UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Thiago Melo de Lima

**Análise de Sistemas VSC-HVDC
Monopolar e Bipolar Frente Impulsos
com Frente de Onda Íngreme**

São Paulo
2019

Thiago Melo de Lima

**Análise de Sistemas VSC-HVDC
Monopolar e Bipolar Frente Impulsos
com Frente de Onda Íngreme**

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

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Coelho Marques da Costa
Coorientador: Prof. Dr. Renato Machado Monaro

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

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

São Paulo, 2 de janeiro de 2019.

Assinatura do autor:

Assinatura do orientador:

Catálogo-na-publicação

Lima, Thiago Melo de

Análise de Sistemas VSC-HVDC Monopolar e Bipolar Frente Impulsos com Frente de Onda Íngreme / T. M. Lima -- versão corr. -- São Paulo, 2019. 93 p.

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

1.HVDC 2.VSC dois níveis 3.Impulsos Atmosféricos 4.Para-raios 5.PSCAD/EMTDC I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

À minha família, Cleudo, Luana e Socorro

Agradecimentos

Ao professor Eduardo pelo sim, pela hombridade e pela empatia na condução da orientação para que este trabalho fosse realizado.

Ao professor Monaro, pela sua sempre disposição em ajudar.

Aos amigos com quem compartilhei a moradia em São Paulo, Adalberto e Gustavo pelo acolhimento e facilitação ao chegar.

Aos amigos e conterrâneos, Andrei, Ícaro, Lane e Ronaldo pela companhia e compartilhamento dos ideais, em especial ao Andrei por todo o suporte nas disciplinas cursadas e no trabalho realizado.

À minha família, por todo incentivo e apoio sobre às decisões tomadas.

Aos professores Baldo e Omar pelo incentivo de vinda à São Paulo, e ao professor Marco pela oportunidade de ingresso ao PPGEE da EPUSP.

Aos professores Alexandre Piantini e Mauricio Salles por suas sugestões, que sem sombra de dúvidas contribuíram para o aprimoramento deste trabalho.

Ao Engenheiro Antônio Vieira, pelo também incentivo à esta pesquisa, e por acreditar que a partir disto possamos contribuir com o novo em projetos vindouros.

Às pessoas iluminadas, que através do dom divino que lhes foi dado, demonstram tantas palavras de calma e de autoconhecimento, ao próprio criador, por tudo isto.

Aos demais professores do Programa de Pós Graduação da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo que contribuem para a ampliação de nosso conhecimento.

À todos que indiretamente contribuíram para que fosse possível concluir mais esta etapa de vida e aprendizado.

Muito Obrigado!

-Thiago

Resumo

Lima, T. M. **Análise de Sistemas VSC-HVDC Monopolar e Bipolar Frente Impulsos com Frente de Onda Íngreme**. 93 p. Dissertação de mestrado – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, 2019.

A tendência mundial de crescimento do consumo de energia elétrica requer novas unidades de geração para suprimento de demanda. Além disso, há preocupação na diversificação da matriz energética, e as fontes de energia nem sempre são de fácil acesso aos grandes centros de consumo, o que traz a problemática do transporte de energia elétrica. Sistemas em Corrente Alternada (CA) têm sido empregados na transmissão de energia há décadas, e atualmente os sistemas de transmissão em Corrente Contínua (CC) mostram-se uma opção vantajosa tanto na transmissão ponto a ponto por longas distâncias, quanto para múltiplos terminais, integrando diferentes fontes geradoras de energia. Os conhecidos sistemas de transmissão CC em alta tensão baseados em conversores comutados pela rede têm aplicações consolidadas ao redor do mundo, enquanto que, para a emergente tecnologia dos conversores comutados por largura de pulso (PWM), poucos estudos mostram seu desempenho frente transitórios na rede. A exposição do extenso perímetro das linhas de transmissão às condições geográficas e climatológicas motiva esta pesquisa perante a incidência de impulsos atmosféricos, tendo em vista que a maior parte dos estudos têm avaliado transitórios eletromagnéticos ocasionados por faltas. Para tanto, uma revisão bibliográfica sobre o tema de pesquisa é apresentada, com a descrição dos principais componentes de sistemas HVDC, a análise de sistemas VSC-HVDC, utilizando conversores dois níveis, frente transitórios eletromagnéticos provocados pela incidência direta de descargas atmosféricas tanto na rede CA quanto no elo CC, utilizando o *software* comercial PSCAD/EMTD para a simulação e modelagem dos para-raios de Óxido de Zinco (ZnO), linha de transmissão, conversores e atuação do controle.

Palavras-chave: HVDC, VSC dois níveis, Impulsos atmosféricos, Para-raios, PSCAD/EMTDC.

Abstract

Lima, T. M. **Analysis of Monopolar and Bipolar VSC-HVDC Systems Against Steep-Front Impulses.** 93 p. Master Thesis – Polytechnic School, University of São Paulo, 2019.

The worldwide trend of growing electricity consumption requires new generation units to supply demand. In addition, there is concern in the diversification of the energy matrix, and energy sources are not always easily accessible to large consumption centers, which brings the problem of transportation of electric energy. Alternating Current (AC) systems have been used in power transmission for decades, and Direct Current (DC) transmission systems are now an advantageous option in both point-to-point transmission over long distances and across multiple terminals, integrating different sources of energy. Known *High Voltage Direct Current* (HVDC) transmission systems based on *Line-Commutated Converter* (LCC) have consolidated applications around the world, while for the emerging technology of *Pulse Width Modulation* (PWM) converters, few studies show their network transient performance. The exposition of the extensive perimeter of the transmission lines to the geographic and climatological conditions motivates this research considering the incidence of atmospheric impulses, and that the major part of the studies available have evaluated electromagnetic transients caused by faults. In this context, a literature review on the research topic is presented, with the description of the main components of HVDC systems, the analysis of *VSC-based HVDC* (VSC-HVDC) systems, using two-level converters, electromagnetic transients caused by the direct incidence of atmospheric discharges in both the AC network, and in the CC link. The analysis uses the commercial software PSCAD/EMTD for the simulation and modeling of ZnO arresters, transmission line, converters and control actuation.

Keywords: HVDC Systems, Two-Level VSC, Lightning, Arrester, PSCAD/EMTDC.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Custos dos sistemas CA e CC baseados nas distâncias de transmissão. .	23
Figura 2 – Para-raios instalados no lado CC de saída dos conversores, Usina de Itaipu.	26
Figura 3 – Forma de onda padrão da corrente de uma descarga atmosférica, onde t_f é o tempo de frente, t_c o tempo de cauda ou de meia onda, I_p a corrente de pico e $I_{p/2}$ a corrente para o tempo de cauda.	27
Figura 4 – Tensão X Corrente nos varistores de ZnO e SiC.	28
Figura 5 – Corte longitudinal de um para-raios de ZnO para sistemas de transmissão.	29
Figura 6 – Conexão do LCC/ <i>Current Source Converter</i> (CSC) junto à rede. . . .	34
Figura 7 – Conexão do <i>Voltage Source Converter</i> (VSC) junto à rede.	34
Figura 8 – Sistema HVDC monopolar.	37
Figura 9 – Sistema HVDC bipolar.	37
Figura 10 – Sistema HVDC homopolar.	38
Figura 11 – Configuração <i>back-to-back</i>	39
Figura 12 – Sistema HVDC multiterminal.	39
Figura 13 – Classificação de uma rede <i>Multi-terminal Direct Current</i> (MTDC) multiterminal segundo a conexão e tipos de conversores.	40
Figura 14 – Sistema VSC-HVDC típico.	41
Figura 15 – Conversor VSC de dois níveis e saída de onda.	42
Figura 16 – Princípio de funcionamento da modulação por largura de pulso. . . .	43
Figura 17 – Digrama simplificado de um sistema VSC-HVDC ponto-a-ponto. . . .	43
Figura 18 – Controle direto para λ e δ	45
Figura 19 – Controle vetorial para λ e δ	46
Figura 20 – Representação em diagrama de blocos da queda de tensão no reator do conversor.	47
Figura 21 – Malha de controle interna do controlador vetorial.	47
Figura 22 – Conversor VSC dois níveis trifásico.	52
Figura 23 – Gerador de pulsos para chaveamento.	53

Figura 24 – Modelo para um impulso atmosférico.	53
Figura 25 – Modelos para a forma de onda de corrente.	54
Figura 26 – Curva $V - I$ do para-raios ASEA XAP-A.	55
Figura 27 – Formas de ondas de corrente da descarga principal e subsequente de uma descarga atmosférica	58
Figura 28 – Sistema VSC-HVDC monopolar simulado.	59
Figura 29 – Tensões trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as tensões em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)	61
Figura 30 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as correntes em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)	61
Figura 31 – Tensão entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)	62
Figura 32 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)	62
Figura 33 – Tensões entre os polos e terra no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)	62
Figura 34 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga principal, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.	63
Figura 35 – Tensões trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)	64
Figura 36 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)	64
Figura 37 – Tensão entre polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	65
Figura 38 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as correntes em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	65
Figura 39 – Tensões entre os polos e a terra no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões entre polo e terra em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	66

Figura 40 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga principal, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.	67
Figura 41 – Sistema VSC-HVDC bipolar simulado.	68
Figura 42 – Tensões trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as tensões em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)	70
Figura 43 – Correntes trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as correntes em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)	70
Figura 44 – Tensão entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)	71
Figura 45 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)	71
Figura 46 – Tensões entre os polos e terra no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)	71
Figura 47 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga principal, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.	72
Figura 48 – Tensões trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)	73
Figura 49 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)	73
Figura 50 – Tensão entre polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	74
Figura 51 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as correntes em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	75
Figura 52 – Tensões entre os polos e terra no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões entre polo e terra em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)	75

Figura 53 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra. 76

Figura 54 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 1, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra. 86

Figura 55 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra. 87

Figura 56 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 2, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra. 88

Figura 57 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra. 89

Figura 58 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 1, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra. 90

Figura 59 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.	91
Figura 60 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.	92
Figura 61 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.	93

Lista de tabelas

Tabela 1 – Exemplos de sistemas VSC-HVDC.	25
Tabela 2 – Parâmetros dos transistores.	52
Tabela 3 – Parâmetros dos diodos.	52
Tabela 4 – Parâmetros padrões do para-raios ASEA XAP-A.	55
Tabela 5 – Parâmetros para as formas de onda das descargas principal e subsequente.	58
Tabela 6 – Parâmetro da rede CA no sistema monopolar.	59
Tabela 7 – Valores nominais para as unidades conversoras do sistema monopolar.	59
Tabela 8 – Parâmetros de controle para os conversores dos terminais 1 e 2 do sistema monopolar.	60
Tabela 9 – Valores dos parâmetros dos filtros CA para o sistema monopolar.	60
Tabela 10 – Parâmetro da rede CA no sistema bipolar.	68
Tabela 11 – Valores nominais para as unidades conversoras do sistema bipolar.	69
Tabela 12 – Parâmetros de controle para os conversores dos terminais 1 e 2 do sistema bipolar.	69
Tabela 13 – Valores dos parâmetros dos filtros CA para o sistema bipolar.	69

Lista de siglas

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CIGRÉ *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*

CCC *Capacitor Commutated Converter*

CSC *Current Source Converter*

HVDC *High Voltage Direct Current*

IEEE *Institute of Electrical and Electronic Engineers*

IGBT *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LCC *Line-Commutated Converter*

LCC-HVDC *LCC-based HVDC*

MMC *Modular Multilevel Converter*

MTDC *Multi-terminal Direct Current*

PLL *Phase-Locked Loop*

PWM *Pulse Width Modulation*

SEP *Sistemas Elétricos de Potência*

SIN *Sistema Interligado Nacional*

VSC *Voltage Source Converter*

VSC-HVDC *VSC-based HVDC*

ZnO *Óxido de Zinco*

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Surtos atmosféricos em linhas de transmissão	26
1.2	Justificativa	30
1.3	Objetivos	30
1.4	Organização do trabalho	31
2	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO VSC-HVDC	33
2.1	Topologias dos sistemas HVDC	36
2.2	Sistema de transmissão VSC-HVDC ponto-a-ponto	40
2.3	Princípios de operação e controle do sistema VSC-HVDC . . .	41
2.3.1	Controle de potência	43
2.3.2	Controle de tensão no VSC	44
3	MODELAGEM COMPUTACIONAL DO SISTEMA VSC-HVDC	51
3.1	Conversor VSC dois níveis	51
3.2	Surto atmosférico	53
3.3	Para-raios	54
3.4	Linha de transmissão	55
4	ANÁLISE DE SISTEMAS VSC-HVDC FRENTE A IMPUL- SOS ATMOSFÉRICOS	57
4.1	Monopolo	58
4.1.1	Caso 1	60
4.1.2	Caso 2	64
4.2	Bipolo	68
4.2.1	Caso 1	69
4.2.2	Caso 2	73

5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	77
5.1	Trabalhos futuros	78
5.2	Publicações	78
	REFERÊNCIAS	79

APÊNDICES 83

APÊNDICE A	–	RESPOSTA DOS SISTEMAS À DESCARGA SUBSEQUENTE	85
------------	---	---	----

Introdução

A aplicação de sistemas de transmissão em corrente contínua era limitada no passado devido às desvantagens inerentes como a incapacidade de alteração das tensões usando transformadores, inexistência de equipamentos de conversão, e a necessidade de potência reativa para suprir as máquinas emergentes. No entanto, os sistemas em corrente contínua (*High Voltage Direct Current* - HVDC) têm retomado sua popularidade em decorrência dos avanços tecnológicos e a crescente necessidade de interconexão de sistemas remotos e fontes alternativas de energia. Ademais, os sistemas HVDC são uma alternativa viável em termos técnicos e econômico na transmissão por longas distâncias, comparados aos sistemas convencionais em corrente alternada (*High Voltage Alternating Current* - HVAC) (ZHANG et al., 2016).

