



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Guilherme Dantas de Freitas

**ESTADO DA ARTE DA TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO
EM CORRENTE CONTÍNUA**

Campina Grande
2016

Guilherme Dantas de Freitas

**ESTADO DA ARTE DA TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO
EM CORRENTE CONTÍNUA**

*Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à coordenação do curso de
graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia
Elétrica*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador:
Professor Roberto Silva de Siqueira, M. Sc.

Campina Grande
2016

Guilherme Dantas de Freitas

**ESTADO DA ARTE DA TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO
EM CORRENTE CONTÍNUA**

*Trabalho de Conclusão de Curso
submetido à coordenação do curso de
graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande
como parte dos requisitos necessários
para a obtenção do grau de Bacharel em
Ciências no Domínio da Engenharia
Elétrica*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Roberto Silva de Siqueira, M. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

Os primeiros que passam por minha mente a agradecer são meus pais, pelo apoio e principalmente pela perseverança e valores passados. Dentre estes valores está a capacidade de agradecer a todos aqueles que nos acompanham em nossos trajetos.

Gostaria de agradecer aos professores que tive na UFCG pelo conhecimento transmitido em especial ao meu orientador Prof. Roberto Silva de Siqueira que, com seu ditado: “quem ensina derrubando aluno é professor de judô”, inspirou muitos alunos devido seu comprometimento com o ensino. Gostaria de citar também em especial os Professores Washington Neves e Damásio Fernandes que apesar do pouco contato que tivemos estes em muito me expiraram com seus conhecimentos e atenção para com seus alunos.

Queria ressaltar o quanto me sinto afortunado por fazer parte de um departamento tão eficaz quanto o DEE e agradecer especialmente a Tchaikovsky Oliveira e Adail Ferreira da Silva Paz pelo sempre exemplar atendimento que em muito ultrapassava suas obrigações. Muito esses dois me ensinaram e sempre serei grato por isso.

Gostaria também de agradecer meus amigos do período 11.1 em especial aos do grupo de WhatsApp JackDaniels por que se tenho certeza de uma coisa é de que sem os encontros para fazer relatório, provas estudadas juntas, horas de discussão e as informações compartilhadas, este trabalho não existiria. Também a meu amigo Bruno Sucupira, e especialmente, Lara Jeich pela cumplicidade, amizade e apoio sempre.

A todos que infelizmente não pude citar pelo espaço limitado mas que no dia-a-dia farei questão que estes fiquem sabendo, meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

Após ter passado para trás por muito tempo durante a “guerra das correntes”, a transmissão em corrente contínua volta a ganhar espaço e a mostrar-se a melhor ou até a única que viabiliza inúmeros projetos, envolvendo grandes quantidades de energia transferida ou longas distâncias. Essa mudança no jogo deve-se principalmente aos grandes avanços em tecnologias de conversão feitos nas últimas décadas. Este trabalho apresenta um Estado da Arte da transmissão de energia elétrica usando alta tensão em corrente contínua. Os diversos equipamentos usados neste tipo de instalações e suas particularidades enquanto aos equipamentos usados em corrente alternada serão apresentados. Uma atenção é dada aos desafios encontrados no desenvolvimento de equipamentos usados em corrente contínua e como pouco a pouco essas barreiras estão sendo derrubadas devido a massivos investimentos em pesquisa na área. Uma comparação entre o uso de HVDC e HVAC também é apresentada com intuito de ressaltar características intrínsecas a transmissão HVDC. Além de um prospecto do uso do HVDC, este trabalho também almeja mostrar a importância desta tecnologia na concretização de projetos que levarão a um novo patamar, a eficiência da transmissão de energia elétrica e, o papel das energias renováveis na matriz energética dos países.

Palavras-chave: Transmissão de energia, HVDC, Corrente Contínua, Energias Renováveis, Supergrid.

ABSTRACT

After being disregarded for a long time during the "war of currents", the transmission using direct current is gaining ground, placing itself as the best or even the only transmission technology to enable numerous projects involving large amounts of energy transferred over long distances. This big change is mainly due to the continuous improvements on conversion technologies made in last decades. This study contains a state of the art of power transmission using high voltage and direct current. It will discuss different types of equipment used in HVDC schemes and their peculiarities regarding similar equipment used in alternating current. Focus will be placed on understanding the challenges found in the development of the equipment used in DC and how gradually these barriers have fallen due massive investments on research. A comparison between HVDC and HVAC will also be presented in order to highlight the features of HVDC transmission. Not only a prospectus, this investigation aims to show the importance of this technology for several projects that will take for the next level the efficiency in energy transmission and the share of renewable energies in power generation.

Keywords: Power Transmission, HVDC, Direct Current, Renewable Energy, Supergrid.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplos de projetos de redes interconectando fontes de energias renováveis utilizando tecnologia HVDC	16
Figura 2 – Diagrama de linha de transmissão em CC segundo o método Thury.	17
Figura 3 – Imagens do interior da subestações HVDC.	19
Figura 4 – Produção eólica off-shore em MW da União Européia entre os anos 2005 e 2015.	20
Figura 5 – Projetos de transmissão HVDC instalados e planejados entre os anos de 1951 e 2014.	22
Figura 6 – Comparação dos custos de investimento de instalação HVDC e HVAC..	25
Figura 7 – Perdas em função da distância na transmissão de 1200 MW utilizando HVDC e HVAC.	26
Figura 8 – Comparação de tamanho de torres usadas transmissão 2GW com tensão de 500 kV.	28
Figura 9 – Tipos de ligações em HVDC	29
Figura 10 – Participação nas perdas de uma subestação HVDC para ligações back-to-back e ponto a ponto	30
Figura 11 – Tipos de elos mais comuns em operação em HVDC.	31
Figura 12 – Estruturas básicas de um cabo CC.	35
Figura 13 – Tecnologias de cabos utilizadas para diferentes comprimentos e níveis de tensão da transmissão	36
Figura 14 – Exemplos de configurações de conversores LCC.	37
Figura 15 – Formas de onda CC para uma ponte conversora de seis pulsos com ângulo $\alpha = 20^\circ$	38
Figura 16 – Circuito simplificado de um conversor VSC de dois níveis.	39
Figura 17 – Topologia de VSC-HVDC com três níveis.	40
Figura 18 – Esquema de um conversor MMC com submódulos de meia ponte em uma configuração em cascata.	41
Figura 19 – Saída gerada por um conversor MMC com 11 níveis.	41
Figura 20 – Proteção de zonas para um polo de uma subestação usando conversor LCC.	46
Figura 21 – Exemplo de uma proteção na linha de transmissão usando corrente diferencial.	48

