e tensões CA (todos em 1,0 pu) correspondem ao ponto máximo da curva P_{cc} *versus* I_{cc} para uma operação com γ mínimo, então, as relações de curto-circuito (SCR) correspondentes são denominadas Relações Críticas de Curto-Circuito, ou em inglês *Critical Short Circuit Ratios - CSCR*. Como pode ser observado na Figura

3.13, um baixo valor de SCR leva o ponto MAP a ser atingido para uma corrente CC menor que seu valor nominal, ou seja, fora do ponto de operação do sistema. Nesses casos, a relação de curto-circuito do sistema está abaixo de seu valor crítico, tornando inviável a operação do HVDC nessas condições.

O conhecimento detalhado dos elementos que influenciam nos valores de CSCR é necessário para que o controle atue modificando o ponto de operação do HVDC em situações de contingência ou distúrbios no sistema, como perdas de linhas no sistema CA, que modificam os valores de SCR. Portanto, a aplicação HVDC em sistemas fortes é desejada, visto que uma redução temporária do SCR poderá levar o sistema a atuar em outro ponto de operação com potência nominal, mesmo que o MAP seja reduzido, desde que a corrente CC continue sendo inferior à corrente no ponto de máxima potência disponível. Ainda assim, caso o sistema atinja momentaneamente um $SCR < CSCR$, sua operação será possível desde que o controle reduza o valor da ordem de potência.

3.5 Conclusões do Capítulo

Nesse capítulo, foram descritas as principais tecnologias comerciais de transmissão em corrente contínua da atualidade, que são os conversores fonte de corrente com comutação natural de linha (HVDC-LCC) e os conversores fonte de tensão utilizando chaves com comutação forçada (HVDC-VSC). Além disso, uma abordagem sobre os equipamentos componentes, os métodos de controle e a interação entre os sistemas CA e CC foi apresentada.

O princípio básico da transmissão de potência em sistemas de transmissão em corrente contínua foi inicialmente apresentado e a partir daí o equacionamento dos conversores HVDC-LCC, que é o foco deste trabalho, foi detalhado, com atenção especial para o efeito da comutação e a relação entre a tensão CC de carga, a corrente CC e a resistência de Thévenin do conversor.

Uma abordagem dos métodos de controle dos sistemas HVDC-LCC foi apresentada. Basicamente, o controle do HVDC-LCC consiste da definição da potência a ser transmitida, que servirá de referência no nível do controle geral do sistema. A partir dessa potência, a corrente CC demandada será definida e entregue à camada de controle de polo, responsável por gerar os ângulos de referência de chaveamento dos conversores. Em um último nível, o controle das unidades conversoras define os instantes de gatilhamento das válvulas das pontes a partir dos ângulos de comutação e dos ângulos de chaveamento.

Essa estratégia de controle normalmente é baseada no método de Controle de Margem de Corrente (CMC), que agrega outros modos de operação, como o modo de ângulo de disparo constante, modo de tensão constante no inversor e o modo Limitador da Ordem de Tensão Dependente da Corrente (VDCOL).

Por fim, uma abordagem sobre as interações entre os sistemas CA e CC mostrou que o SCR define o quão forte é o sistema CA ao qual o HVDC se conecta. Essa relação é muito utilizada na fase de projeto do sistema para definir, dentre outros, as curvas de máxima potência (MPC), onde se localizam as máximas potências extraíveis em função das relações de curto-circuito do sistema.

A partir dos estudos dessas curvas, os projetistas definem as Relações Críticas de Curto-Circuito (CSCR), que são os níveis de SCR mínimos onde o sistema pode operar sem restrições na potência transmitida pelo elo de corrente contínua.

No capítulo seguinte será apresentada a modelagem matemática do sistema HVDC do Rio Madeira, levando-se em consideração os pontos de conexão do sistema ao SIN. Também serão avaliados os requisitos de desempenho exigidos no Leilão nº 007/2008-ANEEL e nos procedimentos de rede do ONS, que serão utilizados na validação do modelo criado em ambiente de simulação e na comparação com os dados reais de desempenho do sistema.

4 MODELAGEM DO SISTEMA HVDC DO RIO MADEIRA

4.1 Introdução

Neste capítulo será apresentado um breve histórico do processo de licitação e a modelagem matemática do sistema HVDC do Rio Madeira, baseada nas características reais do projeto, com as alterações realizadas ao longo de sua construção. Este modelo deve considerar todos os equipamentos que compõem o sistema em questão, que incluem as usinas hidroelétricas de Santo Antônio e Jirau conectadas à subestação coletora de Porto Velho (PVC) de 500 kV, os dois Bipolos HVDC de ± 600 kV (3.150 MW cada) e dois sistemas HVDC *back-to-back* (400 MW cada) e a subestação Araraquara 2, onde estão instaladas as estações inversoras dos dois bipolos, na região Sudeste do Brasil.

Os estudos prévios realizados pela EPE, que dão suporte a este trabalho, foram desenvolvidos com o auxílio de ferramentas computacionais específicas para a análise de transitórios eletromecânicos, como o ANATEM, e também por meio do software PSCAD/EMTDC. Nesta dissertação, optou-se pelo uso único do PSCAD devido à robustez deste simulador na análise do desempenho de sistemas de potência, além de sua interface gráfica adequada para apresentação de resultados de simulação.

4.2 O Leilão N° 007/2008-ANEEL

As instalações de transmissão integrantes do Complexo do Madeira foram contratadas pela União, mediante outorga de concessão, por meio do Leilão n° 007/2008-ANEEL, conduzido pela Agência Nacional de Energia Elétrica, que fora precedido de um estudo para definição da melhor solução do ponto de vista econômico e técnico.

O referido estudo, integrante do processo de planejamento da transmissão, foi realizado pela primeira vez no Brasil e teve por objetivo incentivar a concorrência em função do grande volume de investimento envolvido. O edital definiu que as propostas financeiras para receita anual permitida não poderiam ser superiores a R\$ 799.535.690,00 (ANEEL, 2008b).

Em função disso, a ANEEL recomendou que pelo menos três alternativas técnicas diferentes fossem analisadas para o processo de licitação do sistema de transmissão do Complexo do Madeira. Foram recomendadas então as seguintes alternativas: Transmissão em Corrente Contínua; Alternativa Híbrida, com um bipolo CC (3.150 MW, ± 600 kV) e duas linhas CA de 500 kV com compensadores série e *shunt*; e alternativa CA, com três linhas de 765 kV com compensadores série e *shunt*. Todas as alternativas incluíam os reforços necessários para interligação do novo sistema de transmissão ao SIN.

Após a conclusão dos estudos iniciais, as alternativas em corrente contínua (CC) e híbrida (HB) foram escolhidas para competirem no leilão, em novembro de 2008. Essas alternativas foram divididas em sete lotes cada, que poderiam ser ofertados por diferentes concorrentes. A opção tecnológica vencedora seria aquela cuja soma dos valores das menores propostas relativas aos seus lotes fosse menor. Nessas condições, a alternativa CC sagrou-se como vencedora, com uma proposta financeira de receita anual menor 7,15%, em média, do que o teto estabelecido (ESMERALDO; ARAÚJO; JR, 2010).

Na segunda fase do leilão, as menores ofertas de cada lote da alternativa CC foram as vencedoras, o que resultou em diferentes proprietários para cada par de conversores (retificador e inversor) e linhas de corrente contínua. Além disso, cada um dos pares de conversores foi concedido a diferentes fabricantes. Os sete lotes da alternativa vencedora em corrente contínua, incluindo os reforços necessários para acomodar o sistema principal de transmissão na rede nacional, são descritos na Tabela 4.1, que também apresenta as empresas vencedoras de cada lote do certame.

Tabela 4.1: Leilão nº 007/2008-ANEEL - Lotes e transmissoras responsáveis.

Lote	Descrição	Empresa transmissora
A	SE 500/230 kV Coletora Porto Velho; Duas Estações Conversoras CA/CC/CA <i>back-to-back</i> 400 MW e LTs 230 kV Coletora Porto Velho - Porto Velho C1 e C2.	Porto Velho Transmissora de Energia S.A.
B	LTs 500 kV Cuiabá - Ribeirãozinho C2 e Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C2.	Catxerê Transmissora de Energia S.A.
C	Conversoras do Bipolo 1: SE Coletora Porto Velho e SE Araraquara 2.	Estação Transmissora de Energia S.A.
D	LT Nº 01 ± 600 kV CC Coletora Porto Velho - Araraquara 2.	Interligação Elétrica do Madeira.
E	LT 500 kV Araraquara 2 - Araraquara (FURNAS) C1 e C2 e LT 440 kV Araraquara 2 - Araraquara (CTEEP) C1 e C2; e SE Araraquara 2 - 500/440 kV - 4.500 MVA.	Araraquara Transmissora de Energia S. A.
F	Conversoras do Bipolo 2: SE Coletora Porto Velho e SE Araraquara 2.	Interligação Elétrica do Madeira
G	LT Nº 02 ± 600 kV CC Coletora Porto Velho - Araraquara 2.	Norte Brasil Transmissora de Energia S. A.

As regras do processo de licitação previam que os vencedores do leilão poderiam aperfeiçoar o projeto do sistema de transmissão, desde que o desempenho fosse mantido ou melhorado em relação ao projeto de base apresentado nos anexos do leilão. Como resultado, a solução final proposta pelos novos proprietários do sistema de transmissão teve algumas alterações, tais como (ESMERALDO; ARAÚJO; JR, 2010):

- Antecipação do cronograma de operação para concatenação com o cronograma das usinas hidroelétricas;
- Uso de conversores *back-to-back* comutados por capacitor (*CCC - Capacitor Commutated Converters*) para a alimentação da carga local, ao invés dos convencionais, sem a

necessidade de compensação síncrona em Porto Velho;

- Uso de cabos de alumínio em vez do tipo ACSR nas linhas de transmissão de corrente contínua dos bipolos;
- Linhas de transmissão CC divididas em três partes, com projetos distintos, de acordo com o ambiente local, devido ao fato de as linhas cruzarem diferentes regiões do país;
- Mudança no *layout* dos filtros dos conversores, adotando-se o conceito de ilhas;
- Uma das estações conversoras equipada com transformadores de três enrolamentos ao invés de dois enrolamentos;
- Além de outras pequenas alterações, para melhor adequação do projeto.

4.3 Configuração do Sistema

Superada a etapa de licitação do sistema, iniciou-se a construção dos lotes C e D, referentes ao Bipolo 1, no início do ano de 2011. No decorrer do projeto, outras mudanças mais significativas foram necessárias ao andamento da construção do sistema. À medida que o sistema HVDC ia sendo construído, as obras das UHEs de Santo Antônio e Jirau avançavam, sendo que o objetivo do sistema de transmissão era concluir suas obras quando as máquinas dessas usinas estivessem disponíveis para realização do comissionamento dos conversores.

Estudos posteriores mostraram que não seria possível energizar os transformadores conversores do *back-to-back* ou os transformadores do Bipolo 1, quando concluídos, devido ao número reduzido de unidades geradoras na UHE Santo Antônio, visto que não haveria potência de curto-circuito suficiente para tal. Isso porque, como abordado na seção 3.4 deste trabalho, uma relação de curto-circuito (SCR) abaixo de seu valor crítico, torna inviável a operação do sistema, além de aumentar a demanda de potência reativa do mesmo em virtude da baixa potência transmitida.

A solução técnica encontrada para permitir a conexão da usina ao SIN foi a instalação de um transformador de 465 MVA, relação 500/230 kV, em paralelo com o sistema *back-to-back* na SE Porto Velho, para alimentar o sistema Acre-Rondônia em 230 kV existente e proporcionar a sincronização das máquinas da usina hidroelétrica (GUARANI; QUINTÃO; TENÓRIO, 2014).

Nesse processo, a instalação do transformador 500/230 kV paralelo na SE Coletora Porto Velho se mostrou essencial no fornecimento da potência de curto-circuito necessária à energização do *back-to-back* e do Bipolo 1. Após a operação conjunta do BtB com o Bipolo 1 esse transformador paralelo foi desligado e somente é utilizado durante a energização do sistema após paradas completas do mesmo, quando se torna necessária a referência do SIN para partida dos conversores. Além disso, atualmente já há máquinas suficientes em operação nas UHEs

Santo Antônio e Jirau que possam fornecer a potência de curto-circuito mínima necessária ao HVDC do Rio Madeira.

Atualmente, encontram-se concluídas as obras do Bipolo 2, correspondente aos lotes F e G. Segundo ONS (2015c), o início da operação do segundo bipolo é previsto até o final de novembro de 2015, sendo que as empresas proprietárias dos dois bipolos mantêm reuniões frequentes para definição dos ajustes necessários à perfeita comunicação entre os dois elos HVDC. Embora ainda não existam dados reais de operação dos dois bipolos em conjunto, os estudos dinâmicos deste trabalho consideram a operação completa do sistema de transmissão, inclusive sem a presença do transformador provisório, para a análise de integração do complexo do Rio Madeira ao SIN.

Para efeito de validação do modelo computacional, dados reais de desempenho do sistema constantes dos RAPs disponibilizados pelo ONS serão analisados e comparados aos resultados de simulações, ajustadas de acordo com o cenário existente no momento das perturbações verificadas em campo. Os relatórios se referem a ocorrências nos dias 07 e 08 de setembro de 2014 e 02 e 03 de outubro de 2014, quando estavam em operação um bloco do sistema *back-to-back* em conjunto com o Bipolo 1. Maiores detalhes da situação do sistema durante essas ocorrências serão apresentados no capítulo seguinte desta dissertação.

Os principais componentes do sistema são apresentados no diagrama esquemático da Figura 4.1 e passam a ser mais bem detalhados, de acordo com os anexos técnicos do edital, com os relatórios técnicos EPE (2008a) e EPE (2008b) e com as características reais do projeto após a construção. Esses componentes foram modelados no software PSCAD e os parâmetros dos equipamentos no simulador, assim como do sistema conectado, também são mostrados.

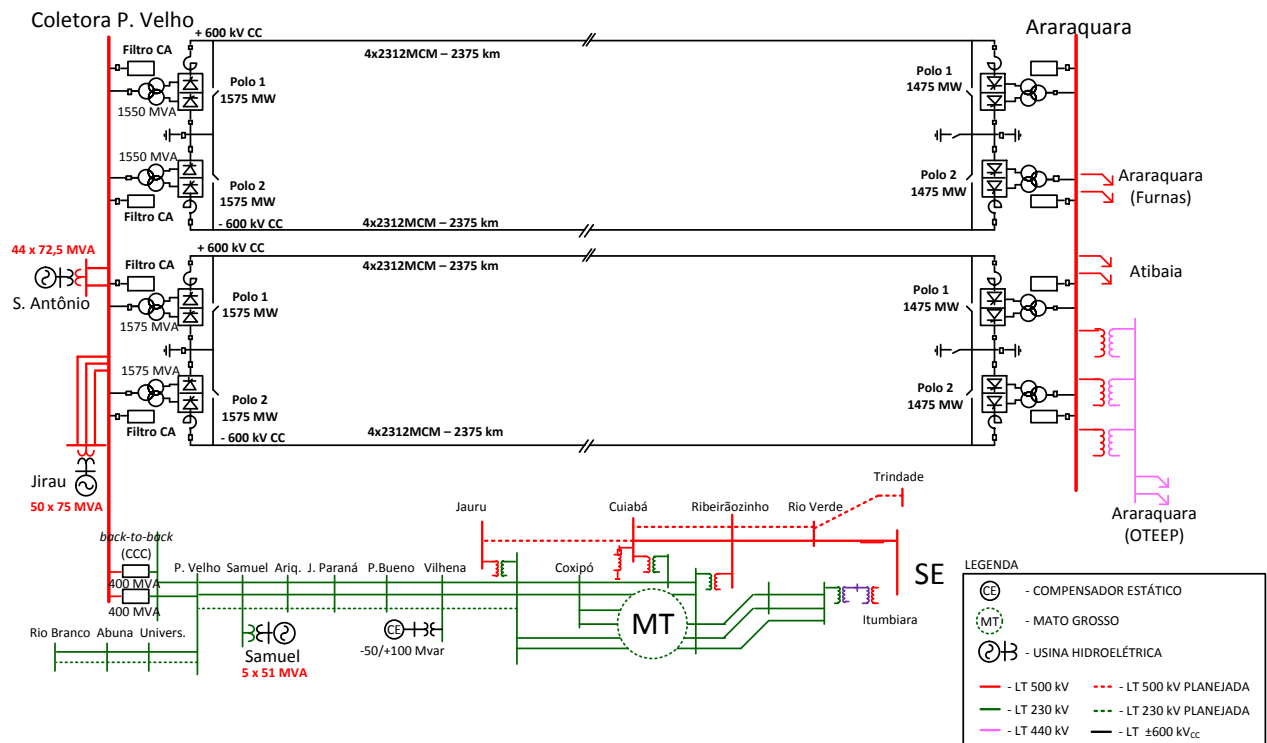
4.3.1 Usinas Hidroelétricas Samuel, Santo Antônio e Jirau

A usina hidroelétrica Samuel, de 255 MW, é localizada a cerca de 70 km dos conversores do sistema *back-to-back*, e conectada através de linhas de 230 kV. As cinco unidades geradoras de 51 MVA contribuem fortemente para a potência de curto-circuito do sistema. Durante a estação chuvosa, normalmente o ONS despacha todas as máquinas da usina, no entanto, durante a estação seca é mais provável que apenas uma máquina esteja em operação (GRAHAM et al., 2012).