Figura 1 – Custos dos sistemas CA e CC baseados nas distâncias de transmissão.

Adaptado de Zhang et al. (2016).

A Figura 1 apresenta um comparativo entre as duas tecnologias de transmissão (HVDC e HVAC), ilustrando como a distância afeta os custos destes sistemas. Sua análise mostra que os sistemas de transmissão HVAC são financeiramente mais vantajosos até 60 km,

para uma de potência de 100 MW, quando comparados aos sistemas HVDC (ZHANG et al., 2016).

No que diz respeito à conversão do sinal CA para CC, é necessário ressaltar o histórico avanço tecnológico da eletrônica de potência onde, inicialmente, destaca-se o advento das válvulas de mercúrio e a posteriori a utilização de dispositivos semicondutores, utilizados até os tempos atuais. Novos conversores e inversores são aprimorados desde da década de 1970, com o constante avanço na tecnologia utilizada na produção de novos dispositivos semicondutores, possibilitando maiores frequências de comutação de chaves estáticas e suportabilidade de correntes elevadas, tais como os amplamente utilizados tiristores e transistores bipolares com porta isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor* - IGBT) (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

Atualmente, os sistemas HVDC aplicados à transmissão de energia elétrica são compostos basicamente por dois tipos de conversores. O primeiro trata-se do conversor fonte de corrente (*Current Source Converter* - CSC), também conhecidos como conversor comutado pela rede CA (*Line Commutated Converters* - LCC). A segunda tecnologia é composta por conversores CA/CC do tipo fonte de tensão (*Voltage Source Converters* - VSC) que, diferente dos anteriores, são comutados em função da modulação por largura de pulso (*Pulse Width Modulation* - PWM) por meio de interruptores auto-comutados (ALHARBI; CROW, 2016; KHAZAEI et al., 2018).

Os sistemas com tecnologia *LCC-based HVDC* (LCC-HVDC) são amplamente utilizados para transmissão de energia elétrica ponto a ponto por longas distâncias. Como exemplo bem estabelecido desses sistemas, vale destacar o *link* em corrente contínua de aproximadamente 800 km, capacidade de 6300 MW, que interliga a Usina Hidrelétrica de Itaipu (Foz do Iguaçu, Paraná) à subestação conversora CC/CA de Ibiúna, interior do estado de São Paulo. Outro exemplo recente é o *link* LCC-HVDC de 2375 km de extensão, que interliga o complexo hidrelétrico do Rio Madeira (Rondônia), composto pelas Usinas Hidroelétricas de Jirau (3750 MW) e Santo Antônio (3568 MW), aos grande centros consumidores da Região Sudeste, por meio da estação conversora localizada na cidade de Araraquara, interior do estado de São Paulo (MENDONÇA; OBERST; MADLENER, 2016).

No entanto, vale ressaltar que esses conversores LCCs são compostos por tiristores comutados em função do sinal da rede CA, dependendo da estabilidade de frequência e dos níveis de tensão no terminal CA dos conversores para operar adequadamente (KHAZAEI et al., 2018). Ou seja, eventuais variações abruptas na rede CA podem resultar em variações na operação do *link* CC, levando até mesmo à interrupção da transmissão HVDC.

Por outro lado, diferentemente dos conversores fonte de corrente, os VSCs são compostos por interruptores auto-comutados, tipicamente transistores bipolares (IGBTs), comutados em função da modulação por largura de pulso que os aciona. Dessa forma, a

operação dos VSCs é, a priori, independente de eventuais variações na rede CA. A partir da variação da largura de pulso PWM nos IGBTs é possível controlar a corrente, tensão e o despacho de potência ativa e reativa no link HVDC. De fato, os VSCs fazem parte do grupo de dispositivos de sistemas de potência denominados *Flexible Alternating Current Transmission Systems* - FACTS, os quais permitem maior controle e flexibilidade (como o próprio termo em inglês descreve) na operação de sistemas de transmissão de energia elétrica, em termos de controle de tensão, corrente e potência (ALHARBI; CROW, 2016).

Atualmente, os sistemas VSC-HVDC são amplamente utilizados na Europa e América do Norte para integração de diferentes fontes de energia, renováveis ou não, principalmente em aplicações em curtas e médias distâncias, representando o que há de mais sofisticado em sistemas para transmissão de energia elétrica. Alguns exemplos bem estabelecidos de sistemas de transmissão VSC-HVDC são listados na Tabela 1 (BERTLING, 2011).

Tabela 1 – Exemplos de sistemas VSC-HVDC.

Projeto	Ano de Comissionamento	Potência	Tensão CA	Tensão CC	Comprimento	Razão do projeto	Topologia
Hellsjön, Suécia	1997	3 MW, ± 3 MVAr	10 kV (ambos os lados)	± 10 kV	10 km (aérea)	Teste de transmissão, conexão de redes síncronas	2 níveis
Gotland HVDC light, Suécia	1999	50 MW -55 para 50 MVAr	80 kV (ambos os lados)	± 80 kV	2x70 km (submarino)	Energia eólica, fácil permissão para cabos enterrados	2 níveis
Eagle Pass, EUA	2000	36 MW ± 36 MVAr	138 kV (ambos os lados)	± 15.9 kV	Back-to-back	Controle de tensão, troca de potência, mercado de energia	2 níveis
Interconexão Terrona, Austrália	2000	180 MW -165 para 90 MVAr	110 kV 132 kV	± 80 kV	6x59 km (enterrado)	Mercado de energia, conexão de redes assíncronas, fácil permissão para cabos enterrados	2 níveis
CrossSound, EUA	2002	330 MW ± 330 MVAr	345 kV 138	± 150 kV	2x40 km (submarino)	Mercado de energia, conexão de redes assíncronas	3 níveis
Estlink, Estônia-Finlândia	2006	350 MW ± 125 MVAr	330 kV 400 kV	± 150 kV	2x31 km (enterrado) 2x74 (submarino)	Travessia submarina, conexão de redes assíncronas	2 níveis
Trans Bay Cable, EUA	2010	400 MW, ± 170 MVAr	230 kV 138 kV	± 200 kV	88 km (submarino)	Fornecer confiabilidade ao sistema sem instalar planta de geração	MMC
BorWin2, Alemanha	2013	800 MW	150 kV 400 kV	300 kV	125 km (offshore) 75 (onshore)	Conexão de parques eólicos onshore e offshore	MMC
INELFE	2013	2 x 1000 MW	400 kV (ambos os lados)	± 320 kV	4x65 km (enterrado)	Transmitir grande quantidade de potência, com o mínimo de perdas	MMC

Adaptado de (BERTLING, 2011)

Com base nos exemplos de sistemas HVDC instalados no Brasil e exemplos na Tabela 1, observa-se que a tecnologia utilizando LCCs para transmissão ponto a ponto é bem estabelecida no Brasil enquanto os sistemas VSC-HVDC são amplamente utilizados em países da Europa e América do Norte. A transmissão em corrente contínua no Brasil trata-se de uma solução para transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias, enquanto que os sistemas HVDC norte americanos, e principalmente europeus, são utilizados principalmente na interligação de diferentes fontes geradoras. No entanto, é importante ressaltar que os sistemas multi terminais, compostos por conversores fonte de tensão VSC, representam o estado da arte na transmissão de energia elétrica e análise da crescente geração distribuída. Outro fato interessante apresentado na Tabela 1 é que, os conversores fonte de tensão com topologia dois níveis tratam-se de uma tecnologia mais madura que aquela utilizada nos conversores modulares multiníveis com mesma arquitetura (*Multilevel Modular Converter* - MMC). Neste contexto, a pesquisa aborda a questão

da proteção contra descargas atmosféricas em sistemas HVDC compostos por conversores com dois níveis.

Para realização da pesquisa proposta, uma ampla revisão bibliográfica foi necessária, mostrando que pouco, ou quase nada, foi devidamente pesquisado e documentado sobre técnicas de proteção contra descargas atmosféricas em sistemas de transmissão de energia elétrica VSC-HVDC. Sabe-se que em sistemas LCC-HVDC, tais como o de Itaipu e do complexo do Rio Madeira, são utilizados para-raios de óxido metálico convencionais tanto junto ao terminal CA quanto nos terminais CC (Figura 2), ressaltando que esses dispositivos são projetados e testados para sistemas convencionais CA.

Figura 2 – Para-raios instalados no lado CC de saída dos conversores, Usina de Itaipu.

Fonte: ELETROBRAS Furnas, Foz do Iguaçu.

1.1 Surtos atmosféricos em linhas de transmissão

Os surtos atmosféricos em linhas de transmissão são responsáveis por cerca de 70% dos desligamentos dos sistemas, que decorrem de sobretensões geradas nos isoladores da linha e resultam em um arco elétrico no seu entorno (VISACRO, 2017).

Neste contexto, diversos estudos têm sido realizados no que tange ao desempenho das linhas de transmissão frente às descargas atmosféricas, com o intuito de avaliar o redimensionamento dos cabos guarda, e dos valores nominais dos isoladores, verificando a suficiência na redução das taxas de desligamentos (HAN et al., 2012).

De forma geral, um impulso atmosférico consiste em uma descarga elétrica disruptiva entre nuvens e solo, por meio de um canal ionizado denominado "canal de descarga". As descargas atmosféricas são compostas por sucessivos *return strokes* que ocorrem na ordem de algumas poucas dezenas de microssegundos, e podem apresentar polaridades positiva ou negativa. Cerca de 90% das descargas atmosféricas possuem polaridade negativa, apresentando maior probabilidade de atingirem o polo positivo dos sistemas HVDC (SALIMI, 2017; PORFIRO, 2018).

As descargas atmosféricas podem atingir as linhas de transmissão de forma direta, i.e., sobre as fases, polos e cabo para-raios. De outra forma, tensões induzidas podem ser geradas nas linhas de transmissão a partir de descargas indiretas, ou seja, descargas atmosféricas que ocorre nas proximidades da linha de transmissão, e que por meio do campo eletromagnético produzido, geram sobretensões sobre o sistema de transmissão distante (CUNHA, 2010).

Sobre as descargas diretas, podem ser citados os *flashovers*, fenômenos que ocorrem quando há o impacto direto sobre a linha, e há quebra de isolamento, com o surgimento de um curto-circuito entre condutores e o cabo guarda em forma de um arco-elétrico visível, já os chamados *backflashovers* ocorrem pelo impacto direto da descarga sobre o cabo guarda, ou torre, produzindo um arco entre o mesmo e um condutor (CUNHA, 2010).

A Figura 3 apresenta uma forma de onda que descreve a corrente de uma descarga atmosférica típica. O tempo de frente (t_f) consiste no intervalo de tempo entre o início da descarga atmosférica e o valor de pico da corrente (I_p). O tempo de cauda (t_c) corresponde ao intervalo de tempo entre o início da descarga e o momento que a mesma decai à metade do seu valor de pico ($I_{p/2}$).

Figura 3 – Forma de onda padrão da corrente de uma descarga atmosférica, onde t_f é o tempo de frente, t_c o tempo de cauda ou de meia onda, I_p a corrente de pico e $I_{p/2}$ a corrente para o tempo de cauda.

As tensões na linha de transmissão dependem majoritariamente dos parâmetros I_p e t_f (CUNHA, 2010). O campo eletromagnético gerado pela descarga sofre variações mais abruptas quando o tempo de frente é reduzido, implicando maiores amplitudes de tensões na rede (NETO, 2004).

Para-raios de óxido de zinco

Como medida de proteção contra os surtos atmosféricos, a blindagem da linha, a melhoria do aterramento, o aumento dos valores nominais dos isoladores e a instalação de para-raios de óxido metálico são técnicas bastante utilizadas em sistemas de energia

elétrica para contenção de transitórios eletromagnéticos resultantes desses surtos e outras manobras (PEDROSA, 2013; PORFIRO, 2018).

Os para-raios são utilizados para proteger não só as linhas de transmissão, mas também os diversos equipamentos que compõe as subestações, e atuam limitando as sobretensões à um valor máximo, sendo este valor o nível de proteção que o para-raios oferece ao sistema (PINTO et al., 2014).

Os para-raios utilizam a propriedade de não linearidade dos elementos que os constituem, conduzindo assim as correntes de descargas associadas às tensões induzidas nas redes e em seguida, interrompendo as correntes subsequentes (aquelas que sucedem às correntes de descarga após sua condução à terra) (FILHO, 2015).