Figura 22 – Estrutura de rede neural conhecida como <i>forward feeding artificial neural network</i>	50
Figura 23 – Atuação da proteção em caso de falta numa linha para diferentes estratégias de proteção.....	52
Figura 24 – Disjuntor mecânico passivo HVDC.....	56
Figura 25 – Comportamento de correntes nos ramos do disjuntor e tensão entre os terminais de CB durante processo de interrupção.	58
Figura 26 – Circuito simplificado de um disjuntor eletromecânico ativo.	59
Figura 27 – Perdas de condução de alguns semicondutores em relação às perdas de condução em IGBTs.....	61
Figura 28 – Esquema simplificado de um disjuntor de estado sólido	61
Figura 29 – Corrente nos diferentes caminhos de condução durante processo de interrupção de um disjuntor a estado sólido	62
Figura 30 – Disjuntor híbrido proposto pela ABB.	63
Figura 31 – Corrente através do disjuntor e caminhos dessa corrente durante estágios da interrupção	64
Figura 32 – Modelo de disjuntor HVDC proposto pela Alstom Grid.....	65
Figura 33 – Circuito simplificado de um disjuntor híbrido contendo apenas componentes mecânicos no caminho principal de corrente.....	66
Figura 34 – Correntes nos diferentes ramos do disjuntor.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Porcentagem de participação nos gastos de construção de uma subestação HVDC.....	25
Tabela 2 – Comparação do controle de redes CC e CA.	27
Tabela 3 – Configurações mais usadas em ligações HVDC	33
Tabela 4 – Comparação entre conversores LCC e VSC.....	42
Tabela 5 – Projetos usando VSC HVDC mais importantes até o ano 2015.	43
Tabela 6 – Informações básicas sobre diferentes tecnologias de disjuntores usados em transmissões HVDC.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
GCT	<i>Gate Commutated Thyristor</i> (Tiristor Comutado pela porta)
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i> (Tiristor desligado pela porta)
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i> (Transistor Bipolar de Porta Isolada)
IGCT	<i>Insulated-Gate Commutated Thyristor</i> (Tiristor Comutado por porta Isolada)
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i> (Alta Tensão em Corrente Alternada)
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Alta Tensão em Corrente Contínua)
LCC	<i>Line Commutated Converter</i> (Conversores Comutados pela Linha)
MMC	<i>Modular Multi-level Converter</i> (Conversor Modular Multinível)
MTDC	<i>Multi-terminal Direct Current</i> (Multiterminal em Corrente Contínua)
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> (Conversor Fonte de Tensão)

SUMÁRIO

1	Introdução	12
2	Evolução da transmissão em alta tensão e corrente contínua	16
2.1	Breve Histórico da transmissão em corrente contínua e alta tensão - HVDC	17
2.2	Transmissão em corrente contínua e alta tensão no mundo	21
2.3	Comparativo da transmissão em alta tensão em corrente contínua e em corrente alternada	24
3	Transmissão em alta tensão e corrente contínua	29
3.1	Classificações de ligações em HVDC	29
3.2	Configurações de elos HVDC	31
4	Linhas de transmissão HVDC	34
4.1	Linhas aéreas	34
4.2	Cabos isolados	34
5	Conversores	37
5.1	Conversores comutados pela linha	37
5.2	Conversores fonte de tensão	38
6	Proteção em sistemas HVDC	44
6.1	Detecção e identificação de faltas	46
6.1.1	Sobrecorrente e subtensão	47
6.1.2	Corrente diferencial	47
6.1.3	Proteção derivativa	48
6.1.4	Proteção baseada em ondas viajantes	49
6.1.5	Proteção usando redes neurais	49
6.2	Estratégias de proteção em redes HVDC	50
6.3	Disjuntores	53
6.3.1	Disjuntores eletromecânicos	55
6.3.1.1	Disjuntor eletromecânico passivo	56
6.3.1.2	Disjuntor eletromecânico ativo	58
6.3.2	Disjuntores estado sólido	59
6.3.3	Disjuntores híbridos	62
6.3.3.1	Topologia 1	63
6.3.3.2	Topologia 2	65

7 Conclusão.....	68
Referências.....	71

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento dos países é fortemente influenciado pelas suas infraestruturas energéticas, na medida em que, as diversas formas de energia estão na base de todas as atividades econômicas e dos serviços públicos em geral, além de serem essenciais ao cotidiano da população. Por esse caráter estratégico das fontes de energia, estas se constituem em um elemento de disputas políticas e comerciais internacionais, motivo pelo qual os governos vêm investindo em pesquisas e desenvolvimento de tecnologias para atender às demandas crescentes desse precioso insumo, que não deve ser descontinuado e nem insuficiente.

Neste sentido, a disponibilidade e a constância de energia, na forma mais adequada, com menor impacto ambiental, com maior segurança e eficiência econômica e energética fazem-se necessárias. Daí, o ingresso crescente de fontes de energias renováveis na matriz energética dos países, cuja constância na sua geração, concentrada ou distribuída, continua sendo um dos maiores problemas a serem enfrentados na atualidade segundo Chaudhuri (2014).

Como é consabido, a geração distribuída em pequenas unidades ainda é incapaz de substituir a geração concentrada de grandes unidades, em curto prazo, devido, dentre outros fatores, aos custos de implantação, operação e manutenção da geração distribuída quando comparada à concentrada. Assim, tem aumentado o interesse de países por investirem no desenvolvimento não somente de tecnologias para tornarem mais viáveis as gerações distribuídas, mas, igualmente, buscando tornar mais eficiente e econômica a transmissão a longas distâncias de energia elétrica gerada de modo concentrado, notadamente para atender à demanda ascendente por energia no mundo e, em especial, às especificidades dos países de grandes áreas territoriais ou que possuam consumidores distantes de fontes de energia ou dependência energética de outros países.

Ademais, há casos em que se faz mister escoar o excedente de energia gerada na forma concentrada para consumidores que se situam em territórios ou países distantes daqueles onde se situam as fontes geradoras. Portanto, o problema central, nestas situações consiste no fato de a demanda por energia não localizar-se próxima aos locais de sua geração.

No caso da energia elétrica, foco da presente pesquisa, para garantir-se a segurança no seu fornecimento, redes que se estendam por uma vasta região são instrumentos aptos a atenuar de forma eficaz essa flutuação na produção. Uma interligação de unidades geradoras distantes aproveita os diferentes picos de produção de cada unidade. Esses picos normalmente são defasados devidos às diferenças sazonais, de fuso-horário, de latitude e de outros fatores que podem gerar heterogeneidade de produção entre unidades geradoras.