Na simulação em PSCAD, a UHE Samuel é composta por cinco geradores de 51 MW. As máquinas da UHE Samuel foram agrupadas e representadas por um gerador equivalente de 255 MW (5 x 51 MW). Apesar de existir uma pequena diferença entre os parâmetros da unidade 1 e das demais unidades, ela é pouco significativa, não justificando modelos diferenciados.

A UHE Santo Antônio será constituída de 44 unidades geradoras, distribuídas em três

Figura 4.1: Diagrama unifilar do sistema HVDC do Complexo do Rio Madeira.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2008a).

casas de força: a primeira na margem direita do rio Madeira (grupo 1, com 8 unidades geradoras), a segunda em sua margem esquerda (grupo 2, com 12 unidades geradoras, e grupo 3, com 12 unidades geradoras) e a terceira no leito do rio (grupo 4, com 12 unidades geradoras). Na simulação PSCAD, as máquinas da UHE Santo Antônio foram representadas através dos quatro grupos, sendo o grupo 1 representado por 8 máquinas de 69,6 MW, e os grupos 2, 3 e 4 representados por 36 máquinas de 72,1 MW, totalizando a potência de 3.150 MW da usina.

A UHE Jirau será constituída de 50 unidades geradoras, distribuídas em 2 casas de força: a primeira na margem direita do rio Madeira (com 28 unidades geradoras) e a segunda em sua margem esquerda (com 22 unidades geradoras). As máquinas da UHE Jirau serão representadas no PSCAD através de dois blocos, sendo um com 16 e outro com 28 máquinas de 75 MW cada, totalizando a potência de 3.300 MW da usina. Segundo o ONS, as outras 6 unidades serão conectadas diretamente ao sistema CA, não passando pelo HVDC do Rio Madeira.

A Tabela 4.2 apresenta os parâmetros elétricos dos geradores das UHEs Samuel, Santo Antônio e Jirau, conforme a representação em PSCAD e de acordo com EPE (2008b).

Tabela 4.2: Parâmetros elétricos dos geradores das UHEs Samuel, Santo Antônio e Jirau.

	Unidade	Samuel	Santo Antônio	Jirau
X_d	pu	0,850	1,000	0,987
X_q	pu	0,630	0,660	0,612
X'_d	pu	0,280	0,370	0,309
X'_q	pu	0,200	0,290	0,262
X_p	pu	0,000	0,160	0,230
T_d	s	3,500	5,700	3,820
T'_d	s	0,056	0,050	0,051
T'_q	s	0,128	0,120	0,120
H	s	3,53	0,0017	0,00165
S_{total}	MW	255	3.150	3.300

4.3.2 Sistema back-to-back

Durante o planejamento da alternativa CC, foi verificado que devido ao sistema de suprimento aos estados do Acre e Rondônia em 230 kV ser muito fraco (baixa relação de curto-circuito), este ficaria exposto a severas variações de tensão e de frequência em caso de variações bruscas nos dois bipolos decorrentes de falhas de comutação no lado do inversor (Araraquara) ou de curto-circuitos nos sistemas CA e CC.

Para evitar tais consequências, a solução planejada foi conectar o sistema coletor em 500 kV ao sistema local em 230 kV de suprimento aos estados do Acre e Rondônia, isolando-os através de uma ligação assíncrona constituída por uma estação conversora *back-to-back*, com 2 blocos de 400 MW, conforme se observa na saída do barramento em 500 kV da SE Coletora Porto Velho representado na Figura 4.1.

Como os sistemas HVDC-LCC dependem da tensão do sistema CA para a comutação dos tiristores, a robustez da rede é de importância crítica para a adequada operação de tais conversores, necessitando a instalação de compensadores síncronos ou a utilização de capacitores série em sistemas com baixa relação de curto-circuito (SCR) para a geração de parte da tensão necessária para a comutação das válvulas tiristoras.

A alternativa técnico-econômica escolhida pelo consórcio vencedor da licitação foi a utilização de uma estação conversora *back-to-back* comutada por capacitores (*CCC - Capacitor Commutated Converters*) em ambos os terminais, fabricada pela ABB, com uma reatância capacitiva maior no terminal inversor (230 kV). Os conversores CCC apresentam duas grandes vantagens sobre os conversores HVDC convencionais: seu menor consumo de potência reativa da rede e sua maior imunidade a falhas de comutação.

No que se refere à potência reativa consumida da rede, um conversor convencional consome uma potência reativa tipicamente da ordem de 50% da potência ativa que transmite. No caso do *back-to-back* do Rio Madeira, se utilizasse a tecnologia convencional, seria necessária a instalação de um montante de 400 Mvar de filtros e capacitores *shunt* para suprir o seu consumo

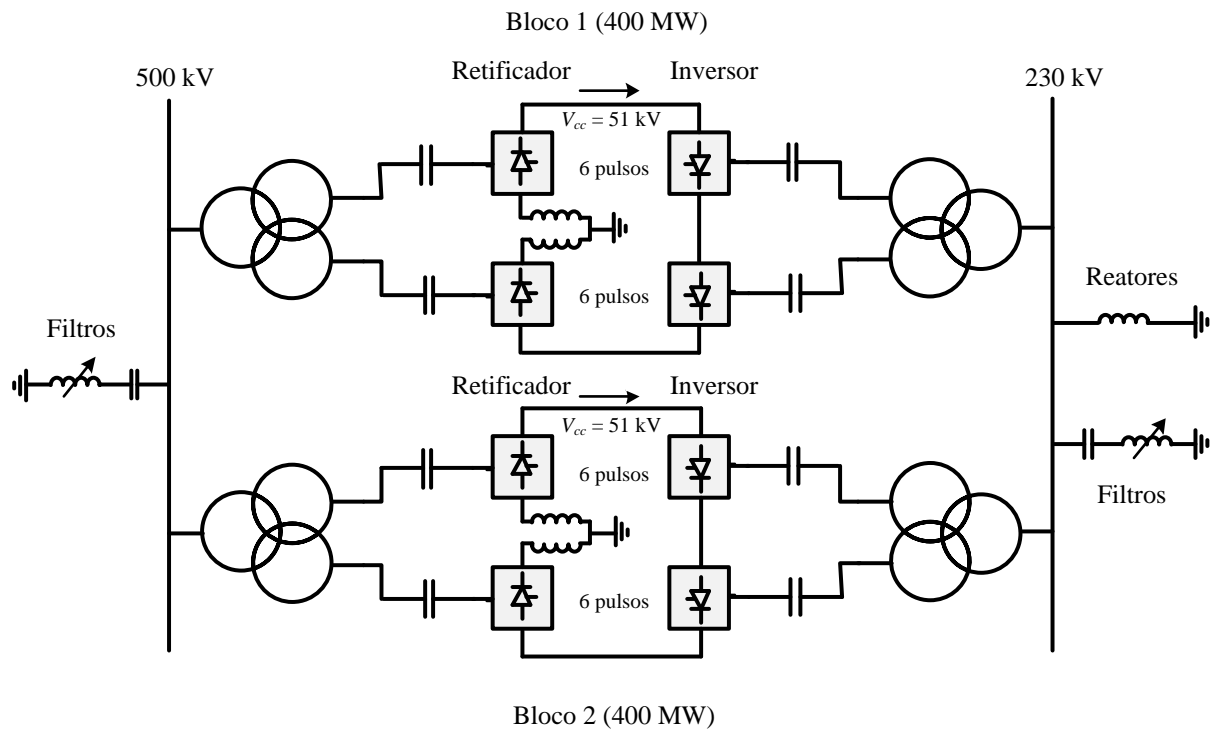
de reativos a plena potência.

Nos conversores CCC, como os capacitores de comutação estão dispostos em série, a potência reativa gerada por eles aumenta continuamente na medida em que aumenta a potência transmitida ($X_c \cdot i^2$). Com isto é minimizada a necessidade de instalação de compensação reativa em paralelo, que fica restrita aos filtros CA necessários para obter-se o desempenho desejado de filtragem de harmônicos. Esse aspecto torna o projeto mais atrativo economicamente.

Do ponto de vista técnico, a variação da potência reativa gerada pelos filtros série na proporção da potência transmitida pelo sistema, evita a necessidade da utilização de filtros manobráveis em função da ordem de potência no conversor, que provocam degraus de variação de tensão inconvenientes para o sistema. Os conversores CCC conseguem evitar este problema devido a seu consumo de potência reativa relativamente baixo e constante, sem a necessidade de manobras.

Outra vantagem dos conversores CCC é a sua maior imunidade a falhas de comutação. Como estes conversores possuem capacitores em série com os enrolamentos dos transformadores do lado das válvulas tiristoras, as tensões nestes capacitores introduzem uma fonte de tensão de comutação em adição à tensão da barra CA, que auxilia no processo de comutação, resultando assim num conversor potencialmente menos dependente do nível de curto-circuito da rede CA e, portanto, mais robusto a distúrbios. Esta característica torna os conversores CCC atraentes para sistemas CA muito fracos (ONS, 2012).

As características básicas do sistema *back-to-back* CCC do complexo do Rio Madeira são mostradas nas Tabelas 4.3 e 4.4. Essas características foram aplicadas ao sistema simulado em PSCAD, adequando o modelo base, que contava com um sistema BtB associado a compensadores síncronos. O diagrama unifilar desse sistema é mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2: Diagrama unifilar da estação conversora *back-to-back* CCC.

Fonte: Adaptado de ONS (2012).

Tabela 4.3: Características básicas da estação *back-to-back* CCC de Porto Velho.

Característica	Lado de 500 kV	Lado de 230 kV
Potência Nominal	401 MW	401 MW
Corrente CC Nominal	3.930 A	3.930 A
Tensão CC Nominal	51,0 kV	51,0 kV
Tensão CA Nominal de Operação	500 kV	230 kV
Nível Superior de Tensão Operativa	550 kV (1,10 pu)	242 kV (1,05 pu)
Nível inferior de tensão operativa	475 kV (0,95 pu)	218 kV (0,95 pu)
Tensão operativa mínima	475 kV (0,95 pu)	207 kV (0,90 pu)
Capacidade de curto-circuito mínima	3.200 MVA	600 MVA
Corrente nominal de curto-circuito	50 kA	50 kA
Máximo desvio de frequência em regime Permanente	60 ± 0,5 Hz	
Máximo desvio temporário de frequência	60 +6 Hz/-4 Hz	

Tabela 4.4: Dados dos Capacitores de Comutação.

Dados Nominais	Lado de 500 kV	Lado de 230 kV
Mvar nominal por unidade de 6-pulsos	16,1 Mvar	40,3 Mvar
Queda de tensão capacitiva relativa	0,14	0,35
Capacitância	1.394 μ F	558 μ F
Tensão de Pico Nominal	7,8 kV	19,6 kV

4.3.3 Filtros CA

Os sistemas HVDC-LCC usuais consistem de conversores de 12 pulsos, formados pela ligação de duas pontes de 6 pulsos. Esses conversores, por sua vez, se comportam como uma fonte de correntes harmônicas no lado CA e como uma fonte de harmônicas de tensão no lado CC. Como essas correntes harmônicas provocam distorção de tensão, aumento de perdas, superaquecimento e interferência harmônica, elas devem ser reduzidas (KIM et al., 2009).

A minimização das correntes harmônicas é feita através de filtros CA ligados aos terminais de sistemas HVDC, que cumprem as funções de compensar a potência reativa absorvida pelo conversor e limitar a distorção da corrente provocada pelas harmônicas características e não características provenientes do conversor para um nível aceitável.

Os harmônicos característicos são relacionados ao número de pulsos do conversor. Nos conversores de 12 pulsos, como os do complexo do Rio Madeira, os harmônicos no lado CA são da ordem $Kp \pm 1$ e os do lado CC da ordem Kp , onde p é o número de pulsos e K é um inteiro. Portanto, os harmônicos no lado CA desses conversores são da ordem de 11° , 13° , 23° , 25° , ..., e no lado CC da ordem de 12° , 24° , e subsequentes. Além disso, harmônicos não característicos de segunda ordem advindos da corrente CC também são causados por desequilíbrios no sistema e se somam aos característicos.

Normalmente, filtros passivos em paralelo são utilizados para promover a filtragem harmônica em sistemas HVDC, pois se mostram mais viáveis economicamente que os filtros série. O princípio dos mesmos se baseia em proporcionar uma baixa impedância em relação a uma determinada harmônica, além de compensar energia reativa da frequência fundamental.

O HVDC do Rio Madeira foi projetado com a utilização de filtros passivos sintonizados. O filtro sintonizado para uma harmônica (*single tuned filter*) é formado por um circuito *RLC* que oferece baixa impedância para apenas uma frequência harmônica, que geralmente é de baixa ordem. Por representarem menor custo nos projetos, esses filtros, juntamente com os filtros passa-alta, utilizados para frequências harmônicas de ordens superiores, são os mais empregados em sistemas HVDC-LCC. Apesar de fornecerem eficiente supressão de harmônicos individuais, possuem a desvantagem de apresentarem baixo amortecimento para as demais frequências. Uma variação dessa topologia são os filtros sintonizados duplos, ou até mesmo filtros sintonizados triplos, que reduzem ainda mais os custos associados aos mesmos.

Os anexos técnicos do edital definiram a configuração de filtros CA apenas para atender às necessidades de desempenho dinâmico do sistema e seu consumo de reativos (EPE, 2008b). As características dos filtros para atendimento aos critérios de distorções harmônicas ficaram a cargo dos fornecedores dos equipamentos, que fizeram ajustes e definiram o melhor arranjo. Desta forma, a simulação de base utilizada neste trabalho, obtida na documentação do leilão, foi modificada para readequar os valores e quantidades de filtros existentes.

Atualmente, a compensação de energia reativa para o Bipolo 1 na barra de 500 kV da subestação Coletora Porto Velho é composta por duas ilhas de filtros, que totalizam seis sub-bancos, distribuídos da seguinte forma:

- Três sub-bancos, com potência de 263 Mvar cada, com filtro duplo sintonizado para 2º e 3º harmônicos (HP 2/3), mais um filtro duplo sintonizado para 12º e 24º harmônicos (HP 12/24);
- Dois sub-bancos, com potência de 263 Mvar cada, com filtro duplo sintonizado para 5º e 36º harmônicos (HP 5/36), mais um filtro sintonizado para 12º harmônico (HP 12);
- Um sub-banco, de 183 Mvar, com filtro sintonizado para 12º harmônico (HP 12).

A Tabela 4.5 apresenta as ilhas de filtros do Bipolo 1 na SE Coletora Porto Velho e a potência reativa dos mesmos e a Tabela 4.6 apresenta as especificações de cada sub-banco.

Tabela 4.5: Ilhas de filtros do Bipolo 1 na SE Coletora Porto Velho.

Ilha	Composição	Potência (Mvar)
Ilha 1	HP 2/3 + HP 12/24	80 + 183
	HP 2/3 + HP 12/24	80 + 183
	HP 5/36 + HP 12	80 + 183
Ilha 2	HP 2/3 + HP 12/24	80 + 183
	HP 5/36 + HP 12	80 + 183
	HP 12	183

Tabela 4.6: Dados dos filtros da SE Coletora Porto Velho.

Ramos dos filtros		HP 2/3	HP 12/24	HP 5/36	HP12
Nº de ramos trifásicos		3	3	2	3
$Q_{3\phi}$ em 500 kV	Mvar	80	183	80	183
C1	μF	0,849	1,93	0,849	1,93
L1	mH	1.210	12,4	13,4	24,9
R1	Ω	2.100	450	900	900
C2	μF	4,97	4,02	41,1	-
L2	mH	117	6,11	155	-
R2	Ω	-	200	45	-
C3	μF	12,2	-	0,881	-

Os filtros CA e compensação reativa para Bipolo 1 do lado de 500 kV na subestação Araraquara foram distribuídos em sete sub-bancos da seguinte forma:

- Quatro sub-bancos, com potência de 305 Mvar cada, com filtro duplo sintonizado para 12º e 24º harmônicos (HP 12/24);
- Três sub-bancos, com potência de 305 Mvar cada, usado como banco de capacitores em derivação.

A Tabela 4.7 apresenta os conjuntos de filtros/compensação reativa do Bipolo 1 na SE Araraquara 2 e a Tabela 4.8 apresenta as especificações de cada sub-banco.

Tabela 4.7: Filtros/compensação reativa do Bipolo 1 na SE Araraquara 2.

Composição	Potência (Mvar)
HP 12/24	305
Capacitor <i>Shunt</i>	305
HP 12/24	305
Capacitor <i>Shunt</i>	305
HP 12/24	305
Capacitor <i>Shunt</i>	305
HP 12/24	305

Tabela 4.8: Dados dos filtros da SE Araraquara 2.

Sub-banco		HP 12/24	Capacitor <i>shunt</i>
$Q_{3\phi}$ em 500 kV	Mvar	305	305
Sintonia	Hz	720/1.440	3.342
C1	μF	3,22	3,24
L1	mH	10,4	0,7 (somente em dois bancos)
R1	Ω	320	-
C2	μF	5,70	-
L2	mH	3,42	-
R2	Ω	1.700	-

As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam, respectivamente, os ramos básicos que compõem os filtros na SE Coletora Porto Velho e os filtros/compensação reativa na SE Araraquara 2 do Bipolo 1.