Os dois elementos de característica não linear utilizados para a construção dos para-raios são: O carbonato de silício (SiC) e óxido de zinco (ZnO). Observando a curva característica dos dois tipos de para-raios (Figura 4), ver-se que os à ZnO têm desempenho superior aos de SiC, pois em condição de operação normal do sistema apresentam uma impedância tendendo ao infinito, sendo drenada uma corrente de valor muito pequeno (FILHO, 2015).

Figura 4 – Tensão X Corrente nos varistores de ZnO e SiC.

(FILHO, 2015).

Sobre o funcionamento do dispositivo para-raios ZnO, da Figura 4, em operação nominal (Região 1), a corrente do para-raios é da ordem de alguns miliampares, a Região 2 descreve a corrente do para-raios durante sua atuação, a faixa que a coluna de resistores ZnO passa a conduzir. A Região 3 descreve a atuação para as descargas atmosféricas, onde corrente e tensão crescem proporcionalmente (ZANETTA, 2003).

A Figura 5 apresenta esquematicamente a visão interna de um para-raio de óxido de zinco utilizado em sistemas de transmissão. Esses equipamentos são composto por pastilhas semicondutoras sobrepostas umas sobre as outras, denominadas varistores, que

quando submetidas à uma diferença de potencial passam a conduzir corrente elétrica, limitando sobretensões indesejáveis. Os para-raios de ZnO são convencionalmente utilizados na supressão de sobretensões resultantes de transitórios eletromagnéticos caracterizados por ondas de tensão ou corrente com frente de onda íngreme, tais como descargas atmosféricas e algumas manobras no sistema (ZANETTA, 2003).

Figura 5 – Corte longitudinal de um para-raios de ZnO para sistemas de transmissão.

Adaptado de (HINRICHSSEN, 2001)

Dentre as principais variações construtivas entre os para-raios utilizados nas redes de distribuição e transmissão de energia elétrica, vale destacar o diafragma de alívio de pressão, saída de ventilação e flange de alumínio. Esses componentes são projetados com o objetivo de aliviar a pressão interna do para-raios, entre a coluna de varistores e o invólucro de porcelana, resultante da formação de gases devido à dissipação de energia durante a atuação do para-raios. Vale observar sobre a Figura 5, que em alguns trabalhos, os varistores de óxido metálico são denominados resistores de ZnO (HINRICHSSEN, 2001).

Por sua superioridade em desempenho, os convencionais para-raios à ZnO são os mais usuais em sistemas de transmissão e são projetados, fabricados e testados para operarem em 50/60 Hz, no entanto, existem aplicações práticas em sistemas de transmissão em CC, como é o caso dos utilizados na Usina Hidrelétrica de Itaipu (PORFIRO, 2018).

Em sistemas HVDC, os para-raios geralmente ficam alocados no lado CC de saída dos conversores, suprimindo então sobretensões provocadas por descargas atmosféricas que possam adentra-los (YOU et al., 2010; PORFIRO, 2018).

1.2 Justificativa

As interligações de usinas geradoras de energia aos grandes centros de consumo requerem pesquisas que apontem a melhor solução prática e econômica para o suprimento da demanda energética. Em muitos países, bem como é o caso do Brasil, a aplicação de elos CC para transmissão utilizando a tecnologia dos conversores LCC é bem consolidada. No Sistema Interligado Nacional (SIN), por exemplo, as transmissões são feitas com sistemas baseados em conversores comutados pela rede, do inglês LCC-HVDC, como é o caso dos elos CC de Itaipu, do Complexo do Rio Madeira e Belo monte.

Seguindo a tendência mundial de pesquisas em torno de sistemas de transmissão VSC-HVDC, tendo-se como motivos o escoamento da energia proveniente de fontes energéticas alternativas e às condições climatológicas às quais as estruturas físicas destas linhas de transmissão (que podem ter centenas de km) estão submetidas, um ponto em aberto, como a análise frente à uma onda íngreme, tal qual uma descarga atmosférica, faz-se necessária, uma vez que permite a avaliação da atuação de elementos de proteção, como os para-raios de ZnO convencionais, que são comumente utilizados em sistemas CA, e do comportamento das unidades conversoras VSC perante este fenômeno.

1.3 Objetivos

Objetivo geral

Analisar o comportamento de sistemas VSC-HVDC (monopolar e bipolar), com tecnologia VSC, de dois níveis, submetidos à um impulso com frente de onda íngreme, tal qual a corrente elétrica de uma descarga atmosférica.

Objetivos específicos

- Descrever as topologias de redes utilizadas em sistemas VSC-HVDC;
- Descrever os modelos dos componentes utilizados nos circuitos VSC-HVDC equivalentes;
- Simular através do *software* PSCAD/EMTDC, a resposta dos sistemas à transitórios eletromagnéticos aplicados aos circuitos equivalentes dos sistemas em estudo;
- Avaliar a resposta dos conversores quando suprimidas as proteções (para-raios de ZnO);
- Avaliar o impacto na propagação dos distúrbios, variando o ponto de incidência do impulso sobre os sistemas (lado CC e lado CA).

1.4 Organização do trabalho

O capítulo 2 contém uma breve descrição sobre sistemas VSC-HVDC, onde são apresentadas as topologias usuais destes sistemas, as descrições dos componentes básicos utilizados, os seus princípios básicos de operação, transferência de potência, controle e a técnica de modulação utilizada.

No capítulo 3 descreve-se a metodologia adotada para as simulações, onde são apresentados os modelos utilizados para o conversor dois níveis, para o surto atmosférico, para os para-raios e da linha de transmissão.

No capítulo 4, são apresentadas os parâmetros dos sistemas simulados, e os resultados dos cálculos realizados em ambiente PSCAD/EMTDC quando da aplicação de impulsos em dois casos. A análise é feita através da comparação de resultados com a proteção de para-raios de ZnO inserida no circuito, e também suprimindo-a.

O capítulo 5 contém considerações sobre o que fora desenvolvido no trabalho, além das ideias para a continuidade.

Sistemas de transmissão VSC-HVDC

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica acerca dos sistemas HVDC, onde são descritos alguns aspectos das topologias usuais de rede e dos componentes básicos que compõe os sistemas de transmissão clássicos LCC e os à VSC, tendo como ênfase a descrição de um sistema VSC-HVDC e dos conversores VSC de dois níveis.

Os sistemas de transmissão HVDC chamados clássicos utilizam os LCCs, também conhecidos como CSCs, que são comutados pela linha e utilizam válvulas tiristorizadas. Estes conversores requerem uma fonte de tensão síncrona para operarem. Basicamente, são usados em sistemas HVDC, conversores trifásicos, com uma ponte de onda completa à seis pulsos, também chamada de ponte *Graetz* (VASCONCELOS, 2014).

Conversores comutados pela linha (Figura 6) necessitam ser alimentados por tensão síncrona relativamente forte para suprir o processo de comutação. Na comutação, a corrente é transferida de uma fase para outra em uma sequência de disparo sincronizada das válvulas. Os LCCs/CSCs operam somente com corrente CA atrasada em relação à tensão, sendo assim, o processo de conversão requer energia reativa. A potência reativa é fornecida por filtros de corrente alternada, banco de capacitores *shunts* ou em série que são partes agregadas à estação conversora. Qualquer excedente ou déficit de potência reativa deve ser suprido pelo sistema CA. Essa diferença de potência reativa deve ser mantida dentro de uma determinada faixa para manter a tensão CA dentro de uma tolerância desejada. Em regime permanente, a potência reativa consumida pela estação conversora é cerca de 50% da potência ativa transferida (VASCONCELOS, 2014).

Uma variação dos sistemas LCC relativamente simples, são os *Capacitor Commutated Converter* (CCC), em que se utiliza a mesma configuração, mas capacitores são conectados em série entre os transformadores e as válvulas conversoras. A inserção dos capacitores permite a utilização em sistemas fracos, com baixo nível de curto-circuito, eliminando assim a necessidade de utilização de compensadores síncronos. A interconexão assíncrona de Garabi, entre Brasil e Argentina consiste de quatro links CCC em paralelo (VASCONCELOS, 2014).

O funcionamento dos CCC está associado ao fato de que as quedas de tensão ocorridas

Figura 6 – Conexão do LCC/CSC junto à rede.

Fonte: (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

na rede CA, devido ao aumento de corrente, são compensadas pelo aumento da tensão sobre os capacitores, permitindo que a operação possa acontecer de forma rápida, reduzindo os problemas associados a falhas de comutação. Além disso, a utilização de capacitores reduz os impactos das variações de potências reativas e dos ângulos de comutação do sistema (VASCONCELOS, 2014).

Já os conversores VSC (Figura 7) normalmente usam os transistores *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) e possuem chaveamento baseado na modulação PWM. A tensão CC resultante é bem definida, enquanto a corrente CA é controlada pelo processo de modulação. Este tipo de conversor permite o fluxo bidirecional de potência. Ao contrário do que ocorre nos conversores LCC, não existe a necessidade da utilização de transformadores conversores nem defasadores para a operação do conversor, podendo os transformadores convencionais serem utilizados (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

Figura 7 – Conexão do VSC junto à rede.

Fonte: (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Devido a técnica de modulação PWM e ao fato dos VSCs utilizarem chaves auto-comutadas (IGBTs), que permitem a determinação tanto dos instantes de disparo quanto os de corte, pode-se dizer que os VSCs alcançaram vantagens em relação LCCs tais como:

- Controle independente de potências ativa e reativa;
- Não há necessidade da utilização de transformadores específicos;
- Ondas geradas com baixa intensidade de conteúdo harmônico;
- Possibilidade de conexão à sistemas fracos, sem prejuízo para a operação.

Apesar da flexibilidade de operar nos quatro quadrantes (curva P-Q), ou seja, como retificador ou inversor, com o fator de potência atrasado ou adiantado, os sistemas VSC-HVDC têm sua limitação de aplicação devido aos seus limites de capacidade, em relação ao seu antecessor LCC, e também por produzirem altas perdas e alto estresse dielétrico no isolamento de equipamentos. Suas aplicações estão limitadas à aproximadamente 1800 MV, 500 kV. Vale ressaltar que diversas pesquisas têm sido realizadas para solucionar essas limitações (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

A auto-comutação com VSCs permite também o chamado *black start*, onde o conversor pode ser usado para garantir o balanço de tensões trifásicas, como se fosse um gerador. O suporte dinâmico de tensão CA em cada terminal conversor melhora a estabilidade de tensão e a capacidade de transferência de potência do elo CC (VASCONCELOS, 2014).

O impacto de um VSC em um sistema CA pode ser aproximado pela soma dos impactos de um LCC e um compensador de reativos em paralelo, mas com um processo de comutação mais seguro, uma vez que esse processo não depende mais da forma de onda da tensão do sistema. As aplicações desta tecnologia em sistemas de média potência é considerada bem estabelecida (VASCONCELOS, 2014).

Os VSCs podem ser classificados quanto ao arranjo das chaves semicondutoras dentro dos mesmos e de acordo com a quantidade de níveis de tensão em sua saída. As topologias mais comumente empregadas em sistemas HVDC são: dois níveis, três níveis e os modulares multinível (PORFIRO, 2018).

Dentre as configuração citadas, a de dois níveis é a mais simples e possui a menor quantidade de chaves dentre os sistemas HVDC. O VSC em essência constitui-se de três conversores meia ponte monofásicos, um para cada perna das três fases, e cada meia ponte é composta por dois IGBTs e seus diodos em antiparalelo. O VSC produz formas de onda correspondentes às tensões sobre o capacitor no lado CC. Os diodos em antiparalelo garante que duas chaves do mesmo braço não sejam acionadas simultaneamente quando o conversor está em operação (tempo morto), evitando que alguma espécie de curto que possa danificar os componentes (PORFIRO, 2018; SUZUKI, 2018).

A técnica de modulação PWM é comumente utilizada nestes conversores, pela qual é possível sintetizar tensão em dois níveis, formando uma fundamental na frequência desejada e com componentes harmônicas de ordem elevada, implicando na instalação de filtros de menor ordem no lado CA. É importante ressaltar que o chaveamento elevado produz maiores perdas nas chaves semicondutoras (SUZUKI, 2018).

No entanto, em situações em que é necessária a utilização de maiores níveis de tensão, VSCs dois níveis não são adequados, pois as suas chaves devem suportar toda a tensão do lado CC, e por isso podem ser mais caras, ou mesmo não existirem a partir de uma determinada faixa de tensão. A instalação das chaves em série faz com que a tensão total sobre as chaves sejam distribuídas, e é uma prática que vem sendo adotada (SUZUKI, 2018). Além do que, há redução do conteúdo harmônico da tensão na saída do conversor

e redução de perdas por chaveamento (PORFIRO, 2018).

Mesmo com vantagens sobre os VSCs dois níveis, o uso destes conversores é reprimido devido à dificuldade de atender requisitos de transitórios. Como exemplo, em uma situação de falta do lado CA, o conversor deveria manter-se em operação para suprir a demanda de potência reativa da rede, porém, existe a dificuldade de manter o balanço de tensões dos capacitores CC em condições de falta assimétrica (SUZUKI, 2018).