Vários projetos visando este tipo de estrutura estão ganhando espaço em debates sobre a inserção de energias renováveis na matriz energética dos diversos países. Projetos de redes interconectando fontes de energias renováveis utilizando tecnologia para transmissão em alta tensão em corrente contínua - HVDC (do inglês: *High-Voltage Direct Current*) - objetivam uma interligação entre diversas unidades geradoras espalhadas por vários países e entre continentes. Estes projetos indicam que o aumento deste tipo de estrutura é um dos caminhos mais eficientes para alcançar a independência dos combustíveis fósseis na geração de energia elétrica. Um ponto em comum dentre todos esses projetos é a afirmação de que o uso da transmissão em alta tensão em corrente contínua - HVDC - é primordial para a viabilidade do projeto.

Uma das razões da relevância do presente trabalho sobre a transmissão de energia elétrica em alta tensão em corrente contínua diz respeito a um maior espaço de sua utilização na atualidade, em face da transmissão em alta tensão em corrente alternada, graças ao desenvolvimento de novas tecnologias nos equipamentos usados em HVDC que permitiram maior eficiência energética e redução no valor da energia final transportada.

Ademais, a transmissão usando alta tensão em corrente contínua apresenta inúmeras vantagens não apenas em projetos complexos com redes interconectadas, mas, também, para transmissões de energia entre dois pontos. Sendo esta forma de transmissão muitas vezes a melhor solução para alimentação de cargas distantes das unidades geradoras. A ligação entre duas redes dessincronizadas também pode ser possível usando corrente contínua, assim como se pode obter um controle mais fácil e bidirecional do fluxo de potência entre essas redes.

A evolução vivenciada pela tecnologia de transmissão HVDC nas últimas décadas, a solução que essa tecnologia de transmissão representa para o aumento da eficiência da transmissão de energia, a utilização de energias renováveis e o reduzido impacto ambiental foram os motivadores deste trabalho. Também, este trabalho busca contribuir com a possibilidade de disponibilizar para os interessados o Estado da Arte da transmissão em alta tensão em corrente contínua, mediante uma pesquisa bibliográfica que abrange a evolução experimentada pelos diversos equipamentos de conversão e da proteção necessários a essa modalidade de transmissão de energia elétrica.

No que diz respeito à estruturação desta Monografia, tendo em conta tornar a exposição do presente estudo mais inteligível, este foi dividido em mais seis capítulos, além deste primeiro introdutório do tema.

O Segundo Capítulo trata da evolução histórica da transmissão em alta tensão em corrente contínua – HVDC - apresentando sua evolução e diversos projetos ao redor do mundo que fazem uso desta tecnologia. Ademais, é feita uma comparação entre as transmissões em alta tensão em corrente contínua – HVDC – e em alta tensão e corrente alternada – HVAC.

O Terceiro Capítulo aborda configurações de arranjos e elos entre os conversores utilizados na transmissão em alta tensão em corrente contínua.

No Quarto Capítulo são apresentadas as características, as vantagens e desvantagens na utilização de linhas aéreas ou de cabos isolados na transmissão em alta tensão em corrente contínua.

O Quinto Capítulo apresenta os conversores usados para a comutação de corrente contínua para corrente alternada e vice e versa, bem como os avanços tecnológicos alcançados nos últimos anos pelos conversores em apreço.

O Sexto Capítulo aborda a proteção atualmente utilizada nos sistemas de transmissão em alta tensão em corrente contínua, em especial, diversos tipos de disjuntores usados na supressão de correntes de curto-circuito no lado de corrente contínua.

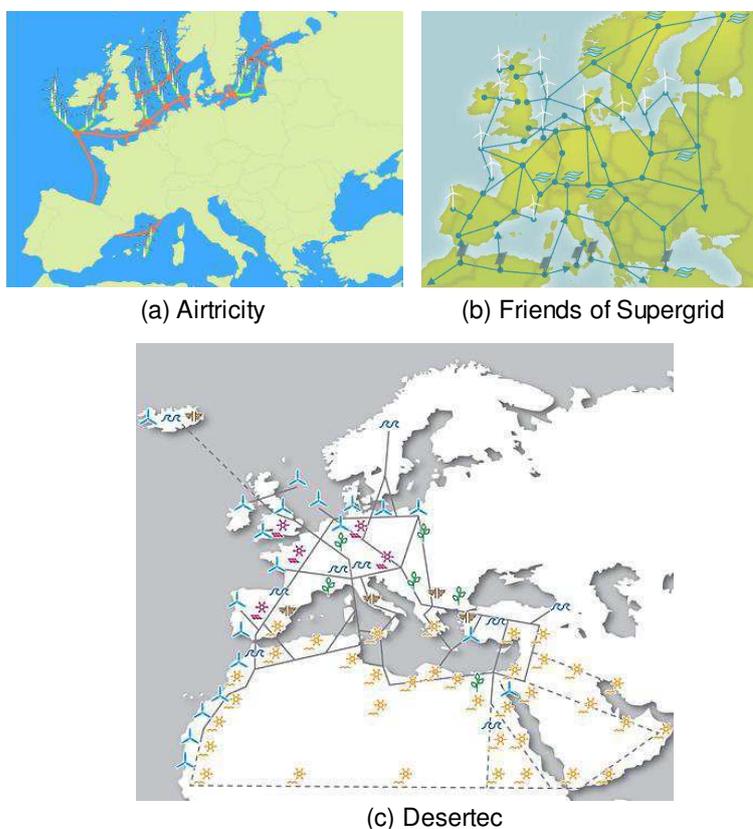
O Sétimo Capítulo é dedicado às considerações finais, onde estão incluídos também, comentários sobre os objetivos a que o presente estudo propôs-se atingir.

2 EVOLUÇÃO DA TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Como decorrência dos investimentos crescentes em pesquisa e desenvolvimento tecnológico, objetivando a maior eficiência na transmissão de energia elétrica, notadamente, em longas distâncias, tem ocorrido uma considerável melhoria no desempenho da transmissão em corrente contínua e alta tensão, acompanhada de redução no custo da energia transportada e menor impacto ambiental.

Essa evolução na utilização da transmissão em corrente contínua e alta tensão tem proporcionado inúmeros projetos de redes elétricas interconectando, principalmente, fontes de energias renováveis situadas em diversos países e continentes. Exemplos desses projetos são o Airtricity, a Supergrid e o Desertec ilustrados na Figura 1.

Figura 1 – Exemplos de projetos de redes interconectando fontes de energias renováveis utilizando tecnologia HVDC



Fonte: (a) <http://www.maritimejournal.com/news101>. Acessado em : 18 de julho de 2016;
(b) <http://www.friendsofthesupergrid.eu> . Acessado em : 18 de julho de 2016;
(c) <http://www.desertec.org> . Acessado em : 18 de julho de 2016.