Figura 4.3: Ramos de filtros da SE Coletora Porto Velho.

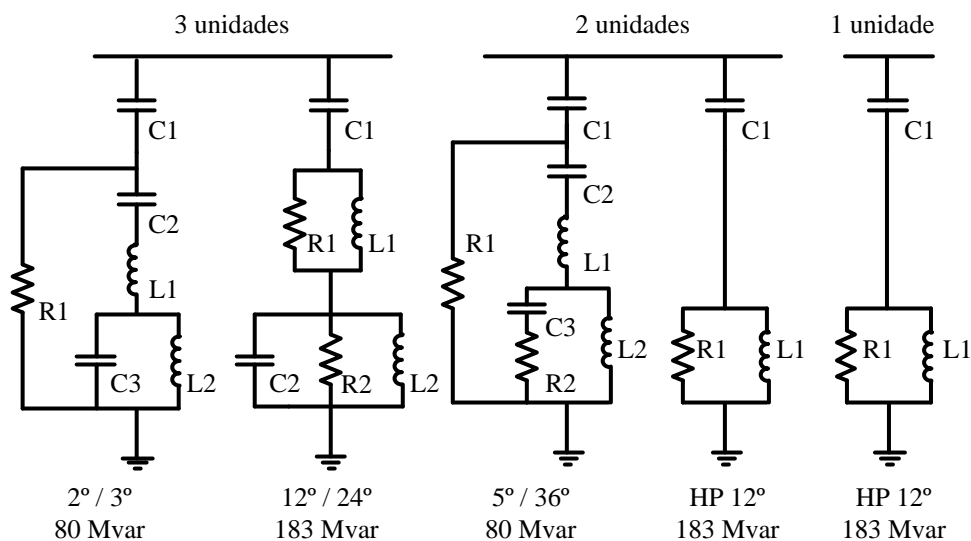
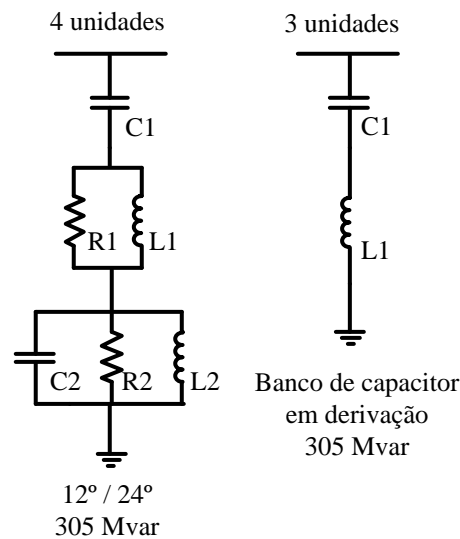


Figura 4.4: Ramos dos filtros/compensação reativa da SE Araraquara 2.



Fonte: Adaptado de ONS (2013).

O sistema *back-to-back* dispõe de compensação de energia reativa no lado de 500 kV constituída por três sub-bancos de filtros CA idênticos, onde um é redundante. A potência nominal total de 142 Mvar em cada sub-banco é dividida da seguinte forma:

- Um filtro duplo sintonizado para 3^o e 5^o harmônicos (HP 3/5) com potência nominal de 45 Mvar;
- Um filtro triplo sintonizado para 12^o, 24^o e 36^o harmônicos (HP 12/24/36) com potência total de 97 Mvar.

A compensação de energia reativa no lado de 230 kV é composta por quatro bancos de filtros CA, com potência de 59 Mvar cada, subdivididos em um total de 8 sub-bancos, configurados da seguinte forma:

- Quatro filtros duplos sintonizados para 11^o e 13^o harmônicos (HP 11/13) com potência nominal de 29,6 Mvar;
- Dois filtros duplos sintonizados para 24^o e 36^o harmônicos (HP 24/36) com potência nominal de 29,4 Mvar;
- Um filtro tipo C, sintonizado para 3^o harmônico, (HP 3), com potência nominal de 29,4 Mvar;

- Um sub-banco adaptável a ser usado como HP 24/36 ou HP 3 do tipo C, com potência nominal de 29,4 Mvar.

O quarto filtro é redundante e está equipado com um reator em derivação, um sub-banco HP 11/13 e um sub-banco comutável que pode ser configurado em vazio para se tornar um HP 3 ou HP 24/36 (GUARANI; QUINTÃO; TENÓRIO, 2014).

Além dos bancos de filtros, um reator em derivação de 63 Mvar foi instalado na barra de 230 kV da SE Coletora de Porto Velho, para limitar a troca de energia reativa com a rede muito fraca de 230 kV (GRAHAM et al., 2012).

O edital e as especificações técnicas de desempenho definiram que em situações de perda de conversores, o Controle Mestre deverá supervisionar a retirada automática de filtros CA para reduzir as sobretensões nos sistemas CA a níveis estipulados pelos Procedimentos de Rede do ONS. Em situações de bloqueio total dos dois bipolos, os filtros CA deverão ser desligados para evitar o risco de auto excitação dos geradores de Santo Antônio e Jirau. No caso de perda de todas as linhas de transmissão CA, durante perturbações sistêmicas, os filtros CA também deverão ser retirados de operação (EPE, 2008b).

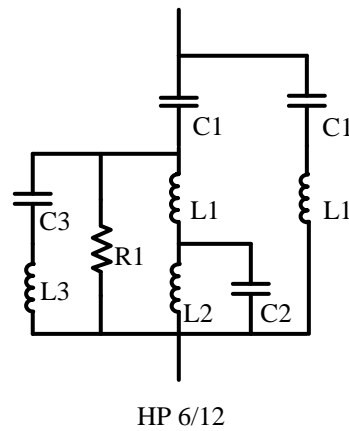
Todos os bancos são comutáveis e a quantidade de filtros conectados depende da potência injetada pelas usinas de Santo Antônio e Jirau, ou seja, da quantidade de máquinas em operação nessas usinas, que durante a elaboração deste trabalho não dispunham de todas as máquinas para operarem. Portanto, as simulações desenvolvidas considerarão a quantidade mínima de filtros indicada pelos estudos.

Além disso, a simulação em PSCAD desenvolvida para este trabalho, no que se refere ao Bipolo 2, será configurada com o uso de filtros com as mesmas características do Bipolo 1, dada a semelhança técnica entre os dois circuitos. Isso porque a EPE e a Alstom, fabricante do segundo bipolo, não forneceram informações sobre as características de seus filtros.

4.3.4 Filtros CC

As características dos filtros do lado CC foram inicialmente definidas em EPE (2008b), baseadas no projeto HVDC de Itaipu. Na fase de implantação do projeto, os filtros CC foram modificados. A simulação deste trabalho foi modificada para adequar os novos parâmetros dos filtros de corrente contínua. A Tabela 4.9 apresenta os dados dos componentes que serão utilizados na simulação do sistema e a Figura 4.5 mostra a configuração do filtro CC.

Figura 4.5: Filtros CC do lado retificador e inversor.



Fonte: Próprio autor.

Tabela 4.9: Dados dos filtros de corrente contínua.

Filtro		HP 6/12
Sintonia	Hz	360/720
C1	μF	0,7
L1	mH	53
R1	Ω	3200
C2	μF	3,77
L2	mH	29,92
C3	μF	0,8
L3	mH	7,9

4.3.5 Transformadores Conversores

Nos anexos técnicos do edital, os requisitos relativos aos transformadores conversores estabeleciam transformadores monofásicos com 2 (dois) enrolamentos, com 1(uma) unidade de reserva por estação para a unidade de ligação Y/Y e outra para a ligação Y/ Δ , totalizando 28 (2x14) transformadores para os dois bipolos. Por uma questão de facilidade de transporte por via marítima, a transmissora do lote C (Bipolo 1) ofereceu para a estação retificadora de Porto Velho transformadores monofásicos com 3 enrolamentos, portanto com 6 unidades para esta subestação, além de uma unidade de reserva. Para o terminal inversor de Araraquara, os transformadores foram instalados de acordo com a proposta inicial, ou seja, monofásicos com 2 enrolamentos (6 transformadores por ponte de 12 pulsos), visto que as vias terrestres impedem o transporte de transformadores monofásicos de três enrolamentos, devido ao seu peso. Os comutadores de tapes sob carga de todos os transformadores estão eletricamente conectados no enrolamento do lado da linha de modo a compensar a variação de tensão e controlar a tensão no lado das válvulas (ONS, 2013).

Para o sistema *back-to-back*, os transformadores conversores são trifásicos de três enrolamentos (1 para cada estação de cada conversora), num total de 4 unidades e uma reserva para cada estação (ONS, 2012).

As Tabelas 4.10 e 4.11 apresentam, respectivamente, os dados dos transformadores conversores da SE Coletora Porto Velho, Araraquara 2 e sistema *back-to-back* e as impedâncias dos transformadores conversores e tapes dos comutadores de derivação sob carga (OLTC). O modelo PSCAD foi alterado para adequação dos parâmetros dos transformadores conversores.

Tabela 4.10: Dados dos transformadores conversores.

Instalação	Dados	Enrolamento primário	Enrolamentos secundários (lado das válvulas)	
		(lado da linha)	Enrolamento em Y	Enrolamento em Δ
Coletora Porto Velho	Potência nominal por fase	630 MVA	315 MVA	315 MVA
	Tensão nominal	$500/\sqrt{3}$ kV	$254,6/\sqrt{3}$ kV	254,6 kV
	Corrente contínua nominal	2.184 A	2.144 A	$2.144/\sqrt{3}$ A
Araraquara 2	Potência nominal por fase	292,1 MVA	292,1 MVA	292,1 MVA
	Tensão nominal	$500/\sqrt{3}$ kV	$236/\sqrt{3}$ kV	236 kV
	Corrente contínua nominal	1.012 A	2.144 A	$2.144/\sqrt{3}$ A
<i>back-to-back</i> (lado de 500 kV)	Potência nominal por fase	140 MVA	70 MVA	70 MVA
	Tensão nominal	$500/\sqrt{3}$ kV	$37,8/\sqrt{3}$ kV	37,8 kV
	Corrente contínua nominal	486 A	3.209 A	$3.209/\sqrt{3}$ A
<i>back-to-back</i> (lado de 230 kV)	Potência nominal por fase	140 MVA	70 MVA	70 MVA
	Tensão nominal	$230/\sqrt{3}$ kV	$37,8/\sqrt{3}$ kV	37,8 kV
	Corrente contínua nominal	1.055 A	3.209 A	$3.209/\sqrt{3}$ A

Tabela 4.11: Impedâncias dos transformadores conversores e Tapes dos OLTC.

Dados	Coletora Porto Velho	Araraquara 2	<i>back-to-back</i> (lado de 500 kV)	<i>back-to-back</i> (lado de 230 kV)
Reatância	17,5%	17,5%	14,1%	14,1%
Faixa do OLTC	+ 25 / - 5	+ 25 / - 5	+ 11 / - 11	+ 11 / - 9
Valor de cada Tape	1,25%	1,25%	1,25%	1,25%

4.4 Modelo Equivalente Dinâmico do Sistema

O modelo da rede CA adotado neste estudo, que liga as usinas de Santo Antônio e Jirau à subestação conversora de Porto Velho, incorporando ainda a UHE Samuel, é composto pelos modelos dinâmicos das máquinas das três usinas, incluindo os reguladores de tensão dos geradores e reguladores de velocidade das turbinas, e por três circuitos de 105 km, ligando a usina geradora de Jirau à barra coletora 500 kV, usando o modelo de Bergeron disponível no programa EMTDC/PSCAD.

A rede elétrica de 230 kV em Porto Velho, que exerce grande influência sobre o desempenho dinâmico dos conversores *back-to-back*, é modelada no EMTDC/PSCAD através das seguintes linhas de transmissão CA (modelo de Bergeron):

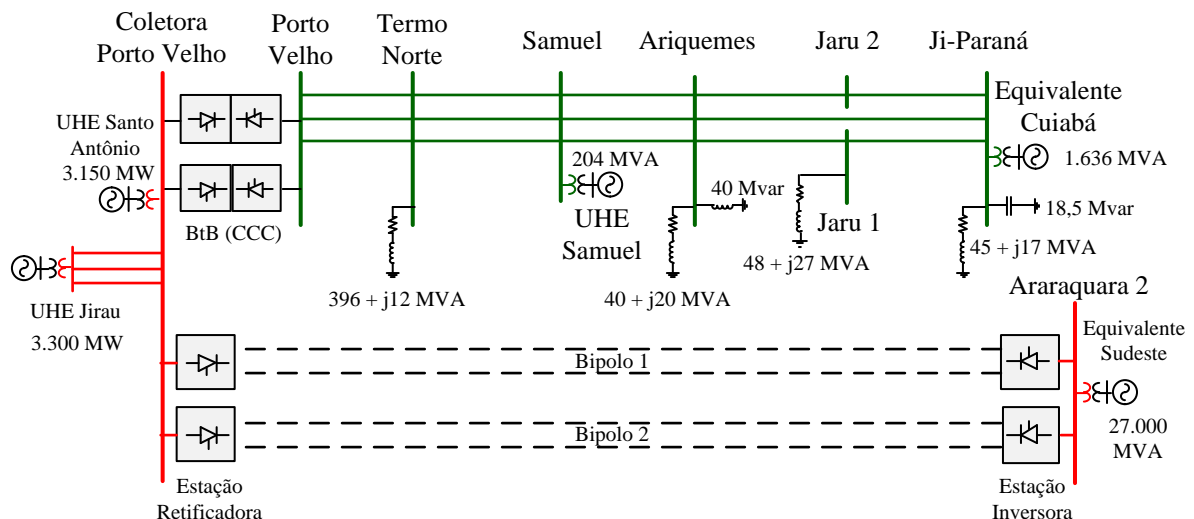
- 2 circuitos Coletora 230 kV - Porto Velho (18 km);
- 3 circuitos Porto Velho - Samuel (41 km);
- 3 circuitos Samuel - Ariquemes (150 km);
- 3 circuitos Ariquemes - Jaru (85 km);
- 3 circuitos Jaru - Ji-Paraná (80 km).

Na subestação de Ji-Paraná foi incluído um equivalente Thévenin representando a contribuição do resto do sistema elétrico Brasileiro. Esse equivalente fornece uma potência de curto-circuito de 1.636 MVA, resultado da contribuição de curto-circuito advinda da conexão com o sistema 230 kV, que se interliga ao sistema de 500 kV proveniente de Cuiabá.

Como a rede elétrica de 500 kV em Araraquara, por ser malhada, possui capacidade de curto-circuito alta em comparação à capacidade instalada dos sistemas de corrente contínua do complexo do Rio Madeira, optou-se por adotar no estudo um equivalente Thévenin na SE Araraquara 2 fornecendo uma potência de curto-circuito de 27.000 MVA. Essa potência é superior à capacidade de curto-circuito nas condições mínimas de geração na região de Araraquara, estipulada pelo ONS em 21.000 MVA.

A Figura 4.6 apresenta o diagrama unifilar da interligação entre as UHEs Santo Antônio e Jirau e as SEs Ji-Paraná e Araraquara 2.

Figura 4.6: Sistema de interligação do Rio Madeira.



Fonte: Próprio autor.

Como forma de comprovar a aderência do modelo com o caso real, foi realizada uma simulação base em ambiente PSCAD/EMTDC, onde as máquinas das UHEs Santo Antônio,

Jirau e Samuel foram inicializadas a partir do instante $t = 0$ s até sua estabilização, em torno de 15 segundos depois. Nesse período, o Complexo do Rio Madeira atingiu a operação em estado permanente. Os Relatórios de Análises de Perturbações disponibilizados pelo ONS abordam alguns eventos ocorridos entre os dias 07 de setembro de 2014 e 02 de outubro de 2014.

Para validação do modelo em regime permanente, foi escolhido o cenário do distúrbio ocorrido em 07/09/2014 às 07h45min, que também será avaliado no próximo capítulo deste trabalho, quando será verificado o comportamento dinâmico do sistema. Antes da ocorrência do distúrbio, o sistema operava com carga de 95 MW no Acre e 412 MW em Rondônia. O fluxo de potência no sistema ACRE-RONDÔNIA era de -135 MW, ou seja, na condição de importador de energia. O Bloco 2 do BtB operava com 297 MW e o Bipolo 1 transportava 320 MW de potência. A Tabela 4.12 apresenta as tensões reais em regime permanente nos principais barramentos em 230 kV representados neste estudo.

Tabela 4.12: Tensões nos Barramentos de 230 kV.

Coletora Porto Velho	SE Porto Velho	SE Ariquemes	SE Ji-Paraná
240	239	238	241

As Figuras 4.7 e 4.8 apresentam, respectivamente, as tensões simuladas nos barramentos e o fluxo de potência do sistema no momento anterior ao início do distúrbio apresentado no RAP.

Figura 4.7: Tensões simuladas nos barramentos de 230 kV.