A ideia da inserção de mais chaves em série, capacitores e diodos para aumentar o suporte do conversor à níveis de tensão elevados, sugere também maior complexidade nos arranjos, o que torna esta solução pouco conveniente para aplicação em sistemas de alta tensão. Em solução a isto, surgem os *Modular Multilevel Converter* (MMC)s, que consistem em arranjos modulares de conversores ligados em série. Os módulos podem ser construídos por conversores de até cinco níveis, sendo os de VSC dois níveis os mais utilizados dentro deste módulos e submódulos (SUZUKI, 2018).

Segundo Porfiro (2018), os MMCs têm as seguinte vantagem sobre as demais topologias:

- Flexibilidade para atender vários níveis de tensão através da conexão de seus módulos;
- Quanto maior o número de módulos, menor o conteúdo harmônico em sua saída, implicando em filtros menores;
- Elimina a necessidade de capacitores no elo CC, mantendo-se apenas um de baixa capacitância para suavizar o *ripple*;
- Devido à operação em baixas frequências, os módulos geram menores perdas;
- Reduz-se a corrente de curto-circuito no elo CC.

A Subseção 2.3 apresenta maiores detalhes sobre a operação e controle de um sistema VSC-HVDC onde são considerados VSC de dois níveis.

2.1 Topologias dos sistemas HVDC

Sistemas HVDC podem ser categorizados de acordo com a configuração empregada nas estações conversoras em um Sistema Elétrico de Potência (SEP). Ambas as tecnologias de conversores (LCC e VSC) podem ser empregadas nos arranjos descritos nas subseções seguintes (PORFIRO, 2018).

Monopolar

A configuração apresentada na Figura 8 faz uso de apenas um condutor. Normalmente, o polo negativo é mais utilizado, por causar menor efeito corona, se comparado com os valores do efeito para o uso do polo positivo.

Figura 8 – Sistema HVDC monopolar.

Fonte: Vasconcelos (2014).

A configuração monopolar pode ser classificada em:

- Monopolar assimétrica - Um condutor é utilizado e o retorno é feito por terra ou água. Também, na configuração monopolar assimétrica, pode ser realizado um retorno metálico, que normalmente é um condutor em baixa tensão.
- Monopolar simétrica - Dois condutores de polaridades opostas com a mesma magnitude de tensão interligam as estações conversoras.

Bipolar

Na configuração bipolar (Figura 9), dois condutores são utilizados: um para o polo positivo, outro para o polo negativo. Cada terminal possui dois conversores conectados em série, semelhante a conexão de dois sistemas monopolares simétricos em paralelo. Em operação normal, não há circulação de corrente de retorno pela terra, portanto, as correntes nos polos são iguais.

Figura 9 – Sistema HVDC bipolar.

Fonte: Vasconcelos (2014).

Nesta configuração, a operação isolada de um conjunto de dois conversores é possível, desde que o circuito possua aterramento direto ou por outro condutor, fator importante em um caso de contingência. Outra consideração importante é que, em operação normal, sistemas bipolares causam menores interferências em sistemas de comunicação, quando comparados com os sistemas monopolares, e o fluxo de potência pode ser facilmente invertido, sem a necessidade de chaveamento mecânico.

A maioria dos sistemas HVDC opera na configuração bipolar. No Brasil, por exemplo, os elos CC que compõem o seu SIN (elo de Itaipu em ± 600 kV, elos das usinas do complexo do Rio Madeira em ± 600 kV, e o elo do complexo de Belo Monte ± 800 kV) são compostos por dois bipolos, cada.

Homopolar

Em um elo homopolar (Figura 10), são utilizados dois ou mais condutores com a mesma polaridade. Assim como em sistemas monopolares, o polo negativo é mais usual, por causar menor rádio interferência e menor efeito corona.

Figura 10 – Sistema HVDC homopolar.

Fonte: Vasconcelos (2014).

Na configuração homopolar, o retorno também é feito pelo terra, e em caso de falta em um dos condutores, o conversor fica disponível para atender ao circuito remanescente.

Em comparação com o modelo bipolar, a reconexão do conversor é mais complicada e na maioria das vezes impossível, e em alguns casos, o retorno por terra é não aceitável, devido à possibilidade de dutos de gás, água ou outros, serem utilizados como caminho pelas correntes de retorno, provocando a corrosão dos mesmos.

Back-to-back

O sistema *Back-to-back* é uma junção local dos conversores (retificador e inversor), sem que haja entre eles uma linha CC. É um sistema bastante utilizado para conectar sistemas CA assíncronos (que operam em frequência distintas). Alguns reatores são conectados nos terminais CC do retificador e inversor, a fim de isolar os lados e permitir a redução do *ripple* de corrente.

Figura 11 – Configuração *back-to-back*.

Adaptado de Jae-Hyuk Kim, Yoon-Seok Lee e Byung-moon Han (2017).

Uma consideração importante para esses sistemas é que, os níveis de corrente podem ser mantidos altos e a tensão baixa, de maneira oposta a qual ocorre nas linhas de transmissão, reduzindo o nível de isolamento, e por consequência, ocupando menos espaço, resultando em estações menores e mais baratas.

Multiterminal

O desenvolvimento da configuração multiterminal baseia-se na flexibilização das conexões de diversas fontes geradoras de energia elétrica, como é o caso das fontes alternativas, garantindo assim maior disponibilidade energética, e por consequência, uma matriz energética mais limpa.

Figura 12 – Sistema HVDC multiterminal.

Fonte: (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

A Figura 12 ilustra um configuração multiterminal onde existem três conexões distintas (monopolar simétrica, assimétrica e bipolar). Ambos os conversores VSC e LCC podem ser utilizados nessa configuração (PORFIRO, 2018). O uso de conversores VSC garante tensão com polaridade constante no lado CC, o que possibilita a ligação de vários conversores na configuração paralela (SUZUKI, 2018).

Conforme é mostrado na Figura 13, as possíveis configurações de conexão para os sistemas MTDC são:

- *Configuração em Paralelo à Tensão Constante* - Os conversores são conectados em paralelo e operam em uma mesma tensão.

Figura 13 – Classificação de uma rede MTDC multiterminal segundo a conexão e tipos de conversores.

Fonte: Vasconcelos (2014).

- *Configuração em Série à Corrente Constante* - Os conversores são ligados em série com uma corrente fluindo através de seus terminais. Neste caso, a linha CC deve estar ligada ao terra em algum ponto.

Além das duas configurações básicas citadas acima, é possível ter uma conexão híbrida onde são combinadas as configurações série e paralelo. A disposição de algumas chaves é que influenciará a flexibilidade do sistemas MTDC.

A maior parte dos estudos e aplicações propostas de sistemas MTDC utiliza a configuração em paralelo com conexão radial por apresentar menores problemas operacionais (VASCONCELOS, 2014).

2.2 Sistema de transmissão VSC-HVDC ponto-a-ponto

Basicamente, um sistema VSC-HVDC (Figura 14) é composto pelos seguintes componentes: transformadores, filtros, reatores, conversores e capacitores. Inerentes aos conversores, existem os sistemas de controle, de monitoramento e também os sistemas auxiliares.

Também chamados de transformador de interface, em sistemas LCC são usados transformadores diferentes dos convencionais utilizados em sistemas CA, os quais permitem ajuste de *tap* em carga. No entanto, em sistemas VSC são utilizados os mesmo transformadores CA convencionais (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

Segundo Almeida (2011), os transformadores desempenham as seguintes funções:

Figura 14 – Sistema VSC-HVDC típico.

- Fornecer reatância para o sistema, a fim de permitir o controle de potência ativa do sistema;
- Eliminar componentes de sequência zero oriundas da modulação PWM do conversor no lado CA, pela sua instalação na configuração Y- Δ ;
- Adaptar a tensão da rede CA à tensão do conversor;

O reator do conversor é um dos principais elementos utilizados para o controle do VSC. Através do reator é possível fazer o controle independente das potências ativa e reativa fornecidas pelo conversor, além de tornar a corrente CA mais estável, pela diminuição de correntes harmônicas produzidas pelo chaveamento dos IGBTs (MOURINHO, 2016).

O conteúdo harmônico gerado pela comutação das chaves dos conversores devido a sua operação por modulação PWM torna necessário o uso de filtros (do lado CA) para manter o nível de distorções harmônicas adequado, e estipulado por normas vigentes. Ainda, estes filtros limitam os picos de sobretensão ocasionados pela variação (dV/dt). Através da utilização destes filtros, também há a compensação de reativos (ONI; DAVIDSON; MBANGULA, 2016).

Os capacitores no elo CC estabilizam a tensão, fornecem a tensão contínua necessária para a operação das chaves do conversor e mantém a tensão constante ao armazenar a energia em determinados períodos. O controle do fluxo de potência ativa e reativa depende dos nível estáveis. Por consequência do uso de capacitores, o *ripple* é minimizado no lado CC.

Os conversores são os componentes básicos essenciais para a mudança de tensão CA à CC e vice versa. As características de funcionamento de um VSC são apresentadas na próxima subseção.

2.3 Princípios de operação e controle do sistema VSC-HVDC

Como descrito anteriormente nesta mesma seção, o VSC tem a capacidade de controlar individualmente tanto a potência ativa como a potência reativa, através do controle da

fase e da amplitude da tensão. Na frequência fundamental, um VSC pode ser representado por um fasor de tensão, com a magnitude e a fase da tensão CA determinados pela tensão CC e pelo padrão de chaveamento adotado.

Os diodos devem ser ligados em antiparalelo com as chaves para assegurar que a tensão da estação conversora tenha apenas uma polaridade, enquanto a corrente pode fluir em ambos os sentidos.

Figura 15 – Conversor VSC de dois níveis e saída de onda.

Fonte: Adaptado de Mourinho (2016).

O princípio de funcionamento de um conversor monofásico de dois níveis apresentado na Figura 15 pode ser exemplificado da seguinte maneira:

Com o acionamento da chave 1, a tensão de saída será $+\frac{V_{cc}}{2}$, e caso a corrente seja negativa, a corrente fluirá através do diodo 1, se a corrente for positiva, a corrente fluirá através da chave 1.

Com o acionamento da chave 2 e abertura da chave 1, a tensão de saída será $-\frac{V_{cc}}{2}$, e a corrente fluirá através da chave 2 se a corrente for negativa, ou através do diodo, caso a corrente seja positiva.

A modulação PWM é a técnica mais usual para o controle de disparo das chaves nos VSCs. Nesta técnica, o sinal de referência senoidal na frequência desejada é comparado com um sinal de forma triangular. A técnica consiste no chaveamento em alta frequência de um tensão contínua, na qual, a sua forma de onda de saída é filtrada para extrair-se uma componente fundamental, eliminando assim demais componente em altas frequências.

A comparação de um sinal de referência senoidal com uma forma de onda triangular é denominada técnica de PWM senoidal (Figura 16).

Com esta técnica, os momentos de inversão da tensão de saída são determinados pelas interseções da tensão senoidal de frequência fundamental (f) com a onda triangular de frequência (pf). Destaca-se que o harmônico dominante desta alternativa é o de ordem p .

A modulação PWM atua em duas faixas de operação:

Figura 16 – Princípio de funcionamento da modulação por largura de pulso.

Fonte: (MOURINHO, 2016).

- região linear;
- região não-linear (sobremodulação).

2.3.1 Controle de potência

Na Figura 17 é apresentado o diagrama simplificado de um sistema ponto-a-ponto. A reatância entre a tensão do sistema CA (V_{sis}) e a tensão de saída do conversor (V_{conv}) ilustra o equivalente entre a reatância do transformador e do reator do conversor. Para facilitar o entendimento do princípio de transferência de potência, as parcelas resistivas foram suprimida do circuito representado.

Figura 17 – Diagrama simplificado de um sistema VSC-HVDC ponto-a-ponto.

Fonte: (MOURINHO, 2016).

As potência ativas e reativas fornecidas pelo conversor podem ser escritas, de maneira aproximada de acordo com as Equações 1 e 2:

$$P = \frac{V_{sis} V_{conv} \sin \delta}{X} \quad (1)$$

$$Q = \frac{(V_{conv} \cos \delta - V_{sis}) V_{sis}}{X} \quad (2)$$

Onde, V_{sis} é o módulo da componente fundamental da tensão do lado CA, V_{conv} é o módulo da componente fundamental da tensão de saída do conversor, δ é o ângulo entre V_{sis} e V_{conv} , e X é a reatância equivalente entre o conversor e o sistema CA.

A potência ativa pode ser controlada quando ocorre a variação do ângulo de fase δ . Se a fase da tensão de saída do conversor estiver em atraso em relação à tensão CA, o sistema injeta potência no conversor, e neste caso, o conversor está operando como retificador. Por outro lado, se a fase da tensão de saída do conversor estiver em avanço em relação a tensão CA, o conversor opera como inversor, e fornece potência ativa ao sistema.