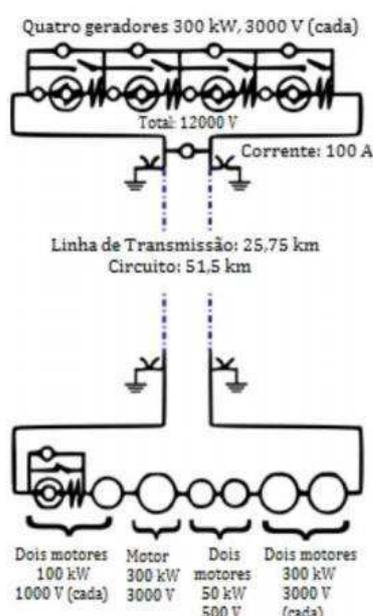
2.1 BREVE HISTÓRICO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA E ALTA TENSÃO - HVDC

A primeira transmissão de energia da história da eletricidade foi realizada em 1882 pela linha Miesbach–Munich, com uma extensão de 57 km. Esta energia provinha de um motor a vapor capaz de gerar uma potência de 2.5 kW, usando corrente contínua na tensão de 1,4 kV. A linha destinava-se a alimentar uma cascata artificial no palácio Glaspalast em Munique.

Na mesma década, foram realizadas outras experiências importantes de transporte de energia tanto em corrente alternada como em corrente contínua. Em 1889, na Itália, foi construída pela empresa Acquedotto De Ferrari-Galliera aquela que foi considerada como a primeira linha comercial em corrente contínua, utilizando grandes máquinas girantes e que tinha capacidade para transportar 630 kW, a 14 kV através de uma linha de 120 km de comprimento.

Este novo sistema, desenvolvido pelo suíço René Thury, consistia na ligação física em série de um conjunto de motores e geradores, o que permitia a existência de níveis de tensões mais elevados para o transporte e de níveis de tensão razoáveis para o consumo. O diagrama de uma linha de transmissão usando o método desenvolvido por Thury é apresentado na Figura 2.

Figura 2 – Diagrama de linha de transmissão em CC segundo o método Thury.



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/High-voltage_direct_current. Acessado em: 26 de julho de 2016.

Para evitar as perdas dos sistemas existentes de transmissão de energia em corrente contínua (CC) a solução encontrada e largamente utilizada durante décadas foi a transmissão trifásica de corrente alterna em alta tensão – HVAC (do inglês, *High Voltage Alternating Current*). No entanto, os problemas relacionados com o trânsito de potência reativa característico dos sistemas de transmissão em corrente alternada (CA) deixaram sempre em aberto a necessidade de desenvolver uma nova tecnologia que possibilitasse o transporte de energia em corrente contínua e alta tensão – HVDC (*High Voltage Direct Current*). Particularmente em situações nas quais haja a necessidade de transporte de energia por longas distâncias, que requerem a compensação de reativos e devido às perdas na transmissão muitas vezes tornava mais barato optar-se pela geração local.

O grande desafio para transmissão de grandes montantes de energia usando alta tensão em corrente contínua era o desenvolvimento de válvulas confiáveis e econômicas capazes de converter corrente alternada em corrente contínua e vice-versa em um elevado nível de tensão. August Uno Lamm é o nome do pesquisador responsável pelo fim desse problema. No ano de 1933, a equipe de Lamm construiu uma válvula que podia suportar dez vezes mais tensão que as válvulas produzidas naquela época.

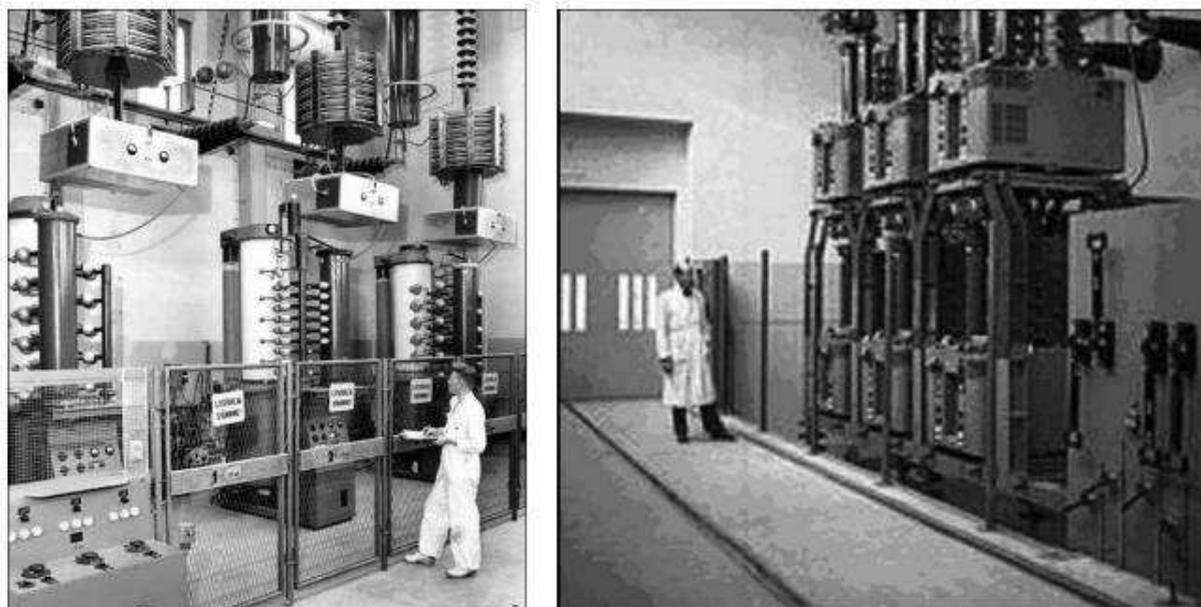
Atendendo um pedido do governo sueco, Lamm foi gradualmente aprimorando a sua invenção até que, em 1950, foi possível produzir a válvula que possibilitou construir a primeira linha comercial usando corrente contínua e alta tensão. A linha iria ligar o continente e a ilha de Gotland.

Assim, a ligação entre a ilha de Gotland e a costa leste da Suécia foi a primeira linha de transmissão totalmente comercial usando alta tensão em corrente contínua do mundo. A linha entrou em uso no ano de 1954 e transferia 20 MW com nível de tensão de 100 kV por de 96 quilômetros, usando cabos submarinos entre as cidades de Västervik na costa sueca e Ygne na ilha de Gotland.

A tecnologia de transmissão em alta tensão em corrente contínua tem avançado ao longo dos anos, permitindo o aumento das distâncias alcançadas, da capacidade de energia transportada e da tensão de transmissão. A linha de transmissão em comentário, por exemplo, recebeu diversos melhoramentos com o passar dos anos e hoje compõe um sistema bipolar com capacidade de 260 MW, ou

seja, 13 vezes maior que o projeto inicial. Imagens da estação original são mostradas na Figura 3.