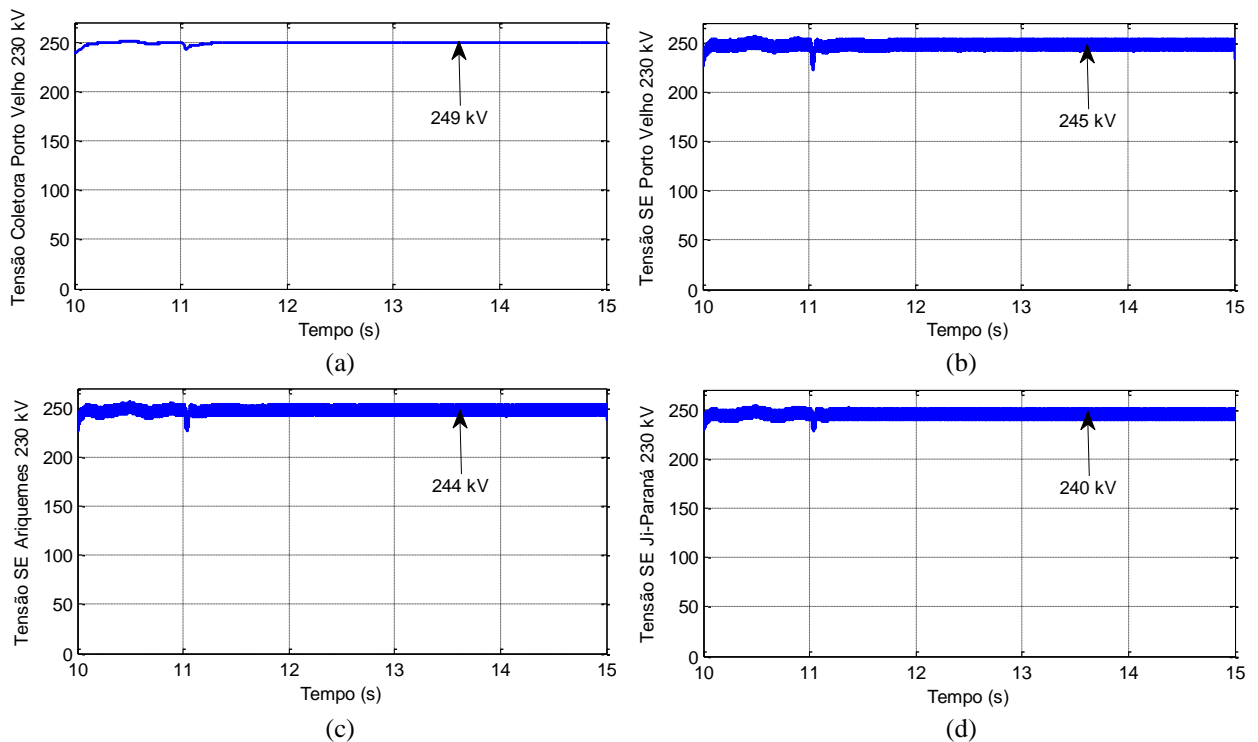
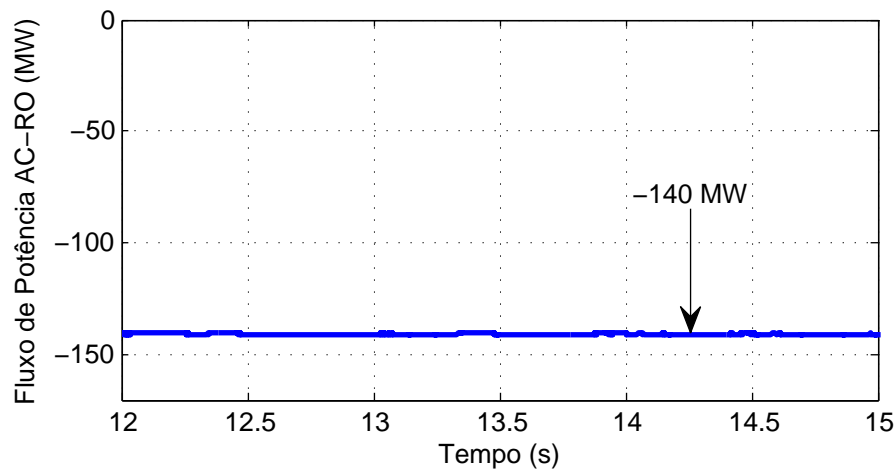


Figura 4.8: Fluxo de potência simulado no sistema ARCE-RONDÔNIA.



A Tabela 4.13 apresenta os valores simulados e a comparação com os valores reais observados em campo. Nota-se que a divergência percentual entre os valores simulados e medidos das tensões nos barramentos e do fluxo de potência no sistema ACRE-RONDÔNIA foi inferior a 3,7%, considerada satisfatória em termos de simulação. Desta forma, pode-se afirmar que o modelo apresentado neste capítulo, em termos de análise do regime permanente, é considerado apropriado para o prosseguimento do estudo e análise do comportamento em regime dinâmico, que será realizada no capítulo seguinte.

Tabela 4.13: Comparação entre valores reais e simulados.

	Valor real	Valor simulado	Diferença (%)
Tensão Coletora Porto Velho (kV)	240	249	3,7
Tensão SE Porto Velho (kV)	239	245	2,5
Tensão SE Ariquemes (kV)	238	244	2,5
Tensão SE Ji-Paraná (kV)	241	240	-0,4
Fluxo de potência do sistema AC-RO (MW)	-135	-140	3,7

4.5 Conclusões do Capítulo

Nesse capítulo, foi definida a modelagem matemática do sistema HVDC do Rio Madeira, com base nos padrões definidos no processo de licitação e nas alterações realizadas ao longo de sua construção. Os parâmetros utilizados no PSCAD/EMTDC foram apresentados e detalhados de acordo com a configuração de cada equipamento do sistema, incluindo as usinas hidroelétricas Samuel, Santo Antônio e Jirau, o sistema *back-to-back*, os filtros CA e CC e os transformadores conversores.

O modelo do sistema em estudo, através de seus equivalentes dinâmicos, foi apresentado e considerou a representação dos sistemas CA conectados na SE Araraquara 2 (500 kV) e

a partir da SE Ji-Paraná (230 kV), através de equivalentes de curto-circuito simples.

Neste trabalho, foram realizadas alterações das características do modelo PSCAD disponibilizado pela EPE na fase inicial dos estudos, com o objetivo de adequar a simulação aos parâmetros atuais. Através desse modelo mais detalhado, espera-se que os resultados da interação entre os conversores e o sistema, principalmente as máquinas de baixa inércia das UHEs Santo Antônio, Jirau e Samuel, sejam mais precisos, possibilitando maior previsibilidade das consequências de distúrbios no sistema elétrico. Dentre as alterações no modelo base da EPE, pode-se citar:

- Modificação da potência das unidades geradoras das UHEs Santo Antônio e Jirau;
- Retirada dos compensadores síncronos da barra da SE Porto Velho (3 x -70/100 Mvar) e modificação do sistema BtB convencional para *back-to-back* CCC;
- Modificação dos filtros CA e CC dos dois bipolos e do sistema *back-to-back*; e
- Ajuste na configuração dos transformadores conversores.

No capítulo seguinte serão apresentados os resultados finais deste trabalho, que consistem de simulações do sistema nos mesmos cenários de contingências verificados nos RAPs disponibilizados pelo ONS. Essas simulações serão comparadas com os gráficos de desempenho dos RAPs com o objetivo de validar o modelo desenvolvido para posteriores análises e previsões do desempenho dinâmico do elo HVDC frente a vários tipos de perturbações.

5 SIMULAÇÕES E ANÁLISES DE RESULTADOS

5.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações realizadas em ambiente PSCAD/EMTDC. O arquivo que serviu de base para o estudo foi desenvolvido pela EPE e disponibilizado após a publicação do edital, em novembro de 2008, como parte integrante dos relatórios técnicos que detalharam a alternativa de referência do empreendimento de transmissão.

Ocorre que, após a conclusão do processo licitatório, as empresas vencedoras propuseram alterações no projeto base com o intuito de atender a critérios técnicos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS e no próprio edital. Portanto, um dos objetivos principais deste trabalho é atualizar o modelo da EPE com base nas características reais do sistema. Para isso, foi feita uma ampla pesquisa nas documentações técnicas públicas e disponíveis no ONS, ANEEL e EPE, além de artigos e publicações técnicas envolvendo o HVDC do Rio Madeira, com destaque para os trabalhos desenvolvidos por membros do CIGRÉ Brasil. Esta pesquisa foi apresentada no capítulo anterior, bem como as alterações promovidas na simulação computacional.

Outro objetivo do trabalho é a validação do novo modelo, visto que as alterações promovidas devem representar melhor o desempenho do sistema. Para isso, foram feitas consultas ao ONS, inclusive com uma visita ao operador do sistema no mês de junho de 2015, para se buscar dados reais disponibilizados pelos agentes de transmissão. Nesse período, o Complexo do Madeira já operava com os dois blocos *back-to-back* em conjunto com o Bipolo 1.

De acordo com o edital do leilão, os agentes devem dispor de RDPs para coleta de memórias de massa dos eventos envolvendo distúrbios nos elos de corrente contínua. Essas informações devem ser repassadas ao ONS, quando solicitadas, para análise do comportamento do sistema durante as ocorrências no SIN. De posse dessas informações, o ONS, juntamente com os agentes de operação envolvidos, a ANEEL e o MME, elabora seus Relatórios de Análises de Perturbações, que são públicos, onde constam itens específicos de análise de desempenho através dos dados coletados dos RDPs.

Para este estudo, foram obtidos Relatórios de Análises de Perturbações junto ao ONS, que serão analisados e comparados aos resultados de simulação. Desta forma, será realizada neste capítulo a descrição detalhada das ocorrências, incluindo as condições do sistema da área afetada do SIN, que definirá os ajustes do modelo computacional. Em seguida, serão apresentados os gráficos de desempenho do sistema durante os eventos, coletados dos RDPs e analisados nos RAPs. Finalizando o trabalho, esses eventos serão reproduzidos em ambiente de simulação

e seus resultados serão confrontados com os resultados verificados pelo ONS. A resposta esperada da simulação construída é que os resultados reais e simulados se aproximem no que diz respeito às formas de onda observadas e aos valores obtidos ao longo da duração do evento.

A validação do modelo possibilitará que a simulação sirva de base para estudos e previsões de novos cenários envolvendo o comportamento dinâmico do sistema, além de verificações de atendimento aos requisitos de desempenho mínimos estabelecidos pelos procedimentos de rede.

5.2 Descrição dos Eventos Estudados

Para validação do modelo computacional, foram obtidos três RAPs envolvendo o complexo do Rio Madeira. As ocorrências se deram nos dias 07 e 08 de setembro, e 02 de outubro de 2014. Cada ocorrência será analisada como um estudo de caso, assim enumerados:

- Estudo de caso 1: Perturbação do dia 07/09/2014 às 07h45min;
- Estudo de caso 2: Perturbação do dia 08/09/2014 às 08h25min;
- Estudo de caso 3: Perturbação do dia 02/10/2014 às 09h50min.

Após a descrição de cada perturbação, serão apresentados nos itens subsequentes os resultados da reprodução dos eventos em ambiente de simulação.

5.2.1 Estudo de caso 1

No dia 07/09/2014, eram realizadas manobras programadas para realização de testes de aplicação de curto-circuito na LT 600 kV, Coletora Porto Velho - Araraquara 2, circuitos 1 e 2, e localização de faltas na extremidade da SE Araraquara 2.

As condições necessárias para a realização da programação envolviam o desligamento e liberação do Bipolo 1 e linhas de transmissão de 600 kV, além do desligamento total da UHE Jirau. A estação *back-to-back* deveria ser mantida em operação conjuntamente a UHE Santo Antônio.

Para alcançar essas condições, iniciou-se o processo de redução da potência no Bipolo 1. Quando a potência no bipolo encontrava-se com valor aproximado de 380 MW, foi iniciada a rampa de redução de geração de cinco unidades geradoras da UHE Jirau. Após o início da redução da geração, o Bipolo 1 chegou ao valor mínimo de 315 MW (2 x 157,5 MW). Durante esse processo o bloco 2 do *back-to-back* manteve-se com fluxo de 300 MW, enquanto que o bloco 1 estava em *stand-by*.

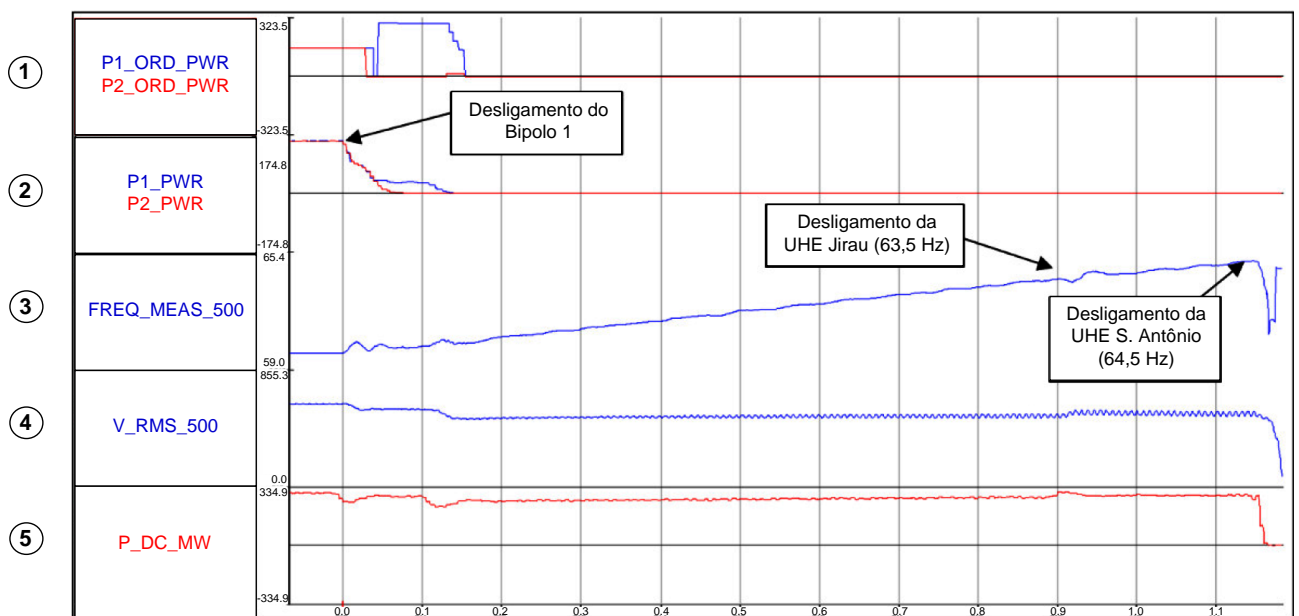
À medida que foram sendo retiradas as unidades geradoras da UHE Jirau, houve a elevação da tensão em todos os setores de 500 kV da área, que chegaram a valores da ordem de 604 kV.

Após a retirada de operação das unidades de geração da UHE Jirau, foi solicitado o desligamento do Bipolo 1, sendo executado o comando simultâneo para redução do fluxo em ambos os polos, ao invés do desligamento sequencial, conforme procedimento normatizado. Essa ação provocou elevação na frequência do sistema, pois o desligamento manual do Bipolo 1 não desencadeia ações de corte de geração. Assim, o excedente de geração acelerou os rotores das unidades geradoras provocando a sobrefrequência.

A elevação da frequência até o valor de 63,5 Hz promoveu o desligamento do circuito 1 da LT 500 kV, UHE Jirau - Coletora Porto Velho, pela sua respectiva proteção de sobrefrequência instantânea, resultando na perda de geração por parte das três unidades geradoras remanescentes na UHE Jirau. Ao atingir 64,5 Hz, ocorreu desligamento dos quatro circuitos da LT 500 kV, UHE Santo Antônio - Coletora Porto Velho, também pelas suas respectivas proteções do sobrefrequência, levando ao desligamento das onze unidades geradoras remanescentes e ao desligamento de todo o complexo.

Os gráficos da Figura 5.1 mostram os efeitos do desligamento do Bipolo 1 e o aumento da frequência no setor de 500 kV do Complexo do Rio Madeira.

Figura 5.1: Caso 1 - Oscilografia do Controle Mestre do Bipolo 1: 1, ordem de potência dos polos, 2, potência dos polos, 3, frequência na SE PV 500 kV, 4, tensão eficaz na SE PV 500 kV, 5, potência no BtB.



Fonte: Adaptado de ONS (2014a).

5.2.2 Estudo de caso 2

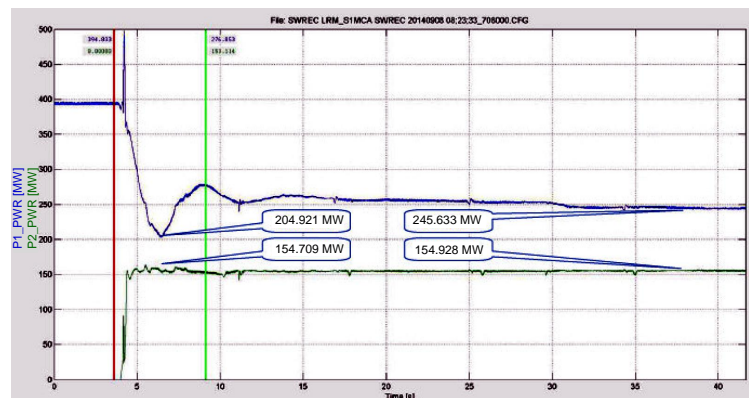
A perturbação teve origem a partir de manobras para energização do Bipolo 1 após finalização de trabalho programado. Em primeiro lugar foi desbloqueado o polo 1, com ordem de potência de 157 MW, em paralelo com o bloco 1 do *back-to-back*, que operava com ordem de potência de 105 MW. Estavam ligados um filtro de 263 Mvar do Bipolo 1 e um filtro de 142 Mvar da estação conversora *back-to-back*. As usinas de Jirau e Santo Antônio encontravam-se, respectivamente, com duas e onze unidades geradoras em operação.