Diferentemente, a potência reativa é controlada por meio da variação da amplitude da tensão de entrada ou saída do conversor. Por exemplo, se a amplitude da tensão de saída do conversor for menor que a tensão CA, o conversor absorve potência reativa (comportamento indutivo), e de maneira oposta, se o produto $V_{conv}\cos\delta$ for maior que V_{sis} , o conversor fornece potência reativa ao sistema (comportamento capacitivo).

Tal característica de operação, onde ambos os trabalhos como retificador e inversor são possíveis é uma das principais vantagens dos VSCs sobre os LCCs, e por consequência, os VSCs podem ser utilizados como compensadores de potência reativa, substituindo os tradicionais bancos de capacitores, quando $\delta = 0$ e quando há o controle da tensão V_{conv} .

2.3.2 Controle de tensão no VSC

O controle do VSC está diretamente relacionado com o controle da amplitude e da fase da componente fundamental da tensão CA nos terminais dos conversores, como já mencionado anteriormente. A magnitude da tensão CA de saída do conversor é proporcional à tensão CC no *link*, de acordo com a Equação 3:

$$\lambda = \frac{V_{conv}}{V_{cc}} \quad (3)$$

Onde, V_{conv} é o valor eficaz da componente fundamental da tensão do conversor, V_{cc} é tensão nos terminais CC e λ é o fator de relação de tensão.

A variação do fator λ permite o controle da amplitude das tensões de entrada ou saída. Tal fator pode ser ajustado, variando-se o seu valor entre 0 e 1, controlando assim a potência reativa de saída dos conversores. O controle da fase da tensão V_{conv} é obtido por meio da comparação entre ângulo da frequência fundamental desta tensão e a componente fundamental da tensão CA do sistema, através de um circuito comparador, chamado *Phase-Locked Loop* (PLL). Portanto, pode-se dizer que a estratégia de controle do conversor é determinada pelo controle na variação de λ e δ .

Basicamente existem duas estratégias para implementação do controle do fator de modulação e do ângulo de fase, sendo elas o controle direto e o controle vetorial. Como o nome sugere, no controle direto, o índice de modulação λ ou o ângulo de fase δ podem ser ajustados diretamente, como apresentado na Figura 18. A alteração no ângulo de

fase com a finalidade de controlar a potência ativa pode alterar também, em menores proporções, o controle de potência reativa (MOURINHO, 2016).

Figura 18 – Controle direto para λ e δ .

Fonte: Adaptado de Mourinho (2016).

Analogamente, a variação de λ altera o controle de potência ativa. Na Figura 18, A e B são grandezas a serem controladas pelo controlador.

Por sua vez, o controle vetorial torna independente os controles das potências, sem que o controle individual de uma interfira na variação, mesmo que mínima, da outra, como acontece com o controle direto.

No controle vetorial (Figura 19), as correntes trifásicas sofrem uma transformação de Park, e são sincronizadas ao sistema CA através do PLL. As tensões d e q são geradas pelo controle vetorial, e depois são transformadas novamente para o sistema abc , sendo que, após moduladas atuarão no VSC.

O sistema vetorial é composto, basicamente de, duas malhas de controle, uma interna e outra externa. A malha interna controla as correntes d e q , e a malha externa que fornece referências para a malha interna. Os controladores externos podem controlar a tensão CC, a transferência de potência ativa e reativa, ou até mesmo a tensão CA de saída do conversor que atua como inversor.

A escolha dos parâmetros a serem controlados depende das particularidades de cada sistema. Para todas as combinações de controladores externos, é necessário que um VSC seja responsável pelo controle da tensão CC, mantendo o balanço de potência ativa no sistema. De modo geral, os controladores utilizados são os proporcional integral, com o intuito de levar à zero o erro em regime permanente, apresentando um comportamento dinâmico aceitável (MOURINHO, 2016).

De modo geral, a malha de controle interna calcula a queda de tensão necessária no reator de fase do conversor, para assim, produzir as correntes CA dentro dos limites nominais dos conversores. A queda de tensão sobre o reator de fase pode ser calculada de

Figura 19 – Controle vetorial para λ e δ .

Fonte: (MOURINHO, 2016).

acordo com a Equação 4:

$$V_{sis} - V_{conv} = R_f \cdot i_c + L_f \frac{d}{dt}(i_c) \quad (4)$$

Onde, R_f é a resistência do resistor de fase do VSC, L_f a indutância de fase e i_c é a corrente que passa pelo reator. Quando escrevemos a Equação 4 para o sistema dq , temos:

$$V_{sis_d} - V_{conv_d} = R_f \cdot i_{cd} + L_f \frac{d}{dt}(i_{cd}) - \omega \cdot L_f \cdot i_{cq} \quad (5)$$

$$V_{sis_q} - V_{conv_q} = R_f \cdot i_{cq} + L_f \frac{d}{dt}(i_{cq}) - \omega \cdot L_f \cdot i_{cd} \quad (6)$$

Onde, ω é a frequência angular do sistema, V_{sis_d} , V_{conv_d} , i_{cd} são grandezas elétricas refletidas no eixo direto e V_{sis_q} , V_{conv_q} , i_{cq} são as mesmas grandezas refletidas no eixo em quadratura. Cabe salientar que estas equações consideram apenas as grandezas em frequência fundamental. É possível observar nas Equações 5 e 6 um acoplamento entre os eixos de d e q através das correntes. Na Figura 20 é apresentado o diagrama de bloco para as Equações supracitadas.

No controle da malha interna, as correntes através do reator de fase do conversor são comparadas com valores de referências fornecidos pelos controladores externos. Desta forma, um controlador é utilizado para transformar o erro de corrente em erro de tensão. Este erro de tensão é subtraído da tensão do conversor, criando uma referência de tensão, a qual deve ser compatível com os valores nominais do conversor.

Neste sentido, quando o erro é nulo, a tensão do conversor apresenta o valor desejado. A Figura 19 representa a malha de controle interna do controle vetorial para um sistema VSC-HVDC.

Figura 20 – Representação em diagrama de blocos da queda de tensão no reator do conversor.

Fonte: (MOURINHO, 2016).

Figura 21 – Malha de controle interna do controlador vetorial.

Fonte: (MOURINHO, 2016).

A malha de controle externa deve fornecer os valores i_{cd}^{ref} e i_{cq}^{ref} , de modo que a malha de controle interna gere uma tensão de referência que faça com que a grandeza a ser controlada pela malha de controle externa atinja seu valor de referência.

A seguir, em síntese, são apresentadas as grandezas que podem ser controladas pela malha de controle externa em sistemas VSC-HVDC.

Controle das potências ativa e reativa

A potência ativa é controlada a partir do controle sobre a variação do ângulo de fase da componente fundamental. A simultânea coordenação entre os dois extremos do *link* CC, permite a transferência de potência, ou seja, a potência ativa de entrada deve ser igual à de saída, acrescida de perdas. Se houver alguma diferença, a tensão CC pode variar significativamente. Para que haja um funcionamento satisfatório, um conversor deve ser dedicado ao controle de tensão no *link* CC e o outro, à potência ativa. com este controle, há uma contribuição para o amortecimento de oscilações eletromecânicas, e possibilidade de aumento das margens de estabilidade do SEP (MOURINHO, 2016).

Como mencionado anteriormente, a potência reativa é controlada pela variação da magnitude da tensão CA de saída do conversor. Os SEPs podem ter ganhos em termos de eficiência, pois o controle de potência reativa pode afetar diretamente o fator de potência do sistema a qual o conversor está conectado, eliminando os gastos com as instalações de compensadores síncronos e bancos de capacitores.

Os valores instantâneos das potência trifásicas, ativa e reativa de um SEP no sistema de referência abc podem ser calculados pelas Equações abaixo:

$$p_{ac} = v_a \cdot i_a + v_b \cdot i_b + v_c \cdot i_c \quad (7)$$

$$q_{ac} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot (v_{ab} \cdot i_c + v_{bc} \cdot i_a + v_{ca} \cdot i_b) \quad (8)$$

Onde, p_{ac} é a potência ativa trifásica e q_{ac} é a potência reativa trifásica, v_a, v_b e v_c são as tensões de fase, i_a, i_b e i_c são as correntes de nas fases, e v_{ab}, v_{bc} e v_{ca} são as tensões de linha do sistema. Por meio da utilização da Transformada de Park, as potências ativa e reativa podem ser representadas no sistema $dq0$, nas Equações 9 e 10, sem que sejam perdidas as características de magnitude:

$$p_{ac} = \frac{3}{2} (v_d \cdot i_d + v_q \cdot i_q) \quad (9)$$

$$q_{ac} = \frac{3}{2} (v_q \cdot i_d - v_d \cdot i_q) \quad (10)$$

Onde, v_d, v_q e i_d, i_q são as tensões e correntes nos eixos d e q . Ainda, se o eixo d estiver em fase com a tensão a do sistema CA, a componente v_q será nula, então as potências podem ser simplificadas da seguinte maneira:

$$p_{ac} = \frac{3}{2} (v_d \cdot i_d) \quad (11)$$

$$q_{ac} = -\frac{3}{2} (v_d \cdot i_q) \quad (12)$$

A partir das Equações 11 e 12, conclui-se que as potências podem ser controladas independentemente, ao controlar-se i_d e i_q . As referências de corrente no domínio $dq0$, as quais são calculadas através das potência ativa e reativa, precisam ser saturadas antes de entrar na malha de controle interna, com o intuito de fazer com que as correntes não extrapolem os valores nominais dos conversores (MOURINHO, 2016).

Controle das tensões CA e CC

O controle da tensão CA do sistema é obtido através dos ajustes de amplitude da componente fundamental da tensão nos terminais do conversor. A amplitude é ajustada através do fator λ , de maneira análoga como é feito para a potência reativa, como mencionado anteriormente.

Já o controle da tensão CC do sistema é feito através dos ajuste da fase da componente fundamental da tensão nos terminais do conversor. O ajuste consiste na comparação de defasagem entre a tensão do conversor e a tensão de linha, e como consequência, a mudança na lógica de disparo das chaves do conversor, de forma que a fase seja ajustada para obter-se o nível CC desejado. Este princípio de controle é análogo ao de controle de potência ativa mencionado anteriormente.

Controle de frequência

O controle de frequência é essencial quando se têm conexões ponto-a-ponto e o sistema VSC-HVDC é o único sistema capaz de fornecer potência à uma carga. Ainda, o sistema VSC-HVDC ligado à um sistema multiterminal poderá contribuir para o controle de frequência, hora fornecendo, hora absorvendo potência ativa, onde o valor da frequência será limitado pelas características das cargas e geração do sistema.

Modelagem computacional do sistema VSC-HVDC

Nesta seção são apresentados os modelos computacionais utilizados para cada elemento que compõe os circuitos equivalentes em estudo, além dos parâmetros ajustados e utilizados nas simulações em ambiente PSCAD/EMTDC.

3.1 Conversor VSC dois níveis

O comportamento do conversor VSC pode ser visto de duas formas, uma delas é utilizando o modelo comutado (modelo detalhado), onde todos os dispositivos semicondutores (transistores e diodos em antiparalelos) são incluídos, a outra é utilizando o modelo médio, onde os mesmos são substituídos por uma fontes de tensão CA controladas (ROGERSTEN, 2014; PORFIRO, 2018).

A escolha do tipo de modelo adotado depende do estudo em questão e do tempo total para qual pretende-se simular o sistema. Caso o escopo do estudo esteja relacionado ao comportamento das chaves diante de transitórios rápidos, como é o caso deste trabalho, recomenda-se utilizar o modelo detalhado. No entanto, este apresenta a desvantagem de exigir maior esforço computacional e, conseqüentemente, maior tempo de simulação quando comparado ao modelo médio (PERALTA et al., 2012; ROGERSTEN, 2014; BEDDARD; BARNES; PREECE, 2015; SOUSA; HELDWEIN, 2017).

Neste trabalho, optou-se por utilizar o modelo desenvolvido pelo grupo de pesquisa do Manitoba Research HVDC Centre, desenvolvedor do *software* PSCAD/EMTDC, como visto em Garcia e Mosallat (2015), onde é utilizado o modelo detalhado de conversores dois níveis em uma conexão ponto-a-ponto, na topologia monopolar simétrica.

O sistema visto em (GARCIA; MOSALLAT, 2015) foi originalmente desenvolvido para o estudo do comportamento do sistema e dos conversores diante de situações de falta, onde podem ser averiguados os processos de comutação das chaves dos conversores com uma precisão não experimentada pela representações através do modelo médio.

Figura 22 – Conversor VSC dois níveis trifásico.

Apesar de os estudos iniciais terem sido feitos em baixa frequência, o modelo detalhado ainda é o mais adequado para o objetivo de analisar situações de transitórios rápidos provocados por surtos atmosféricos, e, desde que o valor do passo de simulação (neste caso, 10^{-7} s) seja menor que a menor constante de tempo existente no sistema simulado, a representação é fidedigna à uma situação real.

O conversor dois níveis trifásico, neste trabalho, conversor meia ponte trifásico, corresponde à três conversores meia ponte monofásicos (Figura 15) conectados em paralelo, um para cada fase. Conforme pode ser visto na Figura 22, cada meia ponte é composta por IGBTs e os seus respectivos diodos em antiparalelo.

Os parâmetros utilizados são apresentados na Tabela 2 e 3.