Figura 3 – Imagens do interior da subestações HVDC.



Legenda: estação de teste de Trollhättan (esquerda), conversor da estação de Gotland (direita).

Fonte: Fialho, 2014.

Os avanços recentes em HVDC são devidos à melhoria da desempenho nos equipamentos usados, seja em tecnologia de conversão, em filtragem em corrente contínua e corrente alternada, em materiais antichamas, em válvulas e em microprocessadores. Atualmente, todos esses equipamentos têm atingido níveis mais elevados de performance ocupando menos espaço no decorrer dos anos, alavancando, com isso, o uso da transmissão HVDC (ABB, 2012).

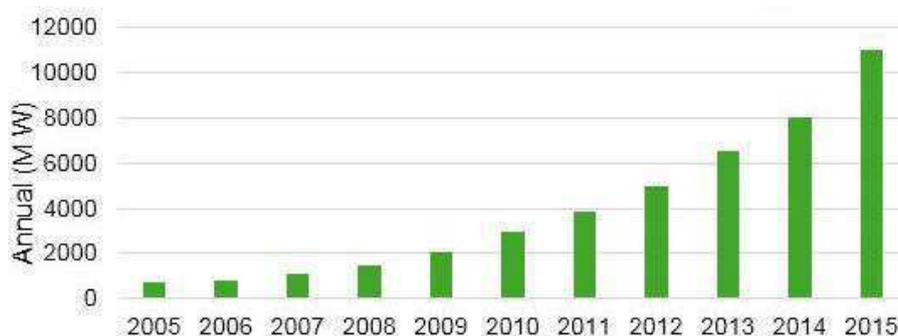
Muitos investimentos em tecnologias CC começaram depois da decisão tomada por diversos países da Europa de diminuir a geração de energia baseada em combustíveis fósseis. O plano energético até 2050 publicado pela União Europeia, no ano de 2011, define mudanças estruturais na matriz energética. Segundo Marten (2015), estas mudanças têm como objetivo conseguir que as energias renováveis forneçam entre 55% a 97% de toda energia consumida pelos seus países membros.

Para alcançar esta meta, inúmeras soluções estão sendo cogitadas. A considerada mais promissora solução é a produção de energia usando parques eólicos marítimos. A potência instalada usando esse sistema de geração cresce a

cada ano, enquanto a utilização fotovoltaica vem diminuindo na Europa, desde 2012, devido a medidas de natureza política (MARTEN, 2015).

Como exposto no gráfico presente na Figura 4, a geração eólica dos países membros da União europeia aumentou 15 vezes entre os anos de 2005 e 2015. Registra-se que informações mais detalhadas sobre o tema em tela estão disponíveis para pesquisa em EWEA (2015).

Figura 4 – Produção eólica off-shore em MW da União Européia entre os anos 2005 e 2015.



Fonte: adaptado de EWEA, 2015.

As razões pela escolha de turbinas eólicas offshore na Europa são inúmeras, mas, podem-se destacar as seguintes:

- Falta de espaço suficiente e adequado em terra. Pois, sistemas geradores de energia em terra firme ocupam muito espaço. Alguns países não têm espaço suficiente ou querem preservar as áreas naturais que lhes restam. Ademais, turbinas maiores também podem ser instaladas no mar.
- Os maiores consumidores de energia estão localizados normalmente nas costas dos países. A instalação de turbinas offshore colocaria os geradores próximos dos maiores consumidores, diminuindo perdas com transmissão.
- A velocidade do vento no mar é mais estável e mais forte do que em terra firme devido menor rugosidade do terreno. E também por ser este mais constante, há uma diminuição nas flutuações de produção de energia.

Apesar de todas essas vantagens na produção de energia usando parques eólicos marítimos, a transmissão de grandes quantidades de energia de forma eficiente através do mar é um desafio ainda a ser superado. A transmissão usando

alta tensão em corrente contínua apresenta os melhores resultados na solução desse problema, quando comparado com o uso de corrente alternada, além de apresentarem diversas vantagens que serão abordadas adiante.

2.2 TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA E ALTA TENSÃO NO MUNDO

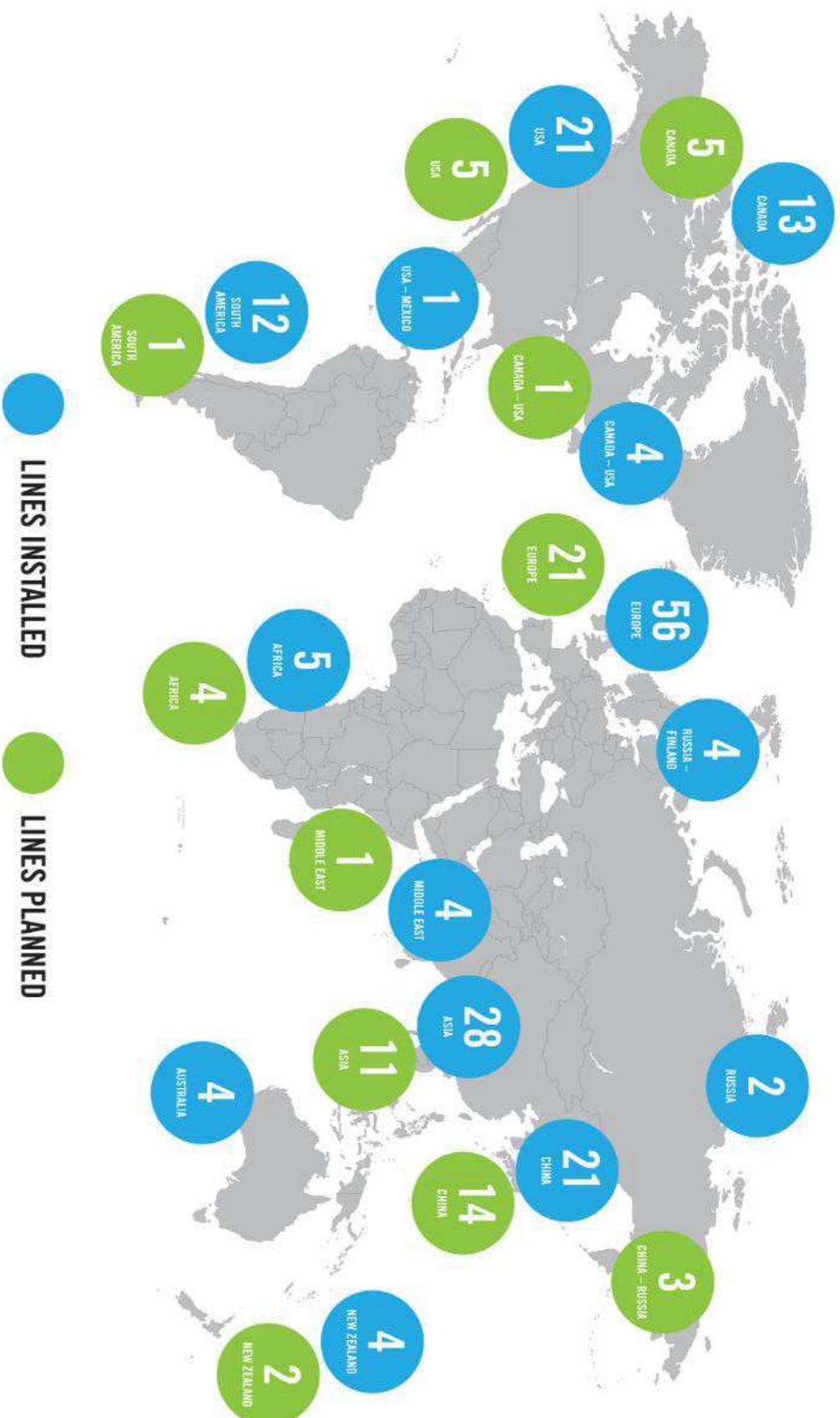
Na Figura 5 está indicada a quantidade de linhas de transmissão usando alta tensão em corrente contínua instaladas entre 1951 e 2014, bem como a quantidade de projetos dessas linhas até o ano 2014. Constata-se pela referida figura que a Europa lidera a corrida em número de projetos e de linhas de transmissão finalizadas. A razão para isso atribui-se a fatores históricos, políticos e econômicos deste continente.