Na sequência de procedimentos para a passagem para a operação bipolar, foi desbloqueado o segundo polo, o que provocou a conexão do segundo filtro de 263 Mvar por ação do controle de bipolo para garantir filtragem mínima de harmônicos necessária para esta configuração. A conexão deste segundo filtro provocou sobretensão no sistema de transmissão CA do complexo do Rio Madeira da ordem de 584 kV.

Devido às tensões elevadas em toda área do complexo, ocorreram sucessivas desconexões de filtros do Bipolo 1 por atuações de proteções de sobretensão e pela atuação do Controle Mestre, seguidas de conexões de filtros por atuação do Controle do Bipolo, que não impediram a tendência crescente da tensão que atingiu valores superiores a 600 kV, quando foi verificado o desligamento total da SE Coletora Porto Velho e das UHEs Jirau e Santo Antônio.

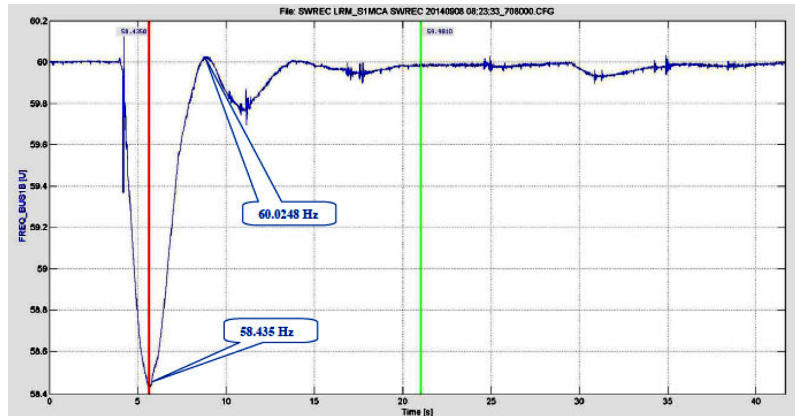
Os gráficos das Figuras 5.2 e 5.3 apresentam a oscilografia do Controle Mestre mostrando os fluxos de potência ativa dos Polos 1 e 2 e a variação da frequência subsequente. Os gráficos da Figura 5.4 apresentam os eventos observados como consequência desta contingência. Embora os eventos posteriores ao desbloqueio do polo 2 sejam responsáveis pelo desligamento das UHEs Santo Antônio e Jirau, a análise desse cenário se restringirá ao momento da passagem da operação monopolar para bipolar e a consequente variação da frequência do sistema em função dessa operação.

Figura 5.2: Caso 2 - Fluxos de potência ativa dos polos 1 e 2.



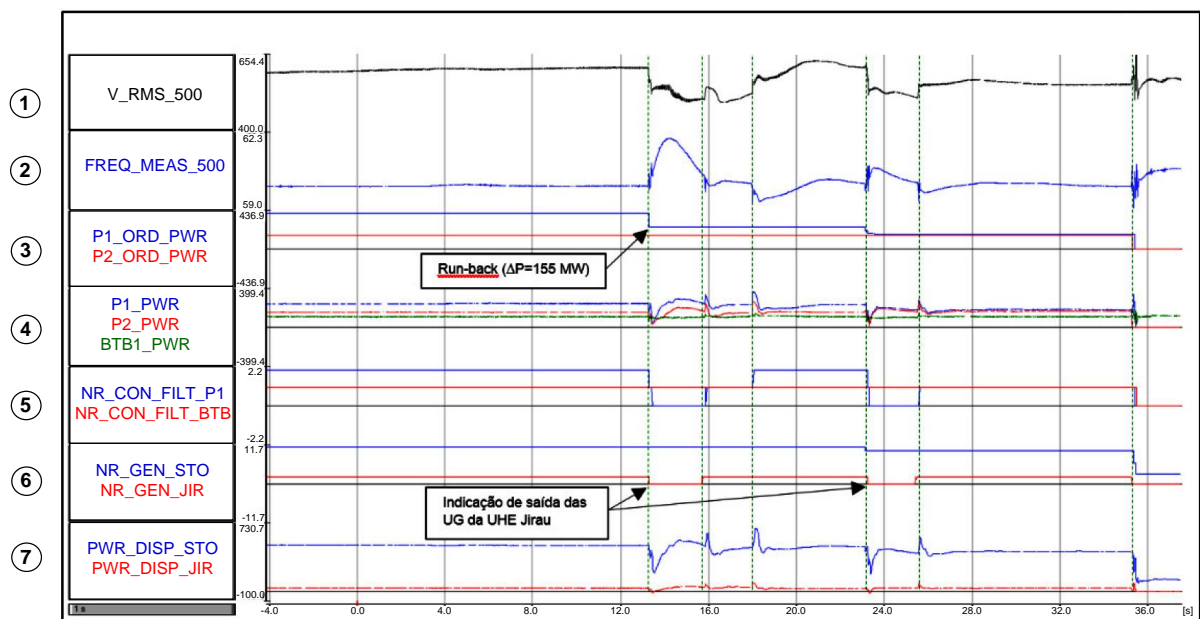
Fonte: Adaptado de ONS (2014a).

Figura 5.3: Caso 2 - Variação da frequência na SE Coletora Porto Velho 500 kV.



Fonte: ONS (2014a).

Figura 5.4: Caso 2 - Oscilografia do Controle Mestre do Bipolo 1: 1, tensão eficaz na SE PV 500 kV, 2, frequência na SE PV 500 kV, 3, ordem de potência dos polos, 4, potência dos polos e BtB, 5, número de filtros conectados, 6, número de geradores em STO e JIR, 7, potência disponível em STO e JIR.



Fonte: Adaptado de ONS (2014a).

5.2.3 Estudo de caso 3

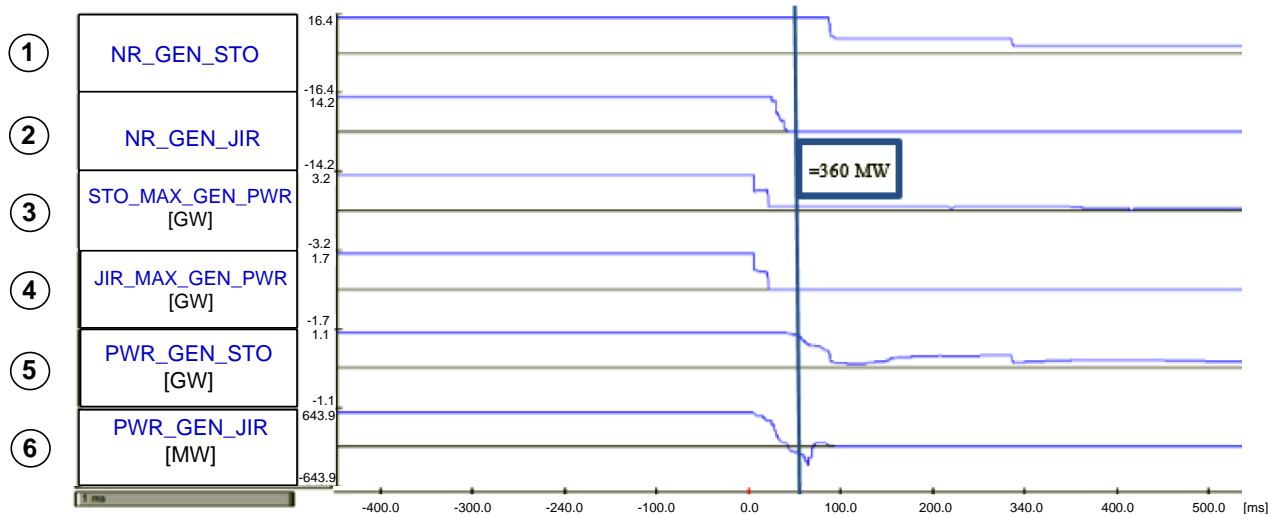
A perturbação se iniciou com a recepção de sinais espúrios de atuação de esquemas de falha de disjuntores de 500 kV da SE Araraquara 2, que levou ao desligamento automático da barra A2, de chegada das linhas dos inversores do bipolo 1, e posterior bloqueio do Bipolo 1, que interpretou incorretamente a abertura de disjuntores pertencentes a duas linhas em 500 kV que saem do barramento da subestação em São Paulo.

Após esse bloqueio, o Controle Mestre da SE Coletora Porto Velho comandou o desligamento de filtros associados ao *back-to-back* e ao Bipolo 1, de todas as treze unidades geradoras sincronizadas na UHE Jirau e de nove unidades geradoras da UHE Santo Antônio. Logo em seguida, houve corte de mais seis unidades, permanecendo em operação três unidades da UHE Santo Antônio, que levou ao bloqueio do conversor *back-to-back*.

Devido à potência perdida, houve perda de sincronismo entre o sistema Acre/Rondônia e o restante do SIN, com posterior atuação da proteção contra perda de sincronismo e abertura da interligação entre esses estados e o sistema interligado.

O registro oscilográfico do Controle Mestre, apresentado na Figura 5.5, mostra a atuação do controle das estações geradoras, ao desligar a LT Jirau - Coletora Porto Velho e as nove máquinas da UHE Santo Antônio. Também se observa a redução da potência do BtB para 360 MW devida à redução de máquinas.

Figura 5.5: Caso 3 - Oscilografia do Controle Mestre: 1, número de geradores em STO, 2, número de geradores em JIR, 3, máxima potência disponível em STO, 4, máxima potência disponível em JIR, 5, potência em STO, 6, potência em JIR.

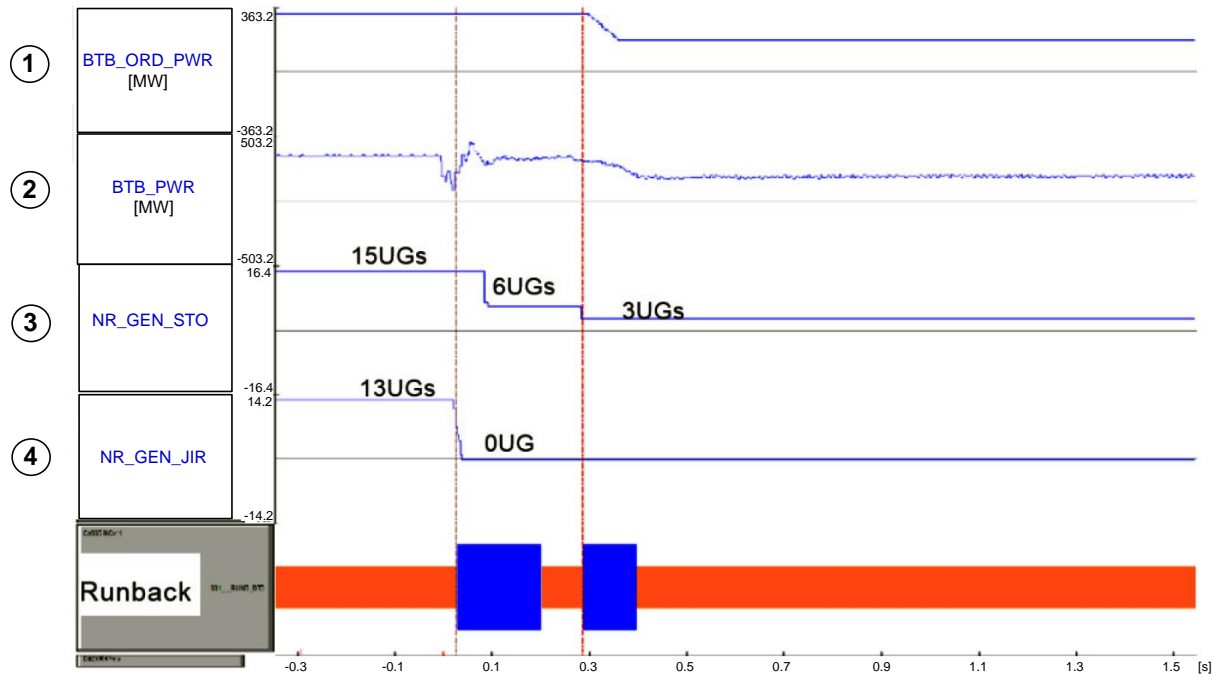


Fonte: Adaptado de ONS (2014b).

A Figura 5.6 mostra a sinalização de *Runback*¹, emitida pelo Controle Mestre, após identificação de unidades geradoras desligadas.

¹Redução da ordem de potência dos conversores do sistema HVDC.

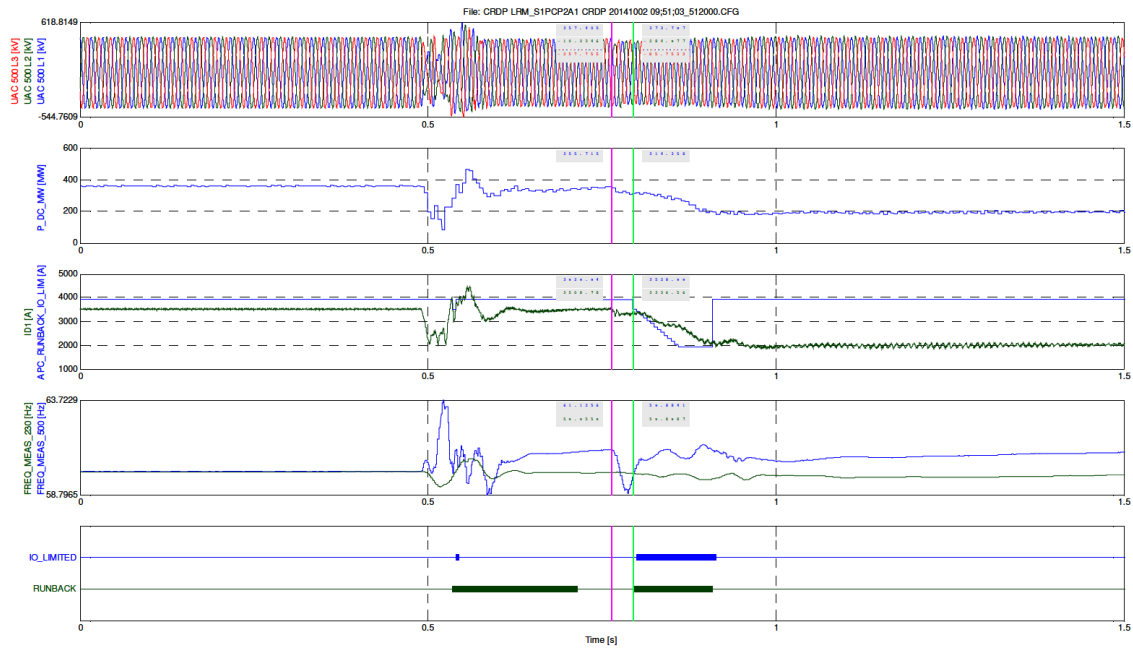
Figura 5.6: Caso 3 - Oscilografia do Controle Mestre - Corte de Unidades Geradoras: 1, ordem de potência do BtB, 2, potência do BtB, 3, número de geradores em STO, 4, número de geradores em JIR.



Fonte: Adaptado de ONS (2014b).

Após a indicação de desligamento de mais três unidades geradoras, totalizando um corte de doze máquinas na UHE Santo Antônio, o Controle Mestre enviou um novo sinal de *Runback* para o controle do *back-to-back*, que após verificar que o limite da ordem de corrente do mesmo foi ultrapassado, emitiu sinal de redução de potência para 196 MW. O corte de mais três unidades geradoras na UHE Santo Antônio levou o complexo todo a operar com um total de três unidades geradoras. Como o número mínimo de unidades geradoras permitidas para a operação do *back-to-back* é cinco, a reconexão do filtro de harmônicos associado ao mesmo não foi realizada e o BtB foi bloqueado. A Figura 5.7 mostra a sinalização de *Runback* e a ação do mesmo.

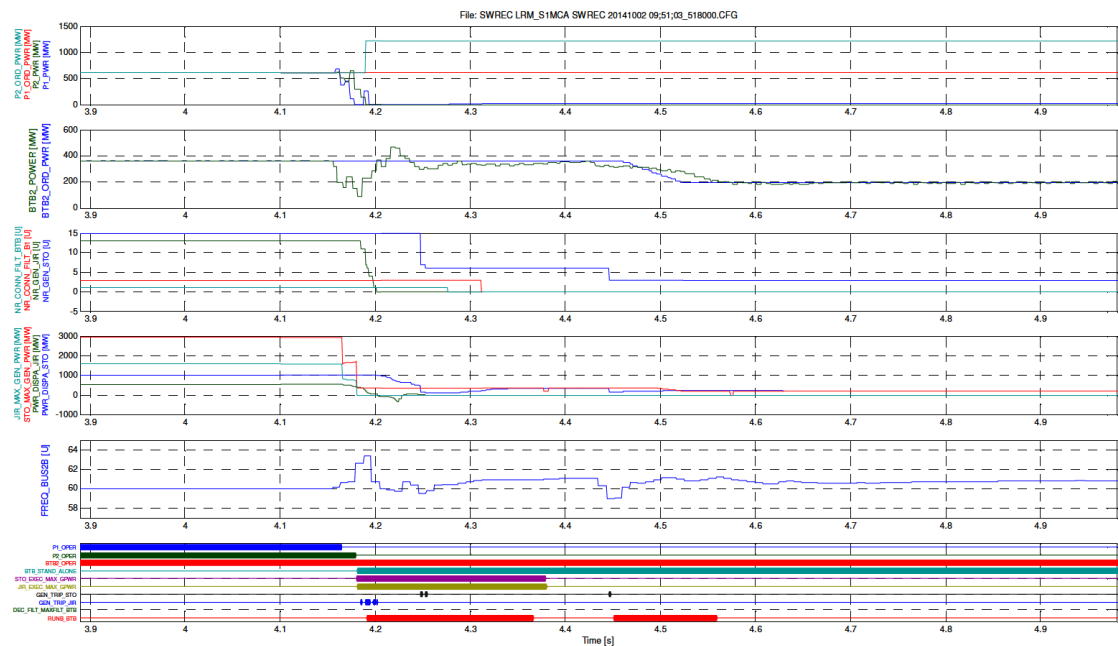
Figura 5.7: Caso 3 - Oscilografia do Controle Mestre - *Runback* do *back-to-back*.