Tabela 2 – Parâmetros dos transistores.

Resistência do Tiristor (Ligado)	0,001 Ω
Resistência do Tiristor (Desligado)	$1,0 \cdot 10^8 \Omega$
Queda de tensão	0,0 kV
Tensão de ruptura	$1,05 \cdot 10^5$ kV
Tensão reversa	$1,05 \cdot 10^5$ kV
Tempo de extinção (min)	0,0 μs

Tabela 3 – Parâmetros dos diodos.

Resistência do Tiristor (Ligado)	0,001 Ω
Resistência do Tiristor (Desligado)	$1,0 \cdot 10^8 \Omega$
Queda de tensão	0,0 kV
Tensão de ruptura	$1,05 \cdot 10^5$ kV
Tensão reversa	$1,05 \cdot 10^5$ kV
Tempo de extinção (min)	0,0 μs

O gerador de pulsos de chaveamento é apresentado na Figura 23. Neste, a portadora triangular Crr (gerada pelo bloco destacado em vermelho) apresenta uma frequência de 1650 Hz, a qual é comparada com as referências geradas pelo sistema de controle (Ref_a,b,c) através do bloco gerador de pulsos interpolados (destacado em azul). Este bloco gera uma saída 0 ou 1 através das seguintes assertivas:

- o Se $Crr > Ref_a,b,c$ a saída do bloco é 0, desligando o respectivo transistor;
- o Se $Crr < Ref_a,b,c$ a saída do bloco é 1, ligando o respectivo transistor.

Figura 23 – Gerador de pulsos para chaveamento.

Quanto ao controle, a técnica do controle vetorial, por sua ampla utilização foi empregada neste estudo, e tem seu princípio de funcionamento apresentado na subseção 2.3. Para tanto, a malha externa dos conversores operam controlando alguma variável dentre as quais a tensão CC, a tensão CA, a potência ativa e/ou a potência reativa, fornecendo também referências para a malha interna, sendo necessário que, para manter o balanço de potência no sistema, um dos conversores deve ser responsável pelo controle de tensão CC (MOURINHO, 2016).

3.2 Surto atmosférico

O fenômeno do surto atmosférico pode ser representado por um circuito elétrico equivalente, onde tem-se uma fonte controlada de corrente i_o em paralelo à uma impedância de surto Z_o , conforme apresentado em You et al. (2010).

Figura 24 – Modelo para um impulso atmosférico.

Neste trabalho a impedância de surto foi suprimida, pois a sua interpretação pelo ambiente de simulação é a de uma falta polo-terra através da mesma, quando a descarga incide diretamente sobre os condutores, ficando o modelo simplificado como o apresentado na Figura 24.

Existe uma variedade de funções que representam as formas de onda de corrente dos surtos presentes na literatura, como pode ser visto em Rakov et al. (2013), entre elas

as principais são a dupla rampa, a dupla exponencial e a função de Heidler (Figura 25). As funções dupla rampa e dupla exponencial são amplamente utilizadas para análises de descargas. No entanto, como apresentado em Salimi (2017), a função de Heidler é a que melhor representa a concavidade presente nas frentes de onda.

Figura 25 – Modelos para a forma de onda de corrente.

Adaptado de Salimi (2017).

Geralmente, um surto atmosférico é o conjunto de três descargas que ocorrem, tipicamente, em intervalos que variam de 20 à 50 milissegundos. Como o intervalo de tempo entre as descargas subsequentes é suficientemente longo, o efeito transitório é dissipado antes que outras ocorram, e suas amplitudes podem ser consideradas independentemente para uma análise (RAKOV et al., 2013; SALIMI, 2017).

Assim, neste trabalho são calculados os resultados para a primeira (principal) e a descarga subsequente, e sendo que, a grande maioria das descargas são negativas, somente impulsos aplicados ao polo positivo serão considerados neste trabalho. Mais detalhes sobre a forma de onda são apresentados no próximo capítulo.

3.3 Para-raios

Na literatura técnica são descritos alguns modelos para o estudo dos dispositivos para-raios, dentre eles, podemos citar um modelo mais simplificado, onde o mesmo é considerado uma resistor não-linear e outros modelos mais sofisticados que podem ser encontrados nos guias do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) e *Conseil International des Grands Réseaux Électriques* (CIGRÉ) (PORFIRO, 2018).

No *software* PSCAD/EMTDC, o componente *Metal Oxide Surge Arrester* pode ser utilizado para simular um para-raios convencional de ZnO. Este componente corresponde ao modelo mais simples (resistor não-linear) e permite que sejam escritos os parâmetros das curvas características $V - I$ dos dispositivos.

Neste trabalho, foram adotados os parâmetros padrões do *software*, o qual baseia-se no para-raios ASEA XAP-A, apresentado na Tabela 4 com valores em *p.u.*, cuja tensão

de base corresponde à tensão nominal do para-raios.

Tabela 4 – Parâmetros padrões do para-raios ASEA XAP-A.

$I(kA)$	$V(p.u.)$
0.001	1.100
0.01	1.600
0.1	1.700
0.2	1.739
0.38	1.777
0.65	1.815
1.11	1.853
1.50	1.881
2.00	1.910
2.80	1.948
200.0	3.200

Fonte: (PORFIRO, 2018).

O esforço computacional para o uso do componente é reduzido consideravelmente através da sua utilização por intervalos de valores, que por sua vez otimizam a precisão quando utiliza-se técnicas de interpolação nos pontos de passagem entre intervalos lineares (PORFIRO, 2018).

A Figura 26 mostra a curva característica para o para-raios em questão.

Figura 26 – Curva $V - I$ do para-raios ASEA XAP-A.

3.4 Linha de transmissão

Três modelos de linhas de transmissão podem ser simuladas a partir do *software* PS-CAD/EMTDC (YOU et al., 2010), sendo eles:

- o Modelo *PI*: Os parâmetros não são relacionados à frequência. Desta forma, é mais adequado para aplicações em linhas curtas;
- o Modelo de Bergeron: Os parâmetros são discretos para indutância e capacitância, sendo similar a uma combinação de vários circuitos *PI* em cascata. É adequado para pesquisas com frequência predeterminada;
- o Modelo da Linha Dependente da Frequência: Como é sugerido pelo nome, os parâmetros variam com a frequência, e o processo de propagação das ondas viajantes transitórias em uma larga faixa de frequências pode ser descrito precisamente.

O modelo da Linha Dependente da Frequência é o modelo mais preciso dentre os três citados acima, e que também exige o maior esforço computacional, devido a assimilação da variação da frequência. Levando em consideração uma linha de transmissão HVDC longa e transitórios em frequências diversas, visto que os transitórios provenientes de frentes de ondas íngremes estão em uma faixa de frequência de 10 kHz à 1 MHz (IMECE et al., 1996), este modelo é adotado neste trabalho principalmente pelo objetivo de a pesquisa estar relacionada à análise dos sinais em uma ampla faixa de frequência.

Análise de Sistemas VSC-HVDC frente a Impulsos Atmosféricos

Neste capítulo são apresentadas as análises dos comportamentos de dois sistemas VSC-HVDC (monopolar e bipolar), com conversores dois níveis, em conexão ponto-a-ponto ante impulsos com frente de onda íngreme, de forma a avaliar o desempenho do sistema em geral, dos conversores e a eficácia dos para-raios de ZnO convencionalmente utilizados em sistemas CA. Os dois sistemas em estudo são fictícios, mas retratam fielmente sistemas HVDC aéreos para transmissão de energia à longas distâncias.

A análise consiste na verificação das grandezas (correntes e tensões) dos sistemas em dois casos que se diferem entre si pela variação da incidência do impulso:

- Caso 1: Descarga atmosférica na entrada do lado CA do terminal 1;
- Caso 2: Descarga atmosférica na entrada do lado CC do terminal 1;

As formas de onda de corrente às quais os sistemas foram submetidos são apresentados na Figura 27. Os resultados para o sistema quando submetido a descarga subsequente são apresentados no Apêndice A e têm como consideração a mesma análise feita para o sistema quando é atingido pela descarga principal, com a ressalva de que os valores de picos são de menor magnitude.

As descargas principal e subsequente são descritas pela Equação 13, que descreve a curva a Heidler. A descarga subsequente é considerada uma soma de duas equações, e tem seus parâmetros descritos na Tabela 5, bem como os valores dos parâmetros para a descarga principal.

$$i(t) = \frac{I_o}{\eta} \frac{(t/\tau_1)^n}{[(t/\tau_1)^n + 1]} e^{-t/\tau_2} \quad , \quad \eta = e\left(\frac{\tau_1}{\tau_2}\right)\left(n\frac{\tau_2}{\tau_1}\right)^{1/n} \quad (13)$$

Onde, $i(t)$ é a corrente instantânea da descarga atmosférica, I_o é o valor de pico da corrente, η é o fator de correção de amplitude, τ_1 é o tempo de frente de onda, τ_2 é o tempo de cauda de onda e n é o expoente de ajuste que varia de 2 a 10.

Figura 27 – Formas de ondas de corrente da descarga principal e subsequente de uma descarga atmosférica .

A Tabela 5 apresenta valores para correntes que tem 50% chance de serem excedidas, como pode ser visto em (PIANTINI, 2010) e (RAKOV et al., 2013).

Tabela 5 – Parâmetros para as formas de onda das descargas principal e subsequente.

Parâmetro (descarga principal)	
Corrente de pico (kA)	28,3
Tempo de frente (μ s)	1,75
Tempo de cauda (μ s)	130
Expoente de ajuste	2
Parâmetro (descarga subsequente - 1º parcela)	
Corrente de pico (kA)	10,7
Tempo de frente (μ s)	0,25
Tempo de cauda (μ s)	2,5
Expoente de ajuste	2
Parâmetro (descarga subsequente - 2º parcela)	
Corrente de pico (kA)	6,5
Tempo de frente (μ s)	2,1
Tempo de cauda (μ s)	230
Expoente de ajuste	2

Fonte: (PIANTINI, 2010).

4.1 Monopolo

O sistema monopolar em estudo é apresentado na Figura 28. O sistema HVDC interliga duas redes CA que têm seus parâmetros listados na Tabela 6, e são interligadas

através de estações conversoras que têm seus parâmetros de valores nominais e de controle resumidos nas Tabelas 7 e 8, respectivamente.

Figura 28 – Sistema VSC-HVDC monopolar simulado.

Os conversores são conectados através de uma linha de transmissão de 200 km, a qual é constituída por dois condutores fase do tipo Chukar distando 15,80 m um do outro e à 33,20 m de altura do solo; e por um cabo-guarda de aço galvanizado de 1/2 polegada, distante 11,90 m do eixo dos condutores. A estação conversora do terminal 1 opera controlando a tensão CC, enquanto a do terminal 2 controla a potência ativa.

Tabela 6 – Parâmetro da rede CA no sistema monopolar.

Parâmetros	Valores
Tensão da rede (kV_{ef})	T1: 240
	T2: 230
Frequência da rede (Hz)	60
Resistência série (Ω)	0,88
Resistência paralelo (Ω)	1000

Tabela 7 – Valores nominais para as unidades conversoras do sistema monopolar.

Parâmetros	Valores
Potência nominal (MVA)	1200
Tensão CA nominal (kV)	240
Tensão CC nominal (kV)	640
Frequência de chaveamento (kHz)	1,65
Indutância do braço (mH)	50

Os parâmetros para o filtro CA para o sistema monopolar são apresentados na Tabela 9.

Os casos 1 e 2 grafados em azul na Figura 28 serão discutidos a seguir.

Tabela 8 – Parâmetros de controle para os conversores dos terminais 1 e 2 do sistema monopolar.

Variável	Parâmetros	Terminal 1	Terminal 2
		Valores	
Controle externo (tensão CA)	K_p	1	1
	T_i	0,1	0,1
Controle externo (tensão CC)	K_p	0,65	0,2
	T_i	0,025	0,2
Controle interno	K_p	0,65	0,65
	T_i	0,025	0,025
Correntes circulantes	K_p	0,8	0,8
	T_i	0,01	0,01

Tabela 9 – Valores dos parâmetros dos filtros CA para o sistema monopolar.

Parâmetros	Valores
Frequência de corte (Hz)	380
Tensão de fase (kV)	213
MVar por fase (MVA)	25
Fator de qualidade	0,88

4.1.1 Caso 1

Para o caso 1, os resultados podem ser vistos nas Figuras 29, 30, 31, 32 e 33 para a simulação do sistema monopolar sem a utilização da proteção dos para-raios.

A aplicação da descarga acontece na fase b , no lado CA do terminal 1, motivo pelo qual é possível observar, na Figura 29 uma sobretensão de aproximadamente 22500 kV. O acoplamento entre as tensões trifásicas faz com que as demais fases (a e c) também sofram alterações em suas amplitudes originais. Em escala ampliada é possível observar picos de tensão na ordem de aproximadamente -1250 kV nas fases a e c .

De maneira análoga ao efeito da descarga nas tensões trifásicas, as correntes trifásicas no lado CA do terminal 1 também sofrem alteração em suas amplitudes e formas. Na Figura 30 (a), observa-se um pico de corrente na fase b na ordem de 20 kA e uma leve distorção nas demais fases, que cessa em poucos milissegundos.