Na Figura 5 também consta que em toda América do sul apenas 12 linhas estão em funcionamento. No Brasil uma linha de transmissão, no Rio Madeira, destaca-se por ser a maior do mundo. Esta linha possui 2385 km de extensão e uma tensão contínua nominal de 600 kV. Ela tem capacidade de transmissão de até 7,1 GW sendo 3150 MW por polo e 2x400 MW em ligação *back-to-back*. A linha conecta a subestação coletora de Porto Velho, em Rondônia, à subestação Araraquara-2, em São Paulo, e levou 24 meses para ser construída.

É de destacar que, o segundo e o terceiro lugares em extensão de linha de transmissão estão na China e são, respectivamente, as linhas Jinping-Sunan, com extensão de 2090 km, e Xiangjiaba-Shanghai, com 1980 km de extensão. Esta última ostenta também o título de a primeira linha em ultra alta tensão em corrente contínua da história.

Listas e especificações técnicas de dezenas de projetos ao redor do mundo podem ser encontrados em SIEMENS (2012) e ABB (2016a). Na página da European Commission presente nas referências encontra-se um mapa interativo de projetos na área de infraestrutura energética e de interesse comum da União Europeia. No mapa vários projetos de linhas HVDC são apresentados, bem como as especificações sobre estas linhas.

Figura 5 – Projetos de transmissão HVDC instalados e planejados entre os anos de 1951 e 2014.



Fonte: <http://ec.alterisgroup.net/index.php/hvdc-technology>. Acessado em 20 de julho de 2016.

O trabalho de Cao (2013) apresenta os projetos construídos e planejados de linhas de transmissão localizadas na China usando tanto HVDC quanto ultra alta tensão em corrente contínua. Os projetos apresentados tem horizonte de construção até 2020.

2.3 COMPARATIVO DA TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA E EM CORRENTE ALTERNADA

A cada ano a demanda de energia é cada vez maior e a alimentação dessas cargas crescentes exige constantes melhoramentos e expansões das linhas de transmissão. Com as cidades tornando-se cada vez mais densas e a legislação cada vez mais severa, no sentido de garantir um meio ambiente mais saudável, tornaram mais difíceis de serem efetivadas a expansão e construção de novas linhas para suprir o aumento das cargas elétricas.

Hoje em dia a transmissão de energia para longas distancias é majoritariamente feita em transmissão usando corrente alternada e uma alternativa para solução do problema de capacidade de transmissão poderia ser a mudança desse sistema, em corrente alternada, para um sistema em corrente contínua. Pois, como será discutido nesse capítulo, o uso do HVDC apresenta inúmeras vantagens que o fazem sobressair quando comparado com o uso de HVAC em muitos casos.

Tratando-se de longas linhas de transmissão, é sabido que o investimento em linhas de transmissão usando HVDC é menor quando comparado a HVAC para transportar a mesma potência. Entretanto o preço da conversão CA/CC é elevado, como consequência de suas subestações terem um custo superior àquelas subestações para CA (LARRUSKAIN, 2005). Os equipamentos de custo mais elevado em subestações HVAC são os transformadores e disjuntores, enquanto que naquelas que usam tecnologia HVDC, os seus conversores representam mais de 50% dos custos (MEAH, 2007). A Tabela 1 lista os principais gastos na construção de uma subestação CC e a porcentagem que eles representam nos custos totais da obra.

Na Figura 6 o gráfico compara os custos de transmissão usando corrente contínua e alternada em alta tensão. Até determinada distância a corrente alternada é a escolha mais econômica. Isso se deve ao fato de esta forma de transmissão ser uma tecnologia madura e de existirem no mercado de corrente alternada mais fabricantes e desenvolvedores do que há em relação a corrente contínua.

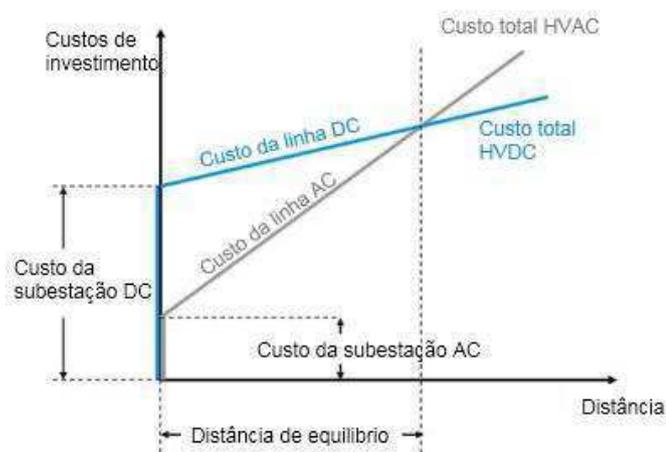
Tabela 1 – Porcentagem de participação nos gastos de construção de uma subestação HVDC.