Fonte: ONS (2014b).

A Figura 5.8 apresenta o registro oscilográfico do Controle Mestre a partir do instante do bloqueio do Bipolo 1, onde pode ser verificada a redução da potência no *back-to-back* e nos polos 1 e 2, além da frequência no barramento de 500 kV na SE Araraquara 2.

Figura 5.8: Caso 3 - Oscilografia do Controle Mestre.



Fonte: ONS (2014b).

5.3 Resultados na Reprodução das Perturbações

Os eventos descritos ocorreram nos meses iniciais de operação do HVDC do Rio Madeira. Nessa fase, é comum a incidência de falhas nos sistemas de proteção e controle, pois os mesmos ainda passam por ajustes após o comissionamento. Além disso, falhas operacionais podem ocorrer, visto que as equipes de operação nos centros de controle ainda passam por um período de adaptação ao novo sistema.

Desta forma, a metodologia deste trabalho se restringe à reprodução das condições do sistema interligado no momento das falhas e da resposta do sistema HVDC aos comandos do controle mestre, independente das causas que originaram suas ações. As respostas do sistema reproduzidas nas simulações serão confrontadas com os dados reais mostrados nos gráficos dos RAPs, para verificação da aderência entre o modelo e o caso real.

5.3.1 Estudo de caso 1

Antes da perturbação, as cargas nos estados do Acre e Rondônia eram de 95 MW e 412 MW, respectivamente. Os valores do despacho das usinas da região Acre-Rondônia são mostrados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Caso 1 - Geração do sistema Acre-Rondônia.

Usina	Potência (MW)	Máquinas sincronizadas
Santo Antônio	550	11
Jirau	94	3
Samuel	45	2
Rondon II	40	2
Termonorte II	124	3

A configuração do Complexo do Rio Madeira antes do início das manobras necessárias para atingir as condições da programação era:

- *Back-to-back* 2 em operação com 300 MW aproximadamente;
- 01 filtro do *back-to-back* conectado;
- Bipolo 1 em operação com aproximadamente 380 MW;
- 2 filtros do Bipolo 1 conectados;
- 8 máquinas na UHE Jirau;
- 11 máquinas na UHE Santo Antônio;
- Transformador provisório fora de operação.

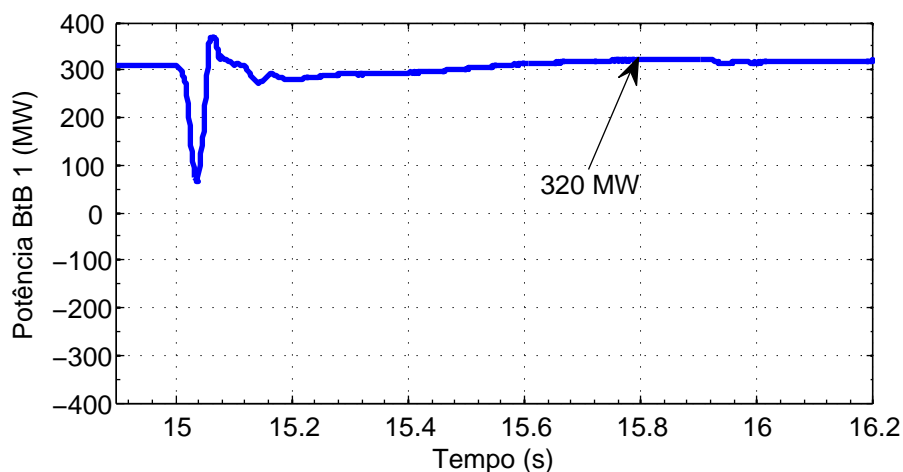
A partir dessas informações, foram realizados ajustes no caso base da simulação, que buscaram reproduzir o ponto de operação do sistema no momento do distúrbio e as condições de carregamento e geração nas usinas representadas no modelo computacional.

Destaca-se que o processo de ajuste do caso base, embora pareça trivial, se mostrou um dos principais desafios do estudo. Isso porque nessa fase, diversos problemas podem ocorrer, tais como violações de tensão nos barramentos e na capacidade das máquinas e até mesmo situações de divergência do ponto de operação do caso base.

A perturbação do dia 07/09/2014 às 07h45min foi reproduzida no PSCAD/EMTDC por um período de 25 segundos. Os primeiros 15 segundos de simulação correspondem à inicialização das máquinas das UHEs Santo Antônio e Jirau e ao ajuste do ponto de operação pré-falta. Nesse intervalo, inclui-se a redução da potência do Bipolo 1 para o valor de 380 MW.

A partir desse instante, foi iniciada a simulação da retirada de cinco unidades geradoras da UHE Jirau. Na simulação, observou-se a correta atuação do controle do *back-to-back* 2, que manteve-se com fluxo médio de 300 MW, atingindo um máximo de 320 MW após 0,8 s da redução dos fluxos nos polos 1 e 2 do Bipolo 1. No caso real, a potência máxima do BtB chegou a 334,9 MW, 0,9 s após a redução da potência do Bipolo 1. A diferença percentual entre a simulação e o caso real foi de 4,4%, considerada aceitável para o estudo em questão. A Figura 5.9 apresenta o comportamento da potência no BtB 2.

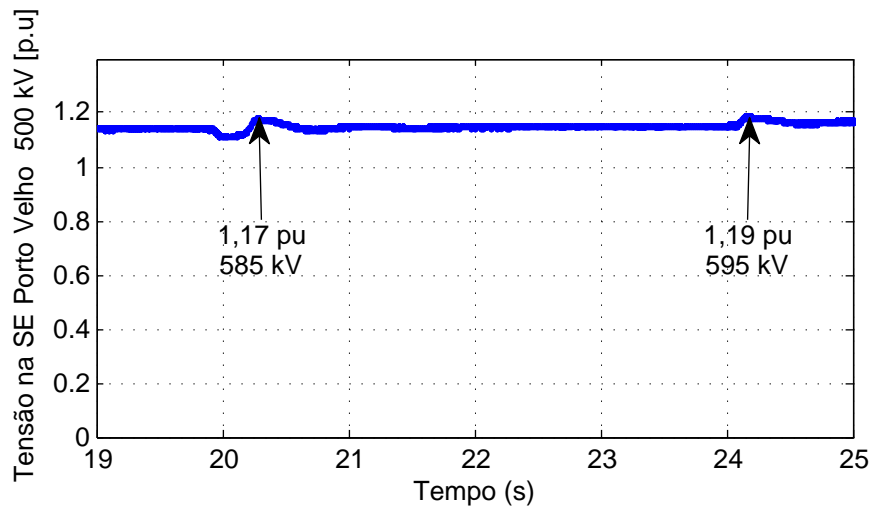
Figura 5.9: Caso 1 - Potência no bloco 1 do *back-to-back*.



Também foi observada a elevação das tensões nos setores de 500 kV em Porto Velho, que chegaram a valores da ordem de 595 kV. No caso real, as tensões chegaram a 604 kV. Isso representa uma diferença percentual de 1,5% entre o valor simulado e o real. A Figura 5.10 apresenta o comportamento da tensão no barramento de 500 kV da SE Coletora Porto Velho.

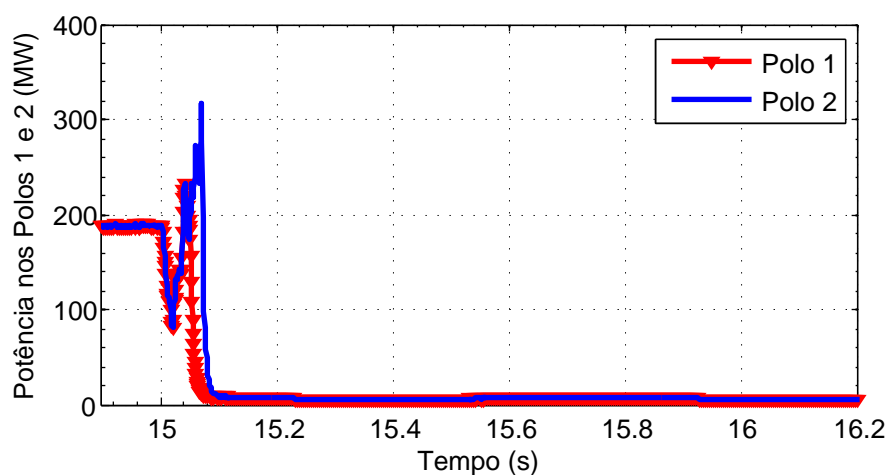
No instante $t = 15,05$ s foi realizada a redução do fluxo em ambos os polos do Bipolo 1. Conforme esperado, houve elevação na frequência do sistema em função da aceleração dos ro-

Figura 5.10: Caso 1 - Tensão no barramento de 500 kV da SE Porto Velho.



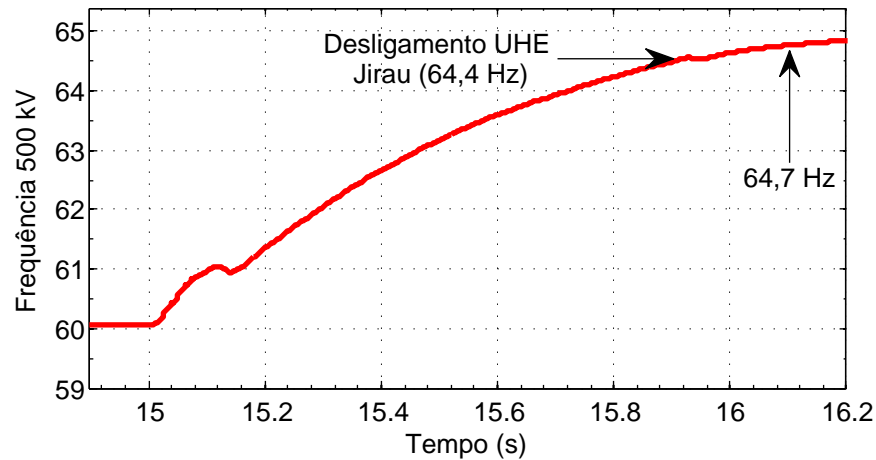
tores das unidades geradoras, ocorrida devido ao desbalanço entre carga e geração. No instante $t = 15,92$ s foi simulado o desligamento da UHE Jirau, que provocou a elevação da frequência de 64,4 Hz até 64,7 Hz em um intervalo de 240 ms. No caso real, as frequências chegaram a 63,5 Hz antes do desligamento da UHE Jirau e a 64,5 Hz após um intervalo de aproximadamente 250 ms. Essas medições representam uma diferença entre os valores simulados e reais de 1,4% e 0,5% entre as duas frequências, respectivamente. As Figuras 5.11 e 5.12 apresentam, respectivamente, a redução da potência dos polos 1 e 2 e o efeito na frequência da rede no barramento de 500 kV da SE Coletora Porto Velho.

Figura 5.11: Caso 1 - Redução da potência ativa no polos 1 e 2.



A redução da potência nos polos 1 e 2 no caso real ocorreu em um tempo aproximado de 110 ms, como se verifica na Figura 5.1. Na simulação, observa-se que a redução da potência ocorreu em um intervalo de 100 ms. Como as potências foram reduzidas em intervalos diferentes para cada polo no caso real, considera-se que o comportamento da simulação é aderente ao

Figura 5.12: Caso 1 - Frequência na barra 500 kV da SE Coletora Porto Velho.



caso real em termos qualitativos. Outro ponto de destaque é o fato da potência em ambos os polos atingir o valor mínimo em um tempo inferior a 150 ms, que é o tempo máximo definido pelos Procedimentos de Rede do ONS e pelo anexo técnico do edital de licitação.

A Tabela 5.2 apresenta os valores simulados e a comparação com os valores reais observados em campo. Nota-se que a divergência percentual entre os valores simulados e medidos da tensão e da frequência foi inferior a 1,5%, considerada satisfatória em termos de simulação, o que valida o modelo construído. O tempo para redução da potência dos polos apresentou diferença percentual entre 9,0% e 12,5% devido à incerteza na medição dos dados reais. Entretanto, em ambos os casos, a redução se deu em tempo inferior a 150 ms, que é o limite máximo estabelecido pelos códigos de rede.

Tabela 5.2: Caso 1 - Comparação entre valores reais e simulados.

	Valor real	Valor simulado	Diferença (%)
Tensão 500 kV em PV (kV)	604	595	-1,5
Frequência em PV (Hz) (desligamento Jirau)	63,5	64,4	1,4
Frequência em PV (Hz) (desligamento Santo Antônio)	64,4	64,7	0,5
Potência máxima no BtB 2 (MW)	334,9	320	-4,4
Redução potência polo 1 (ms)	≈ 80	90	12,5
Redução potência polo 2 (ms)	≈ 110	100	-9,0

5.3.2 Estudo de caso 2

Antes da perturbação, as cargas nos estados do Acre e Rondônia eram de 94 MW e 417 MW, respectivamente. Os valores do despacho das usinas da região Acre-Rondônia são mostrados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Caso 2 - Geração do sistema Acre-Rondônia.

Usina	Potência (MW)	Máquinas sincronizadas
Santo Antônio	477	11
Jirau	46	2
Samuel	42	2
Rondon II	40	2
Termonorte II	126	2

Os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão e transformadores eram:

- Fluxo no sistema Acre/Rondônia (FACRO): -135 MW ;
- *Back-to-Back* 1: 105 MW;
- *Back-to-Back* 2: 0 MW (em *stand-by*);
- Bipolo 1 do Rio Madeira: 394 MW (394 MW no Polo 1 e 0 MW no Polo 2).

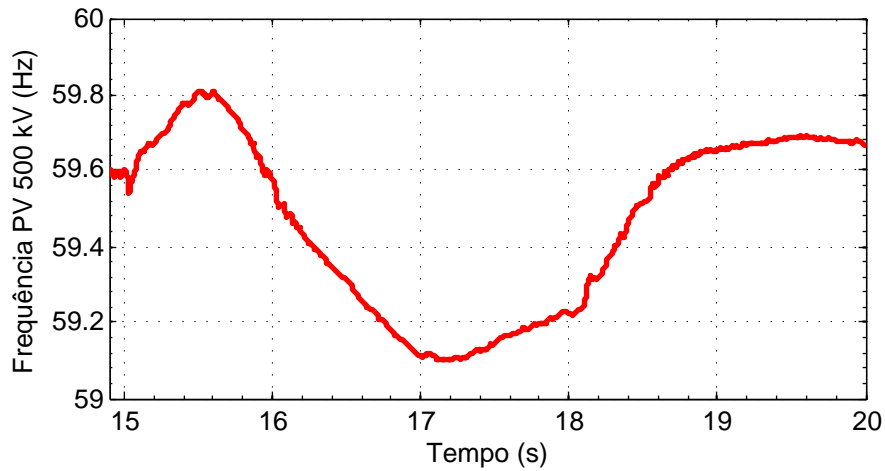
Após os ajustes no caso base foram realizadas as simulações que reproduziram a passagem do Bipolo 1 para a operação bipolar e o desbloqueio do segundo polo.

A perturbação do dia 08/09/2014 às 08h25min foi reproduzida no PSCAD/EMTDC por um período de 20 segundos. Os primeiros 15 segundos de simulação correspondem à inicialização das máquinas das UHEs Santo Antônio e Jirau e ao ajuste do ponto de operação pré-falta, que inclui a potência do polo 1 em 394 MW e o instante anterior ao desbloqueio e entrada em operação do polo 2 com ordem de potência de 105 MW.

A conexão do segundo filtro de 263 Mvar foi realizada no instante $t = 15,02$ s, ou seja, logo após a entrada em operação do polo 2, que ocorreu no instante $t = 15$ s. Na simulação, a frequência do sistema no momento do desbloqueio do polo 2 encontra-se em 59,6 Hz, ou seja, 0,7% abaixo da frequência de 60 Hz no caso real. Essa diferença está relacionada com o ajuste da geração da simulação e é considerada pequena em termos percentuais. A queda da frequência do sistema no momento da conexão do polo 2 chegou a 59,1 Hz, o que representa um erro percentual de 1,1% em relação aos 58,43 Hz informados no RAP. Portanto, em termos de variação da frequência na barra de 500 kV da SE Coletora Porto Velho, considera-se que o modelo representou de maneira satisfatória a situação real apresentada no RAP. A Figura 5.13 apresenta a variação da frequência na barra de 500 kV da Coletora Porto Velho.