As Figuras 31, 32 e 33 apresentam as medições das grandezas no link CC, onde é possível ver que $V_{ccp} - p$, I_{cc} e $V_{ccp} - t$ não sofrem alterações, revelando que não há propagação de distúrbios do lado CA para o lado CC.

Na Figura 34 são resumidos os resultados, com as mesmas grandezas apresentadas para a simulação sem a presença da proteção dos para-raios, tanto para o terminal 1 (Figura 34 (a) à (e)), quanto para o terminal 2 (Figura 34 (f) à (j)), desta vez acoplando os para-raios de ZnO.

O efeito da inserção dos para-raios no sistema pode ser notado quando observadas as reduções das sobretensões e sobrecorrentes no lado CA do terminal 1 (Figura 34 (a) e

Figura 29 – Tensões trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as tensões em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)

Figura 30 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as correntes em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)

(b)). A tensão na fase b têm amplitudes que variam de -300 à 450 kV, ouse seja, sofreu uma redução de aproximadamente 50 vezes quando comparado com a mesma grandeza para o sistema desprotegido pelos para-raios. Quanto a corrente, praticamente todo o pico positivo de corrente foi eliminado, restando apenas um sobressinal de -6 kA.

As grandezas calculadas no link CC permaneceram intactas, assim como visto para o sistema sem os para-raios, exceto pela modificação do sinal da tensão entre polos (V_{ccp-p}),

Figura 31 – Tensão entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)

Figura 32 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)

Figura 33 – Tensões entre os polos e terra no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)

que pode ser entendida pela adoção do modelo de resistência não-linear empregado para os para-raios e a atuação do sistema de controle, que tende a sintetizar a tensão enquanto os para-raios tendem a mitigar os efeitos de sobretensões e sobrecorrentes com o escoamento das mesmas para terra.

Figura 34 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga principal, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.

4.1.2 Caso 2

Para o caso 2, os resultados podem ser vistos nas Figuras 35, 36, 37, 38 e 39 para a simulação do sistema monopolar sem a utilização da proteção dos para-raios.

Os distúrbios ocasionados pela indução de correntes e tensões trifásicas podem ser vistos nos terminais 1 e 2 (Figuras 35 e 36, respectivamente). Como neste caso a descarga incide diretamente no link CC, por comparação com o caso 1, pode-se perceber que para este caso o mesmo isolamento não ocorre entre os lados CA e CC. As tensões trifásicas ficam levemente distorcidas, com um leve aumento de amplitude, e ocorre um afundamento das correntes para 2 kA, metade do valor em regime.

Figura 35 – Tensões trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)

Figura 36 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)

As Figuras 37, 38 e 39 apresentam as medições das grandezas no link CC, onde é possível ver que a descarga provoca distúrbio com distorções de maior intensidade para as grandezas calculadas no terminal 2. A descarga ao atingir o link CC nas proximidades do terminal 1, se propaga através de ondas viajantes que enxergam no terminal 2 uma impedância de valor elevado, fazendo com que as mesmas sejam refletidas, e sofram uma interferência construtiva que amplifica o valor da tensão, como observado na tensão CC entre polos no terminal 2 (Figura 37 (b)).

Por caracterizar uma onda de corrente, o impulso aplicado implica em uma amplitude da corrente no link CC de aproximadamente o seu valor pico de 30 kA (Figura 38 (a)). Tal efeito de amplificação pela ação da interferência construtiva das ondas viajantes não

Figura 37 – Tensão entre polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

ocorre, como visto para a tensão entre polos. Os valores mais elevados notam-se no polo positivo por este receber diretamente a descarga.

Figura 38 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as correntes em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

Pelas medições das tensões entre polos e terra no link CC (Figura 39) observa-se que a amplitude do sinal da descarga é grande o suficiente para não permitir que o sistema

retome aos valores de regime (-320 kV e 320 kV) no tempo de simulação (entre 8,60 s e 9,00 s), demonstrando que, só o sistema de controle não consegue mitigar os impactos causados. Ver-se novamente o efeito das ondas viajantes quando no terminal 2 são observados valores de sobretensões maiores do que no terminal 1.

Figura 39 – Tensões entre os polos e a terra no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões entre polo e terra em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

Na Figura 40 são resumidos os resultados, com as mesmas grandezas apresentadas para a simulação sem a presença da proteção dos para-raios, tanto para o terminal 1 (Figura 40 (a) à (e)), quanto para o terminal 2 (Figura 40 (f) à (j)), desta vez acoplando os para-raios de ZnO.

É notória a atuação dos para-raios quando observadas as diminuições nos valores de sobretensões e sobrecorrentes. A proteção contribui também para extinção do distúrbio provocado pela descarga, possibilitando que as tensões entre polo e terra retomem ao valor em regime (Figura 40 (d) e (i)). O mesmo não ocorre para o sistema desprotegido, como mencionado anteriormente.

Figura 40 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga principal, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.

4.2 Bipolo

O sistema bipolar em estudo é apresentado na Figura 41. O sistema HVDC interliga duas redes CA que têm seus parâmetros listados na Tabela 10, e são interligadas através de estações conversoras que têm seus parâmetros de valores nominais e de controle resumidos nas Tabelas 11 e 12, respectivamente.

Figura 41 – Sistema VSC-HVDC bipolar simulado.

Assim como para o sistema monopolar, as estações conversoras são conectadas através de uma linha de transmissão de 200 km, a qual é constituída por dois condutores fase do tipo Chukar distando 15,80 m um do outro e à 33,20 m de altura do solo; e por um cabo-guarda de aço galvanizado de 1/2 polegada, distante 11,90 m do eixo dos condutores. A estação conversora do terminal 1 opera controlando a tensão CC, enquanto a do terminal 2 controla a potência ativa.

Tabela 10 – Parâmetro da rede CA no sistema bipolar.

Parâmetros	Valores
Tensão da rede (kV_{ef})	T1: 240
	T2: 230
Frequência da rede (Hz)	60
Resistência série (Ω)	0,88
Resistência paralelo (Ω)	1000
Indutância do braço (mH)	50

Os parâmetros para o filtro CA para o sistema bipolar são apresentados na Tabela 13.

Os casos 1 e 2 grafados em azul na Figura 41 serão discutidos a seguir.

Tabela 11 – Valores nominais para as unidades conversoras do sistema bipolar.

Parâmetros	Valores
Potência nominal (MVA)	700
Tensão CA nominal (kV)	240
Tensão CC nominal (kV)	320
Frequência de chaveamento (kHz)	1,65

Tabela 12 – Parâmetros de controle para os conversores dos terminais 1 e 2 do sistema bipolar.

Variável	Parâmetros	Terminal 1	Terminal 2
		Valores	
Controle externo (tensão CA)	K_p	1	1
	T_i	0,1	0,1
Controle externo (tensão CC)	K_p	8	0,2
	T_i	0,1	0,2
Controle interno	K_p	0,65	0,65
	T_i	0,1	0,1
Correntes circulantes	K_p	0,8	0,8
	T_i	0,01	0,01

Tabela 13 – Valores dos parâmetros dos filtros CA para o sistema bipolar.

Parâmetros	Valores
Frequência de corte (Hz)	380
Tensão de fase (kV)	213
MVar por fase (MVA)	25
Fator de qualidade	0,88

4.2.1 Caso 1

Para o caso 1, os resultados podem ser vistos nas Figuras 42, 43, 44, 45 e 46 para a simulação do sistema bipolar sem a utilização da proteção dos para-raios.

A aplicação da descarga também ocorre na fase *b* do terminal 1, tal qual para o sistema monopolar, onde é possível observar na Figura 29 uma sobretensão de aproximadamente 20000 kV, que é menor do que a sobretensão vista para o mesmo estudo no sistema monopolar (22500 kV). O acoplamento entre as tensões trifásicas faz com que as demais fases (*a* e *c*) também sofram alterações em suas amplitudes originais. Em escala ampliada é possível observar picos de tensão na ordem de -500 kV nas fases *a* e *c*, valor levemente mais baixo quando comparado com o sistema monopolar.

As correntes trifásicas no terminal 1 também sofrem alteração de amplitude e algumas distorções na sua forma original. Na Figura 43 (a), assim como para o mesmo caso do sistema monopolar, observa-se um pico de corrente na fase *b* na ordem de 20 kA e uma leve distorção nas demais fases, que cessa em pouco menos de 50 milissegundos.

As Figuras 44, 45 e 46 apresentam as medições das grandezas no link CC, onde é

Figura 42 – Tensões trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as tensões em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)

Figura 43 – Correntes trifásicas no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) são as correntes em escala ampliada no terminal 1. (Caso 1)

possível ver que $V_{ccp} - p$, I_{cc} e $V_{ccp} - t$ não sofrem alterações em sua forma, mostrando a mesma característica de isolamento entres os terminais e o link HVDC visto no mesmo caso simulado para o sistema monopolar.

Na Figura 47 são resumidos os resultados, com as mesmas grandezas apresentadas para a simulação sem a presença da proteção dos para-raios, tanto para o terminal 1 (Figura 47 (a) à (e)), quanto para o terminal 2 (Figura 47 (f) à (j)), desta vez com o

Figura 44 – Tensão entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)

Figura 45 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 1)

Figura 46 – Tensões entre os polos e terra no terminal 1 (a) e terminal 2 (b) para o sistema monopolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)

acoplamento dos para-raios de óxido de zinco.

A atuação dos para-raios no sistema pode ser notada quando observadas as reduções das sobretensões no lado CA do terminal 1 (Figura 47 (a)). A tensão na fase *b* têm amplitudes que variam de -400 à 450 kV, uma redução de aproximadamente 45 vezes quando comparado com a mesma grandeza para o sistema desprotegido pelos para-raios.

Já para as correntes trifásicas no terminal 1, ver-se um pico de corrente de aproximadamente 26 kA na fase *b*, no instante onde o impulso é aplicado (8,60 s). Tal amplitude de corrente não é observada no sistema monopolar, como citado anteriormente, onde ver-se apenas uma pequena sobrecorrente de pico negativo (-6 kA).

Assim como no sistema monopolar, as grandezas calculadas no link CC também permaneceram intactas, tal qual ocorre com o sistema desprovido de para-raios. A diferença

Figura 47 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga principal, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.

é que, o sinal da tensão entre polos ($V_{ccp} - p$) demonstra-se mais estável do que o visualizado no sistema monopolar, onde observou-se uma oscilação de tensão em torno dos

640 kV, ocasionada pelas características não-linear do modelo do para-raios e da síntese de tensão no link CC.

4.2.2 Caso 2

Os efeitos da aplicação do impulso no link CC, próximo ao terminal 1 podem ser vistos nas Figuras 48, 49, 50, 51 e 52 para a simulação do sistema bipolar sem a utilização da proteção dos para-raios.

Os distúrbios ocasionados pelas correntes e tensões induzidas podem ser vistos nos terminais 1 e 2 (Figuras 48 e 49, respectivamente). Assim como visto no mesmo caso para o sistema monopolar, há propagação do distúrbio para fora do link CC, e o isolamento não ocorre entre os lados CA e CC.

As tensões trifásicas ficam levemente distorcidas, e têm um pequeno sobressalto de amplitude nas fases a , b e c , que por sua vez é mais acentuado na fase a do terminal 2, devido ao acoplamento entre fases. Já para as correntes trifásicas, percebe-se no terminal 1 que, o distúrbio ocorre de forma mais suave do que para sistema monopolar, mas no terminal 2, as correntes tendem a reduzir para aproximadamente 50% do seu valor em regime logo após a aplicação do impulso.

Figura 48 – Tensões trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)

Figura 49 – Correntes trifásicas no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios. (Caso 2)

As Figuras 50, 51 e 52 apresentam as medições das grandezas no link CC do sistema bipolar onde é possível observar que, diferente do sistema monopolar, o distúrbio provocado

pela descarga sofre atenuações ao longo do link CC, suficientes para que a interferência construtiva com a consequente amplificação do sinal da tensão entre polos (Figura 50 (b)) não seja observada do terminal 1 para o terminal 2. E em geral, o distúrbio é extinto mais rapidamente (aproximadamente 10 ms), cerca de 5 vezes mais rápido que para o sistema anterior.

Figura 50 – Tensão entre polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

O impulso aplicado pode ser visualizado quando nota-se uma amplitude correspondente ao seu valor de pico (30 kA) no instante igual a 8,60 s (Figura 38 (a)). O efeito de amplificação pela ação da interferência construtiva das ondas viajantes também não ocorre, assim como visto no sistema monopolar, e novamente, as sobrecorrentes com picos mais elevados são observadas no polo positivo pelo fator condicionante de este receber diretamente o impulso.

Uma característica observada no sistema bipolar é que, não só o sistema de controle atuou para mitigar os impactos causados pela descarga, como também as interferências vistas no polo negativo do sistema monopolar aqui foram nulas. Tal como visto para as tensões entre polos neste mesmo sistema, os aumentos nas tensões entre os polos e terra não sofreram alterações devido as reflexões das ondas viajantes quando observados os seus valores de pico nos terminais 1 e 2.