Gasto	Porcentagem nos custos totais
Transformadores dos conversores	20-25
Válvulas (incluindo controle e refrigeração)	20-30
Filtros	5-20
Outros (comunicação, relés, indutâncias, para-raios)	5-15
Estudos e comissionamento	2-5
Mão-de-obra e alvenaria	15-30

Fonte: Meah, 2007.

Embora esses fatores contribuam para baixar os preços dos equipamentos, outros como perdas e controlabilidade principalmente, fazem com que exista uma distância a partir da qual transmissão em CC passa a ser a escolha mais econômica. A distância de equilíbrio a partir da qual CC é a melhor escolha depende de vários fatores, a exemplo da extensão da linha de transmissão. Mas, sabe-se que atualmente

Figura 6 – Comparação dos custos de investimento de instalação HVDC e HVAC.



Fonte: <http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>.

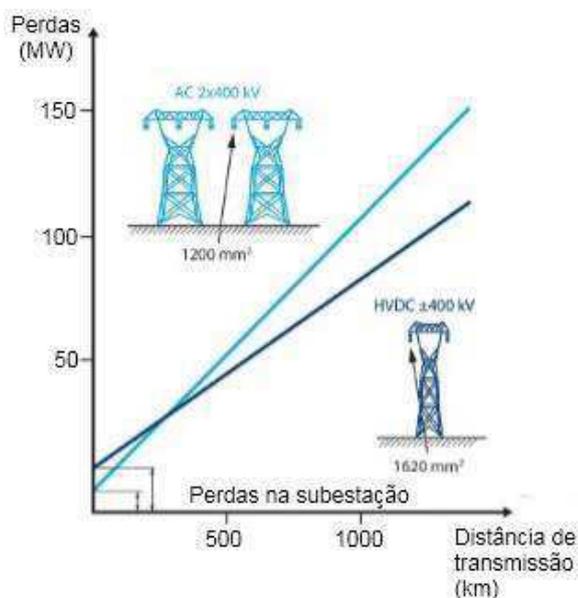
Acessado em: 09 de julho de 2016.

essa distância está compreendida no intervalo 600 a 800 km, quando são utilizadas linhas aéreas, sendo que no caso de cabos submarinos, esta distância seria em torno de 50 km (ABB, 2016b).

A energia dissipada nas linhas HVAC é maior que nas linhas HVDC devido ao efeito pelicular e ao efeito corona. Estes fenômenos verificados nas linhas de transporte em CA são proporcionais à intensidade da corrente, à frequência e às características magnéticas dos condutores e traduzem-se em perdas de energia. No entanto, nas linhas de transmissão em HVDC, a perda total de potência devido a estes efeitos é considerada desprezível, uma vez que alcança valores inferiores a 5 MW para níveis de tensão de até 450 kV e linhas cujo comprimento seja cerca de até 900 km (FIALHO, 2014).

Na Figura 7 as perdas em função da distância são mostradas para os casos de transmissão de 1200 MW usando HVDC e HVAC. As perdas em nível de estação no caso CC são maiores devido perdas de conversão. Para estações usando a denominada tecnologia *HVDC Classic* essas perdas são de 0.6% e para aquelas nas quais se utiliza a tecnologia HVDC light as perdas são de aproximadamente 1% da potência a ser transmitida (ABB, 2016b). A linha HVDC entre Yunnan e Guangdong no sul da China, por exemplo, apresenta 50% menos perdas de potência do que se esta linha fosse construída usando HVAC (SIEMENS, 2015).

Figura 7 – Perdas em função da distância na transmissão de 1200 MW utilizando HVDC e HVAC.



Fonte: ABB, 2016b.

Outro aspecto que a transmissão usando corrente contínua supera aquela utilizando corrente alternada é a controlabilidade. A Tabela 2 apresenta alguns pontos no controle de linhas de transmissão CC e CA.

Tabela 2 – Comparação do controle de redes CC e CA.

	Conexão CC	Conexão CA
Fluxo de cargas	Totalmente controlada pelo operador em ambas direções	Depende de condições atuais da rede
Demanda de pico	Capacidade de sobrecarga inerente	Capacidade de sobrecarga não controlada pelo operador
Estabilização de redes conectadas	Estabiliza independentemente tensão e frequência	Sem características de controle

Fonte: SIEMENS, 2012.

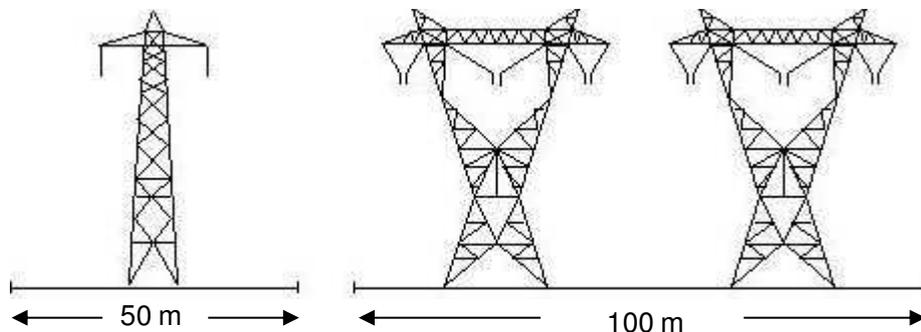
A transmissão HVDC também tem vantagens sobre HVAC no aspecto ambiental. Torres para linhas aéreas CC ocupam menos espaço que as torres CA, além de utilizarem apenas dois terços de isoladores e linhas. Além disso, para um mesmo nível de tensão, apresentam a vantagem de necessitarem da metade do número de pórticos de sustentação, com menor dimensão. Esta característica, para além dos consequentes benefícios econômicos, proporcionam vantagens, igualmente, no aspecto ecológico, na medida em que a influência da área ocupada pelas linhas será menor.

O espaço que seria necessário para instalação de uma dessas opções de torres em uma transmissão de 2GW é mostrado na Figura 8. A opção pela transmissão em corrente contínua necessitaria de apenas duas linhas em uma configuração de ± 500 kV, enquanto que a opção em CA necessitaria de 6 linhas no mesmo nível de tensão segundo ABB (2016). No caso de necessidade de aumentar a potência fornecida, sem os problemas ambientais causados pela construção de novas linhas, as torres com transmissão em CA poderiam ser mantidas e somente as linhas trocadas, usando a mesma torre a opção CC tem capacidade de transferir 3 vezes mais potência elétrica.

O fluxo magnético gerado por linhas HVDC é menor até mesmo que o natural da terra, que é de $40 \mu\text{T}$. Próximo a cabos isolados CC a densidade do fluxo magnético

gerado é $25 \mu\text{T}$, enquanto que cabos semelhantes em HVAC produzem um fluxo de densidade $60 \mu\text{T}$.