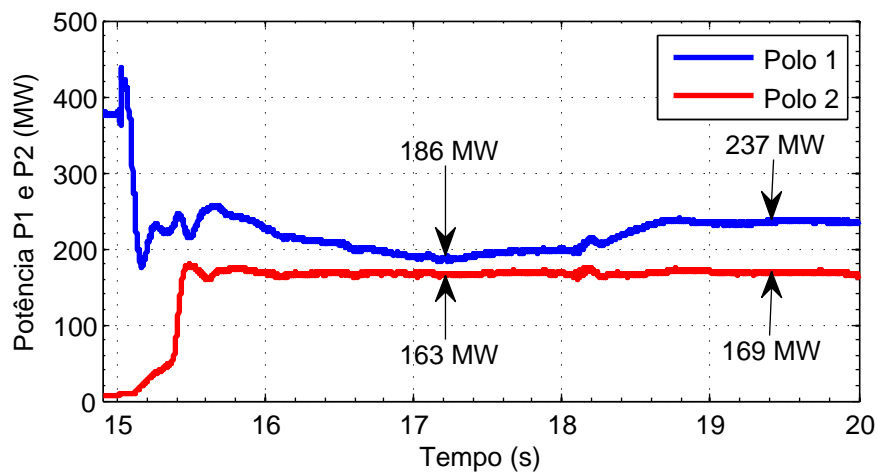
Referente ao comportamento das potências nos polos 1 e 2 do Bipolo 1, observa-se na simulação a redução do polo 1 a um patamar de 186 MW, se estabilizando em 236 MW após 4 segundos. A Figura 5.2 mostrou que no caso real essa potência chegou a 204,9 MW e estabilizou-se em 245,6 MW após aproximadamente 6 segundos. A diferença percentual entre os valores simulados e medidos após a estabilização do polo 1 é de 3,9%. A potência do polo

Figura 5.13: Caso 2 - Frequência na barra 500 kV da SE Coletora Porto Velho.



2 se elevou a um nível de 163 MW no intervalo de tempo de 440 ms, para uma ordem de potência de 159 MW. Esse valor representa uma variação de 5,3% da potência real do polo 2, que se estabilizou em 154,7 MW. Apesar dessa diferença percentual, observa-se que, em termos absolutos, a diferença de 8,3 MW é considerada pequena se comparada ao montante de energia transmitida pelo polo. Desta forma, conclui-se que a diferença entre os valores simulados e observados é considerada aceitável, o que valida o modelo adotado. A Figura 5.14 apresenta as potências nos polos 1 e 2.

Figura 5.14: Caso 2 - Potência nos Polos 1 e 2.



A Tabela 5.4 apresenta os valores simulados e a comparação com os valores reais observados em campo.

Tabela 5.4: Caso 2 - Comparação entre valores reais e simulados.

	Valor real	Valor simulado	Diferença (%)
Frequência em PV (Hz) (antes do desbloqueio de P2)	60,0	59,6	-0,7
Queda da Frequência em PV (Hz) (após conexão de P2)	58,43	59,1	1,1
Potência mínima no polo 1 (MW)	204,9	186	-9,2
Potência no polo 1 (MW) (após estabilização)	245,6	236,0	-3,9
Potência no polo 2 (MW) (após estabilização)	154,9	163,0	5,3

5.3.3 Estudo de caso 3

Antes da perturbação, as cargas nos estados do Acre e Rondônia eram de 114 MW e 544 MW, respectivamente. Os valores do despacho das usinas da região Acre-Rondônia são mostrados na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Caso 3 - Geração do sistema Acre-Rondônia.

Usina	Potência (MW)	Máquinas sincronizadas
Santo Antônio	1.048	15
Jirau	576	13
Samuel	41	2
Rondon II	40	2
Termonorte II	122	3

Os fluxos de potência ativa nas linhas de transmissão e transformadores eram:

- Fluxo no sistema Acre/Rondônia (FACRO): -27 MW ;
- *Back-to-Back* 1: 0 MW (em *stand-by*);
- *Back-to-Back* 2: 362 MW;
- Bipolo 1 do Rio Madeira: 1.213 MW (608 MW no Polo 1 e 605 MW no Polo 2);

Após os ajustes no caso base foram realizadas as simulações que reproduziram o bloqueio do Bipolo 1, que operava com potência de 1.213 MW, o desligamento dos filtros do Bipolo 1 e do *back-to-back* e o *runback* ordenado pelo controle do bloco 2 do BtB, que reduziu a potência transmitida de 362 MW a 196 MW após o desligamento de todas as unidades geradoras da UHE Jirau e de nove unidades da UHE Santo Antônio.

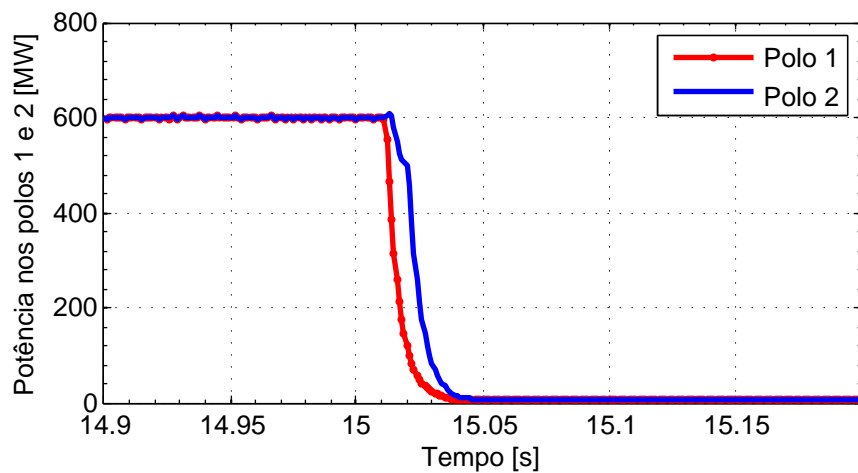
A perturbação do dia 02/10/2014 às 09h50min foi reproduzida no PSCAD/EMTDC por um período de 20 segundos. Os primeiros 15 segundos de simulação correspondem à inicialização das máquinas das UHEs Santo Antônio e Jirau e ao ajuste do ponto de operação

pré-falta, com a geração nas UHEs Jirau e Santo Antônio em 1.624 MW, a transmissão do Bipolo 1 em 1.213 MW e do bloco 2 do *back-to-back* em 362 MW.

No instante $t = 15,02$ s, foi realizado o bloqueio do Bipolo 1, ao mesmo tempo em que foram desligados os filtros associados a esse bipolo e ao *back-to-back*. Em $t = 15,1$ s, foram retiradas de operação as treze unidades geradoras da UHE Jirau e nove da UHE Santo Antônio. No instante $t = 15,7$ s, foi realizada a redução da ordem de potência do bloco 2 do BtB, passando de 362 MW a 196 MW.

A Figura 5.15 apresenta o momento do bloqueio dos polos 1 e 2 do Bipolo 1.

Figura 5.15: Caso 3 - Bloqueio dos polos 1 e 2 do Bipolo 1.



Os gráficos das Figuras 5.16 e 5.17 apresentam o momento da redução da potência do *back-to-back* para 196 MW e a consequente variação na tensão na SE Coletora Porto Velho em 500 kV.

Figura 5.16: Caso 3 - Redução da potência no *back-to-back*.

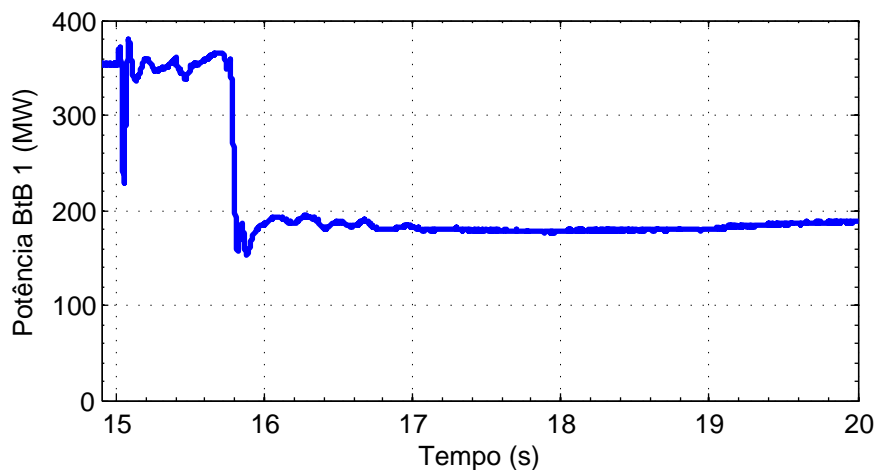
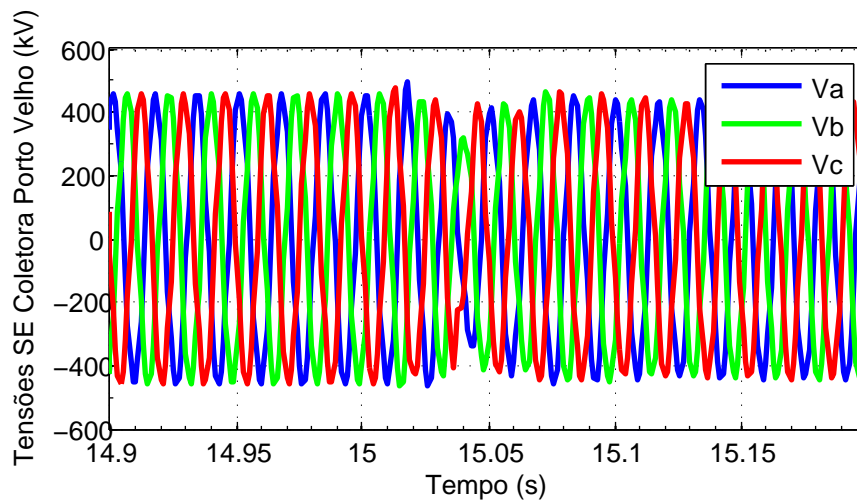
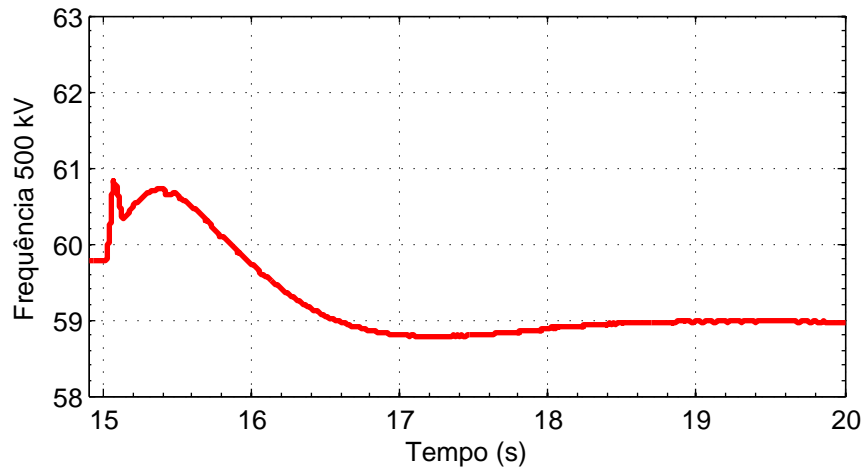


Figura 5.17: Caso 3 - Variação na tensão na SE Coletora Porto Velho.



Os gráficos das Figuras 5.18 e 5.19 apresentam a variação das frequências nas barras de 500 kV e 230 kV da subestação Coletora Porto Velho.

Figura 5.18: Caso 3 - Frequência na SE Coletora Porto Velho 500 kV.

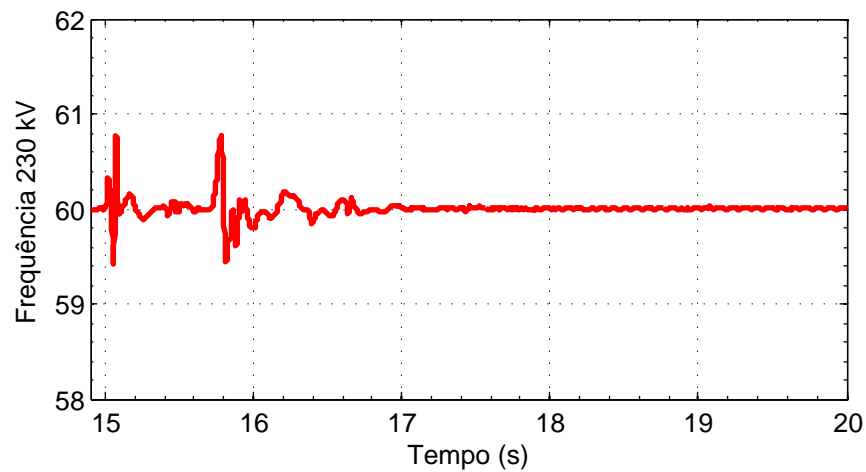


Se comparados os valores apresentados na Figura 5.15 com os dispostos na Figura 5.8, observa-se que, na simulação, a redução da potência do Bipolo 1 após o bloqueio ocorreu em tempo inferior a 40 ms. No gráfico do RAP essa redução ocorreu no mesmo período.

Na Figura 5.16, observa-se que a redução da potência do BtB de 362 MW a 196 MW ocorreu em aproximadamente 100 ms. Na Figura 5.8 verifica-se que a mesma redução ocorreu em tempo semelhante à simulação.

A Figura 5.17 mostra que as tensões de fase no barramento de 500 kV da SE Coletora Porto Velho oscilaram durante o bloqueio do Bipolo 1 e se estabilizaram após um período inferior a 100 ms. No caso real, essa oscilação também perdurou por tempo inferior a 100 ms,

Figura 5.19: Caso 3 - Frequência na SE Coletora Porto Velho 230 kV.



conforme se observa na Figura 5.7.

As frequências nos barramentos de 500 kV e 230 kV da SE Coletora Porto Velho se comportaram de forma semelhante à simulação. Nesses casos, as frequências se estabilizaram em torno de 60,9 Hz no barramento de 500 kV e de 59,8 Hz no barramento de 230 kV para o caso real, conforme se observa na Figura 5.7. Nos gráficos da simulação apresentados nas Figuras 5.18 e 5.19, essas frequências foram de 59 Hz no barramento de 500 kV e 60 Hz em 230 kV, o que denota uma diferença percentual entre a simulação e o caso real de -3,1% e 0,3%, respectivamente. Esses valores são considerados adequados e validam o modelo desenvolvido.

Analisando os valores qualitativos e quantitativos da comparação acima, observa-se que há coerência entre a simulação realizada e o caso real, sendo que a diferença percentual entre esses valores foi inferior a 3,1%, considerada aceitável, o que mais uma vez valida o modelo construído.

A Tabela 5.6 apresenta os valores simulados e a comparação com os valores reais observados em campo.

Tabela 5.6: Caso 3 - Comparação entre valores reais e simulados.

	Valor real	Valor simulado	Diferença (%)
Redução da potência no Bipolo 1 (ms)	40	40	0
Redução da potência no BtB 2 (ms)	100	100	0
Oscilação de tensão em PV 500 kV (ms) (durante bloqueio do Bipolo 1)	100	100	0
Frequência em PV 500 kV (Hz) (após estabilização)	60,9	59,0	-3,1
Frequência em PV 230 kV (Hz) (após estabilização)	59,8	60,0	0,3

5.4 Conclusões do Capítulo

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas no ambiente PSCAD/EMTDC, construídas a partir do modelo base disponibilizado pela EPE. Durante o desenvolvimento deste trabalho, foram detalhadas as modificações realizadas no modelo, de forma que o objetivo final do estudo foi comprovar a aderência do novo modelo ao desempenho real do sistema HVDC do Complexo do Rio Madeira.

Nesse sentido, foram analisadas três ocorrências no SIN que envolveram o sistema de transmissão em corrente contínua. Essas ocorrências foram disponibilizadas pelo ONS através de RAPs. Cada ocorrência foi tratada como um estudo de caso, e os cenários anteriores às faltas foram reproduzidos até o instante de tempo $t = 15$ s. A partir daí, as diferentes ações desencadeadas foram simuladas e o comportamento das variáveis de interesse foi registrado.

O estudo de caso 1 apresentou uma redução de potência no Bipolo 1 acompanhada do desligamento de unidades geradoras das UHEs Jirau e Santo Antônio. Em decorrência dessa redução, foi observada uma elevação do perfil de tensão nos barramentos das UHE Jirau, Santo Antônio e na SE Coletora Porto Velho até a ordem de 604 kV. Após essa elevação, foi realizado o bloqueio simultâneo dos dois polos do Bipolo 1, que provocou a aceleração de máquinas e consequente sobrefrequência em todo o sistema, da ordem de 64,5 Hz. A elevação da frequência levou ao desligamento das UHEs Jirau e Santo Antônio.

A simulação do caso 1 apresentou os valores da frequência durante os eventos e o efeito da redução da potência e bloqueio do Bipolo 1. Os valores observados foram considerados satisfatórios para a simulação, visto que mostraram uma pequena diferença percentual dos valores reais inferior a 4,4%, com exceção dos tempos de redução da potência dos polos, que tiveram divergência na ordem de 12,5% devido a incertezas nas medições apresentadas no RAP. Portanto, para esse caso, o modelo foi considerado validado.