Na Figura 53 são resumidos os resultados, com as mesmas grandezas apresentadas para a simulação sem a presença da proteção dos para-raios, tanto para o terminal 1 (Figura 53 (a) à (e)), quanto para o terminal 2 (Figura 53 (f) e (j)), desta vez acoplando os para-raios de ZnO.

Figura 51 – Correntes entre os polos no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as correntes em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

Figura 52 – Tensões entre os polos e terra no Terminal 1 (a) e Terminal 2 (b) para o sistema bipolar, sem a presença dos para-raios, onde (c) e (d) são as tensões entre polo e terra em escala ampliada nos terminais 1 e 2. (Caso 2)

Notadamente, a atuação dos para-raios é observadas quando vê-se a redução nos valores das sobretensões, sobrecorrentes e com a diminuição das distorções dos sinais trifásicos. O controle do sistema bipolar consegue estabilizar as tensões e correntes nos níveis vistos em regime em poucos milissegundos, como visto no resultados da simulação sem os para-raios, e desta vez é auxiliado pela ação dos para-raios, que limitam os valores das

sobretensões e sobrecorrentes.

Figura 53 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.

Considerações Finais

Com a diversificação da matriz energética mundial pela inserção e aproveitamento de fontes de energia tais como a solar e eólica, vem também a necessidade de transmissão dos montantes energéticos por longas distâncias, e os circuitos das estações conversoras ficam expostos às mais diversas condições geográficas e climatológicas. Alternativa aos LCC-HVDC, a transmissão em CC com a tecnologia VSC existe e é recente. Os VSC-HVDC têm sua difusão apoiada na evolução da eletrônica de potência e sobressaem-se aos sistemas clássicos principalmente por sua flexibilidade quando se trata de controle de suas variáveis (controle de potência ativa e reativa).

Para tanto, neste trabalho foram apresentados os comportamentos de dois sistemas VSC-HVDC fictícios que têm todas as características de sistemas monopolar e bipolar, perante a situação de serem atingidos por impulsos com frente de onda íngreme, assim como uma descarga atmosférica, em dois casos distintos e também perante a uma descarga subsequente típica que sucede a primeira descarga (Apêndice A).

Na literatura atual que versa sobre análise de transitórios eletromagnéticos é possível encontrar informações sobre detecção e eliminação de faltas ocasionadas por esses fenômenos, porém, estudos sobre as consequências provocadas por perturbações geradas por descargas atingindo estes sistemas de transmissão CC existem em quantidades inexpressivas, e são de relevância significativa, uma vez que, as sobretensões e sobrecorrentes inesperadas podem avariar componentes de elevado valor econômico, como os transformadores, chaves semicondutoras, entre outros componentes constituintes dos sistemas.

A atuação dos sistemas de controle e a aplicação dos para-raios convencionais de ZnO à sistemas CC mostraram-se convenientes, uma vez que, o retorno aos valores em regime são obtidos em poucos milissegundos quando o sistema está desprotegido, e quando os para-raios são inseridos no sistemas, suprimem os surtos ocasionados pela descarga, como pôde ser visto na Seção 4.

Ainda, foi constatado que, o distúrbio gerado pelo impulso atingindo o elo CC é transmitido ao lado CA, e o mesmo não ocorre quando o impulso é aplicado à uma das três fases do lado CA, e em geral, o sistema bipolar apresentou-se mais estável quando

comparados os distúrbios provocados pela descarga nos dois sistemas, principalmente pela observação de não ocorrerem oscilações nas medições das tensões dos polos negativos à terra.

5.1 Trabalhos futuros

Algumas sugestões que poderão complementar este trabalho são:

- Comparar os sistemas com outros sistemas que utilizem conversores em outras topologias (três níveis ou mais);
- Comparar os efeitos para sistemas que utilizam conversores com ponte completa;
- Substituir os para-raios convencionais por específicos e comparar o efeito;
- Variar a incidência do impulso ao longo da linha CC.

5.2 Publicações

Decorrente desta pesquisa, foi produzido o artigo intitulado "Análise de Sistemas VSC-HVDC frente Descargas Atmosféricas", aceito em 7 de agosto de 2018 para o XXII Congresso Brasileiro de Automática - CBA2018, que ocorrerá entre os dias 9 a 12 de setembro de 2018, na cidade de João Pessoa - Paraíba, Brasil.

Referências

- ALHARBI, M. M.; CROW, M. L. Modeling of multi-terminal VSC-based HVDC system. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, v. 2016-Novem, p. 1–5, 2016. ISSN 19449933.
- ALMEIDA, T. B. R. **Análise de um Sistema de Transmissão VSC HVDC Submarino para alimentação de unidades de produção de petróleo offshore**. 104 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2011.
- ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission**. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2007. 357 p. ISBN 9780470511862. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/9780470511862%0Ahttp://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9780470511862.fmatter/summaryhttp://doi.wiley.com/10.1002/9780470511862>>.
- BEDDARD, A.; BARNES, M.; PREECE, R. Comparison of Detailed Modeling Techniques for MMC Employed on VSC-HVDC Schemes. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 30, n. 2, p. 579–589, 2015. ISSN 08858977.
- BERTLING, T. L. F. W. L. An Overview Introduction of VSC-HVDC: State-of-art and Potential Applications in Electric Power Systems. **CIGRE , Bologna, Paris**, p. 1–10, 2011. Disponível em: <http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/179408/local_179408.pdf>.
- CUNHA, L. V. **DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: INFLUÊNCIA DO EFEITO CORONA NA RUPTURA A MEIO DE VÃO**. 125 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia, 2010.
- FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 4^a. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2015. ISBN 9788521622116.
- GARCIA, J. C.; MOSALLAT, F. **HVDC VSC transmission interconnecting two AC systems**. 2015. Disponível em: <<https://hvdc.ca/knowledge-base/read,article/222/hvdc-vsc-transmission-interconnecting-two-ac-systems/v:>>>.
- HAN, Y. et al. Influence of Modeling Methods on the Calculated Lightning Surge Overvoltages at a UHVDC Converter Station Due to Backflashover. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1090–1095, 7 2012. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6216467/>>>.

HINRICHSEN, V. **Metal-Oxide Surge Arrester - Fundamentals**. 1st. ed. Berlin: [s.n.], 2001. 1–120 p.

IMECE, A. F. et al. Modeling guidelines for fast front transients. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 11, n. 1, p. 493–506, 1996. ISSN 08858977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/484134/>>.

Jae-Hyuk Kim; Yoon-Seok Lee; Byung-moon Han. New pre-charging scheme for MMC-based back-to-back HVDC system operated in nearest level control. In: **2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia)**. IEEE, 2017. p. 1445–1450. ISBN 978-1-5090-5157-1. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7992257/>>.

KHAZAEI, J. et al. Review of HVDC control in weak AC grids. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 162, n. February, p. 194–206, 9 2018. ISSN 03787796. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.05.022https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378779618301603>>.

MENDONÇA, C. K.; OBERST, C. A.; MADLENER, R. The Future Expansion of HVDC Power Transmission in Brazil: A Scenario-Based Economic Evaluation. **SSRN Electronic Journal**, n. 14, 2016. ISSN 1556-5068. Disponível em: <<https://www.ssrn.com/abstract=2847136>>.

MOURINHO, F. A. **Proteção de Linhas de Transmissão de Sistemas VSC-HVDC utilizando Limitadores de Corrente de Falta**. 144 p. Dissertação (Mestrado) — Univerisidade de São Paulo. Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2016.

NETO, A. S. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão**. 159 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 10 2004. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16112004-162658/>>.

ONI, O. E.; DAVIDSON, I. E.; MBANGULA, K. N. A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications. In: **2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)**. IEEE, 2016. p. 1–7. ISBN 978-1-5090-2320-2. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7555677/>>.

PEDROSA, R. d. O. **ESTUDO DA ABSORÇÃO DE ENERGIA DE PARA-RAIOS DE ZNO INSTALADOS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO DE 138 KV**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2013.

PERALTA, J. et al. Detailed and Averaged Models for a 401-Level MMC–HVDC System. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 3, p. 1501–1508, 7 2012. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6178298/>>.

PIANTINI, A. Lightning protection of low-voltage networks. In: **Lightning Protection**. The Institution of Engineering and Technology, Michael Faraday House, Six Hills Way, Stevenage SG1 2AY, UK: IET, 2010. cap. 12, p. 553–634. ISBN 9781849191067. Disponível em: <http://digital-library.theiet.org/content/books/10.1049/pbpo058e_ch12>.

PINTO, A. J. G. et al. Analysis of the electrical characteristics and surge protection of EHV transmission lines supported by tall towers. **International Journal of Electrical**

Power & Energy Systems, v. 57, p. 358–365, 5 2014. ISSN 01420615. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0142061513005401>>.

PORFIRO, A. O. M. **Análise de Sistemas de Transmissão HVDC Baseado em Conversores Modulares Multiníveis frente Descargas Atmosféricas**. Dissertação (Mestrado) — Univesidade de São Paulo. Escola Politécnica., 2018.

RAKOV, V. A. et al. CIGRE technical brochure on lightning parameters for engineering applications. In: **2013 International Symposium on Lightning Protection (XII SIPDA)**. IEEE, 2013. p. 373–377. ISBN 978-1-4799-1344-2. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6729246/>>.

ROGERSTEN, R. **VSC-HVDC System Modeling and Validation**. 1–132 p. Dissertação (Mestrado) — KTH Electrical Engineering, 2014.

SALIMI, M. **A New Approach for Compaction of HVDC Transmission Lines and the Assessment of the Electrical Aspects**. 214 p. Tese (Doutorado) — University of Manitoba. Faculty of Graduate Studies, 2017.

SOUSA, G. J. M. de; HELDWEIN, M. L. Concentrated submodules model for modular multilevel converters. In: **2017 IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)**. IEEE, 2017. v. 2018-Janua, n. April 2018, p. 1–6. ISBN 978-1-5090-6425-0. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/8333622/>>.

SUZUKI, N. Y. **Estudo de controle e proteção para sistemas de transmissão HVDC multiterminal baseados em conversores modulares multiníveis**. 1–97 p. Dissertação (Mestrado) — Univesidade de São Paulo. Escola Politécnica, 2018.

VASCONCELOS, L. A. **Metodologia para Representação de Sistemas de Transmissão em Corrente Contínua Multitermiais no Problema de fluxo de Potência**. 206 p. Dissertação (Mestrado) — Univesidade Federal de Juiz de Fora, 2014.

VISACRO, S. Desligamento de LT's por Descargas Atmosféricas. In: . Brasília: [s.n.], 2017. p. Workshop sobre boas práticas executadas em Planos.

YOU, M. et al. Lightning model for HVDC transmission lines. In: **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change**. IET, 2010. v. 0, n. 1, p. P62–P62. ISBN 978 1 84919 212 5. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2010.0337>>.

ZANETTA, L. C. **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência**. 1ª. ed. São Paulo: [s.n.], 2003. 718 p.

ZHANG, Y. et al. Review of modular multilevel converter based multi-terminal HVDC systems for offshore wind power transmission. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 61, p. 572–586, 2016. ISSN 13640321.

Apêndices

Resposta dos Sistemas à descarga subsequente

Conforme visto em Piantini (2010) as descargas subsequentes podem induzir tensões severas em sistemas elétricos, especificamente em redes elétricas de baixa tensão. Para tanto, neste trabalho também foram averiguados os efeitos de uma descarga subsequente nos sistemas VSC-HVDC monopolar e bipolar. Os resultados tanto para o caso 1 (quando a descarga atinge o lado CA do sistema, próximo ao terminal 1) quando para o caso 2 (quando a descarga atinge o link CC, próximo ao terminal 1) são apresentados nas Figuras 54, 55, 56 e 57 para o sistema monopolar, e nas Figuras 58, 59, 60 e 61 para o sistema bipolar. As mesmas considerações feitas no Capítulo 4 se aplicam para todos os casos e sistemas, com pequenas ressalvas sobre as amplitudes dos sinais.

Pode-se observar que para linhas de transmissão típicas, tais quais a linha em estudo, os efeitos causados pela descarga subsequente não prevalecem por mais que 20% do tempo de simulação, por consequência de não serem induzidas sobretensões que superem os limites nominais dos isoladores, que por sua vez são maiores, se comparados aos dos sistemas de distribuição.

Figura 54 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 1, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 55 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 56 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 2, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 57 – Resumo do desempenho do sistema monopolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 58 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 1, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 59 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 1, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 60 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, sem a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (g) tensões trifásicas, (h) correntes trifásicas, (i) tensão entre polos, (j) corrente no polos e (k) tensão entre polos e terra.

Figura 61 – Resumo do desempenho do sistema bipolar para descarga subsequente, caso 2, com a presença de para-raios. Terminal 1 - (a) tensões trifásicas, (b) correntes trifásicas, (c) tensão entre polos, (d) corrente no polos e (e) tensão entre polos e terra. Terminal 2 - (f) tensões trifásicas, (g) correntes trifásicas, (h) tensão entre polos, (i) corrente no polos e (j) tensão entre polos e terra.