O estudo de caso 2 apresentou o efeito de manobras para energização do Bipolo 1. Enquanto o polo 1 já se encontrava energizado com uma potência de 383 MW, foi realizado o desbloqueio do polo 2 com ordem de potência de 155 MW. Como a modalidade de operação no momento do comando não realizou a redução da potência no polo 1 durante a tomada de carga, houve uma queda na frequência do sistema até 58,43 Hz e redução da potência no polo 1 pela atuação do controle de frequência do elo.

A simulação do caso 2 reproduziu o momento da energização do polo 2 e seu efeito na redução da frequência do sistema. Os valores observados foram considerados satisfatórios para a simulação, visto que mostraram uma pequena diferença percentual dos valores de frequência inferior a 1,1% e uma diferença entre as potências reais e simuladas nos polos 1 e 2 que chegou a 9,8% durante o afundamento da potência no polo 1 e a 5,3% após a estabilização. Em termos qualitativos, o comportamento do sistema durante esse evento se mostrou adequado devido à

semelhança com o desempenho do caso real. Portanto, para esse caso, o modelo foi considerado validado.

O estudo de caso 3 mostrou o efeito do bloqueio do Bipolo 1, que transmitia 1.213 MW, após a recepção de sinais espúrios de atuação de esquemas de falha de disjuntores 500 kV na SE Araraquara. Esse o bloqueio provocou o desligamento dos filtros associados ao bipolo e ao *back-to-back*, de todas as treze unidades geradoras que operavam na UHE Jirau e de nove da UHE Santo Antônio. Além disso, uma variação no sinal de redução da potência da UHE Santo Antônio, provocou a retirada de mais seis máquinas dessa usina e, conseqüentemente, fez com que o controle mestre ordenasse a redução da potência do bloco 2 do *back-to-back* de 362 MW a 196 MW. Após esse momento, o BtB foi bloqueado e o sistema isolado.

A simulação do caso 3 reproduziu o momento do bloqueio do Bipolo 1, a redução da geração nas UHEs Santo Antônio e Jirau e a redução da potência no *back-to-back*. Os valores observados foram considerados satisfatórios para a simulação, visto que mostraram uma pequena diferença percentual dos valores reais inferior a 3,1%. Portanto, para esse caso, o modelo também foi considerado validado.

Por fim, após a simulação de três casos reais e a verificação da aderência do modelo ao comportamento real do sistema, pode-se concluir que a modificação do modelo base disponibilizado pela EPE foi corretamente realizada, podendo ser utilizada em novos estudos de caso e também na simulação de cenários ainda não observados.

6 CONCLUSÕES

Uma das características principais do território brasileiro é sua extensão territorial, com grandes bacias hídricas localizadas nas diferentes regiões geográficas do país. Devido a esse fato, o Brasil teve que desenvolver um sistema de transmissão extenso e com condições de transportar a energia elétrica proveniente de grandes usinas hidroelétricas a todas as regiões do país, principalmente aos grandes centros urbanos, que, por sua vez, se localizam distantes dessas usinas.

Embora o sistema elétrico brasileiro seja interligado em grande parte através de linhas de transmissão em corrente alternada, por ser uma tecnologia já bastante dominada em nível mundial, novas alternativas tecnológicas vêm sendo desenvolvidas em todo o mundo com o objetivo de atingir maiores capacidades de transporte de energia, com menores custos e menores danos ao meio ambiente.

Nessa perspectiva, os órgãos de planejamento do setor elétrico brasileiro têm adotado novas alternativas para a transmissão de grandes quantidades de energia. Dentre essas alternativas, a transmissão em corrente contínua vem se mostrando uma das mais atrativas, tanto tecnicamente quanto economicamente. Assim, leilões públicos têm sido realizados para escolha de empresas responsáveis pela construção e exploração de sistemas HVDC, dentre eles, o sistema de transmissão do Complexo do Rio Madeira.

Apesar do conhecimento técnico das empresas construtoras do sistema HVDC do Rio Madeira, percebe-se que a tecnologia não é totalmente conhecida pelas empresas brasileiras, tanto que os fornecedores desses sistemas são empresas europeias, como ABB e Alstom, dentre outras. Portanto, órgãos do setor elétrico, como o ONS e EPE, técnicos brasileiros e a Academia têm buscado um maior aprofundamento do conhecimento do funcionamento e operação dos sistemas HVDC, dado que novas linhas CC já estão sendo leiloadas para reforço do SIN nos próximos anos. Ressalta-se que, além de se mostrar uma tecnologia não comum no nosso país, a quantidade significativa de energia transportada por esses novos sistemas aumenta a necessidade de um desempenho adequado nos diversos cenários de operação do SIN, o que também justifica o aprofundamento dos estudos e pesquisas nessa área.

Nessa perspectiva, uma das contribuições deste trabalho foi a concepção de um modelo do sistema de transmissão HVDC do Complexo do Rio Madeira desenvolvido no ambiente PSCAD/EMTDC e baseado no modelo disponibilizado pela EPE na fase de concessão das instalações.

Para isso, a dissertação apresentou a modelagem matemática do sistema HVDC do Rio Madeira, baseada nas características reais do projeto, com as alterações realizadas ao longo de sua construção. Trouxe também o detalhamento de cada equipamento componente do sistema,

incluindo as usinas Hidrelétricas Samuel, Santo Antônio e Jirau, o sistema *back-to-back*, os filtros CA e CC, os transformadores conversores e parâmetros de linhas CA e CC, a partir de pesquisas realizadas no ONS e na bibliografia consultada ao longo do trabalho.

Outrossim, foram realizadas simulações que reproduziram o comportamento do sistema frente a distúrbios reais, ocorridos na área do Complexo do Rio Madeira, e registrados pelo ONS através de RAPs, que foram disponibilizados pelo operador do sistema.

Os resultados mostraram que o modelo pode representar, dentro de uma margem de erro considerada satisfatória, o sistema real. Assim, pode-se afirmar que o mesmo se mostra uma ferramenta útil para futuros estudos desse tipo de sistema, principalmente se forem consideradas a inserção de novos sistemas HVDC no SIN e seus impactos na confiabilidade e continuidade do fornecimento, no que tange ao atendimento dos padrões estabelecidos pelos códigos de rede vigentes.

A respeito dos códigos de rede, destaca-se outra contribuição do trabalho, que foi a verificação do atendimento aos padrões estabelecidos de suportabilidade do HVDC frente aos distúrbios investigados. Nesse sentido, conclui-se que o controle do sistema atuou corretamente ao contribuir para elevações de tensões nos barramentos de 500 kV e 230 kV não superiores a 1,2 p.u., que atendem aos valores máximos de tensão sustentada de 600 kV e 253 kV, respectivamente, dispostas no procedimento de rede.

Também se observou que as frequências do sistema variaram transitoriamente durante alterações das ordens de potência emitidas pelo controle mestre dentro da faixa admissível de 56 Hz a 66 Hz. O estudo de caso 1 mostrou que a frequência na área de 500 kV da SE Coletora Porto Velho chegou a 64,7 Hz devido à retirada de máquinas nas UHEs Sato Antônio e Jirau e bloqueio do Bipolo 1, que somente ocorreu por consequência da retirada de máquinas nas usinas pelo controle de geração. Ressalta-se que o sistema *back-to-back* se manteve em operação nesse momento, atendendo às exigências do procedimento. No estudo de caso 2, a frequência na barra de 500 kV da SE Porto Velho chegou a 58,43 Hz, no caso real, durante a retomada de potência do polo 2, sem que o Bipolo 1 saísse de operação, conforme exigido pelo procedimento de rede.

Outro aspecto analisado foi o tempo de resposta do controlador de potência durante a redução da ordem de potência. No estudo de caso 3 verificou-se que a redução das potências no Bipolo 1 e no BtB ocorreu em tempo inferior a 100 ms. O procedimento de rede estabelece um tempo máximo de 150 ms para essas situações. Portanto, tanto o sistema real quanto a simulação atenderam aos requisitos estabelecidos.

Por fim, verificou-se que os resultados simulados a partir do modelo construído se mostraram fidedignos aos casos apresentados nos RAPs envolvendo o Complexo do Rio Madeira. Desta forma, conclui-se que através da utilização do modelo proposto nesta dissertação, o HVDC do Complexo do Rio Madeira e demais sistemas semelhantes poderão se utilizar da

ferramenta para estudos de novos cenários, bem como na simulação de ocorrências ainda não observadas, como por exemplo, estudos de transitórios de chaveamento (como energização, religamento, rejeição de carga e curto-circuito) e recuperação de energia após curto-circuito, bloqueio de bipolo e sobretensões no lado CC após falhas nas linhas de corrente contínua, dentre outros.

6.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Dada a amplitude do tema e as possibilidades do uso dos sistemas HVDC, outras abordagens relacionadas a este trabalho podem ser exploradas podendo contribuir para trabalhos futuros. Desta forma, como trabalhos futuros, sugere-se:

- Desenvolver estudos de validação de modelos de novos sistemas HVDC, como por exemplo, o sistema de transmissão do Complexo de Belo Monte;
- Realizar simulações do comportamento dinâmico do HVDC do Rio Madeira a partir de cenários não abordados neste trabalho para previsão de falhas sistêmicas no SIN em virtude da conexão com o elo de corrente contínua;
- Desenvolver estudos do desempenho do HVDC do Rio Madeira após a entrada em operação do sistema de transmissão HVDC de Belo Monte, quando os dois sistemas operarão simultaneamente, observando a influência das novas linhas nas existentes;
- Propor novas técnicas de controle para o HVDC-LCC com o intuito de reduzir problemas enfrentados pelos sistemas de controle atuais, como por exemplo, as falhas de comutação;
- Desenvolver estudos de aplicação de filtros ativos CA em substituição aos filtros sintonizados responsáveis pela filtragem de harmônicos e consumo de reativos;
- Realizar estudo do comportamento do sistema HVDC diante da perda de interligações regionais do SIN, como por exemplo, os subsistemas Nordeste e Sudeste;
- Realizar estudo do desenvolvimento da tecnologia HVDC-VSC no Brasil e sua aplicabilidade para as novas fontes renováveis de geração de energia elétrica em implantação no país.

REFERÊNCIAS

- ADAPA, R. High-wire act. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 10, n. 6, p. 18, 2012.
- ANEEL. *Edital de Leilão nº 007/2008-ANEEL - Anexo 6C-CC - Lote LC-CC - Transmissão Associada à Integração das Usinas do Rio Madeira - Conversoras do Bipolo 1 - SE Coletora Porto Velho e SE Araraquara 2 - Características e Requisitos Técnicos Básicos das Instalações de Transmissão*. [S.l.], 2008.
- ANEEL. *Edital de Leilão nº 007/2008-ANEEL - Licitação para a contratação de serviço público de transmissão de energia elétrica, mediante outorga de concessão, incluindo a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão da rede básica do sistema interligado nacional*. [S.l.], 2008.
- ANEEL. *Edital de Leilão nº 011/2013-ANEEL - Anexo 6AB - Lote AB - Sistema de Transmissão em Corrente Contínua de ± 800 kV para Reforço à Interligação Norte - Sudeste Associado ao Escoamento da UHE Belo Monte - Conversoras 500 kV_{CA}/ ± 800 kV_{CC} nas Subestações Xingu e Estreito e Linha de Transmissão em Corrente Contínua de ± 800 kV - Características e Requisitos Técnicos Básicos das Instalações de Transmissão*. [S.l.], 2013.
- ARRILLAGA, J. *High Voltage Direct Current Transmission*. [S.l.: s.n.], 1998. (I E E Power Engineering Series). ISBN 9780852969410.
- ARRILLAGA, J.; LIU, Y.; WATSON, N. *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. [S.l.]: Wiley, 2007. ISBN 9780470511855.
- BARCELOS, S. L. da S. L. *Avaliação da Operação Conjunta dos TCSCs da Interligação Norte/Sul do Sistema Elétrico Brasileiro*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2007.
- BORRÉ, A. C. *Estudo de Compensador Série Baseado em Reatâncias Controláveis*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, 2013.
- BRASIL, D. O. C. et al. Projeto básico do sistema de transmissão associado às usinas do rio madeira e a aplicação dos procedimentos de rede do ONS. *XIV ERIAC - Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ*, Junho 2011.
- BRESSANE, M.; CARVALHO, D. Perspectivas de aplicação do HVDC e FACTS no Brasil. In: *CIGRÉ-BRASIL. Experiência na Aplicação de HVDC e Eletrônica de Potência e Perspectivas de Novos Desenvolvimentos*. [S.l.], 2014.
- EPE. *EPE-DEE-RE-055/2008 - Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos do rio Madeira e reforços no SIN - Análises Complementares para Leilão R1 - Sobretensões a Frequência Industrial e Desempenho Dinâmico*. [S.l.], 2008.
- EPE. *EPE-DEE-RE-070/2008-r1 - Detalhamento da Alternativa de Referência - Relatórios R2 - Estudos para Definição das Características Básicas do Sistema de Transmissão de Integração das Usinas do Madeira - Alternativa CC*. [S.l.], 2008.

EPE. *Balanco Energético Nacional 2014: Ano Base 2013*. Rio de Janeiro, 2014.

EPE: Documentos. 2015. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/Transmissao/Documents/Forms/AllItems.aspx>>. Acesso em: 1 jun. 2015.

ESMERALDO, P.; ARAÚJO, E.; JR, D. C. HVDC madeira transmission system - planning development and final design. *CIGRE Session 2010, paper B4-306_2010*, Agosto 2010.

FREIRE, P. E. da F. et al. Sistema de transmissão do rio madeira - primeiro bipolo HVDC eletrodos de aterramento - investigações geológicas e critérios de projeto. *XXII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Outubro 2013.

GRAHAM, J. et al. The rio madeira HVDC system - design aspects of bipole 1 and the connector to Acre-Rondônia. *CIGRE Session 2012, paper B4_111_2012*, Agosto 2012.

GUARANI, A.; QUINTÃO, P.; TENÓRIO, A. Operational experience of madeira river project in the brazilian interconnected power system under initial configuration. *CIGRE Session 2014, paper B4_104_2014*, Agosto 2014.

HART, D. *Power Electronics*. [S.l.]: McGraw-Hill Education, 2010. ISBN 9780073380674.

IEEE: HVDC projects listing, prepared for the HVDC and flexible ac transmission subcommittee of the IEEE transmission and distribution committee. 2012. Disponível em: <<http://grouper.ieee.org/groups/td/>>. Acesso em: 1 jun. 2015.

KALITJUKA, T. *Control of Voltage Source Converters for Power System Applications*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Norwegian University of Science and Technology, Department of Electric Power Engineering, 2011.

KIM, C.-K. et al. *HVDC transmission: power conversion applications in power systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2009.

LI, S.; HASKEW, T.; XU, L. Control of HVDC light system using conventional and direct current vector control approaches. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 12, p. 3106–3118, Dezembro 2010. ISSN 0885-8993.

NIQUINI, F. M. M. *Modelagem do elo de corrente contínua para análise harmônica utilizando o método de injeção de correntes trifásico harmônico com solução iterativa*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2009.

ONS. *RE-3-208/2011 - Estudos operativos para integração da UHE Santo Antônio até a entrada em operação do 1º Bipolo - Vol 5 - Conexão através da estação conversora back-to-back*. Rio de Janeiro, 2012.

ONS. *RE-3-047/2013 - Estudos pré-operacionais para integração do complexo gerador do Rio Madeira considerando a entrada em operação do 1º bipolo - Vol 1 - Operação inicial do bipolo em configuração monopolar com retorno metálico com ordens de potência de até 700 MW*. Rio de Janeiro, 2013.

ONS. *RE 3/0163/2014 - Análise das perturbações do dia 07/09/2014 às 07h45min e do dia 08/09/2014 às 08h25min e 10h26min envolvendo o Complexo do Madeira e estados do Acre e Rondônia*. Rio de Janeiro, 2014.

ONS. *RE 3/0182/2014 - Análise das perturbações do dia 02/10/2014 às 09h50min, 14h48min e 18h01min envolvendo o Complexo do Madeira, SE Araraquara II e estados do Acre e Rondônia*. Rio de Janeiro, 2014.

ONS: Mapas do SIN. 2015. Disponível em: <http://www.ons.org.br/conheca_sistema>. Acesso em: 1 jun. 2015.

ONS: Site. 2015. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 1 jun. 2015.

ONS. *Sumário Executivo do Programa Mensal de Operação*. Rio de Janeiro, junho 2015.

RASHID, M. *POWER ELECTRONICS HANDBOOK*. [S.l.]: Elsevier, 2011.

SETRÉUS, J.; BERTLING, L. Introduction to HVDC technology for reliable electrical power systems. In: IEEE. *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS'08. Proceedings of the 10th International Conference on*. [S.l.], 2008. p. 1–8.

SHAH, S.; HASSAN, R.; SUN, J. HVDC transmission system architectures and control - a review. In: *Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL), 2013 IEEE 14th Workshop on*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–8. ISSN 1093-5142.

SIEMENS: HVDC classic. 2015. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-classic.htm>>. Acesso em: 1 jun. 2015.

SOOD, V. K. *HVDC and FACTS controllers: applications of static converters in power systems*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2004.

STEPHEN, R. The influence of hvdc transmission on ac networks. In: *Electra : CIGRE's Bilingual Bimonthly Journal for Power System Professionals*. [S.l.: s.n.], 2013.

TAVARES, B. J. L. *Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC*. Dissertação (Dissertação de Mestrado) — Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.