Figura 8 – Comparação de tamanho de torres usadas transmissão 2GW com tensão de 500 kV.



Legenda: HVDC (a esquerda) e HVAC (a direita).

Fonte: ABB, 2016.

A interferência em ondas de rádio causada por linhas aéreas HVDC é bem menor que a causada por linhas aéreas HVAC. Para HVDC a interferência é de 40 dB ($\mu\text{V}/\text{m}$) para 0,5 MHz, 300 metros do condutor, e para HVAC o valor é de 50 dB ($\mu\text{V}/\text{m}$) (FIALHO, 2014).

O valor do campo eléctrico numa linha de transmissão varia ao longo do ano em função de variações sazonais do valor da humidade relativa do ar. As linhas em CC sofrem menos deste efeito devido à falta de equilíbrio da corrente de deslocamento. O problema ocasionado pela tensão de passo é também menor em sistemas HVDC, mesmo quando comparado com níveis menores de tensão HVAC (FIALHO, 2014).

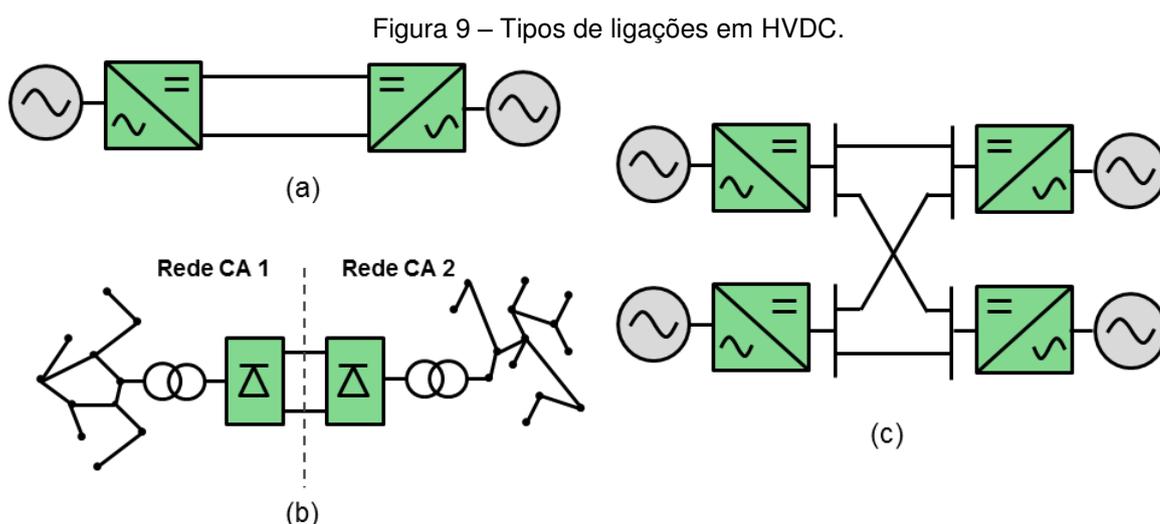
Uma das maiores desvantagens dos sistemas HVDC é a complexidade técnica desses sistemas. Esta desvantagem verifica-se tanto na maior quantidade de equipamentos constituintes, como na complexidade desses equipamentos, como pode-se constatar nas conversoras e disjuntores de CC. Os conversores existentes nas terminações das linhas para realizar a conversão CA/CC são compostos por uma considerável quantidade de equipamentos que ocupam uma área substancialmente superior quando em comparação com as subestações de CA.

3 TRANSMISSÃO EM ALTA TENSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

3.1 CLASSIFICAÇÕES DE LIGAÇÕES EM HVDC

Segundo Graham (2004) As transmissões usando alta tensão em corrente contínua podem ser classificadas em três:

- Ponto-a-ponto: a transmissão de potência ocorre sempre de um emissor para um receptor que estão separados fisicamente por uma longa distância. Esse tipo de ligação é usado para alimentar cargas que estão localizadas longe de unidades geradoras.
- *Back-to-back*: usada como conexão de duas redes CA que podem estar dessincronizadas. O uso de HVDC para ligar duas redes CA é devido o controle de fluxo de potência bidirecional entre essas redes propiciado pelo uso de uma conexão *back-to-back* HVDC. Normalmente os conversores estão na mesma subestação.
- Multiterminal: caracteriza-se por ser uma conexão entre mais de dois terminais.



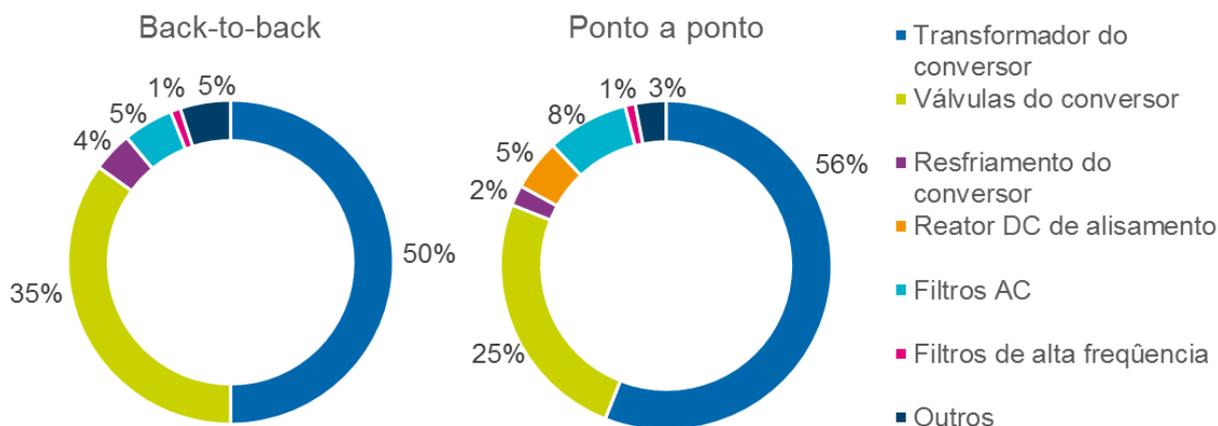
Legenda: (a) ponto-a-ponto, (b) back-to-back e (c) Multi-terminal.

Fonte: o próprio autor.

A participação de cada componente nas perdas de uma subestação HVDC *back-to-back* e, para uma subestação que realiza uma transmissão ponto-a-ponto, são

apresentados na Figura 10. Apesar dos equipamentos usados em cada subestação ser praticamente o mesmo, as perdas são distribuídas de forma diferente devido a funcionalidade da estação não ser a mesma.

Figura 10 – Participação nas perdas de uma subestação HVDC para ligações back-to-back e ponto a ponto.



Fonte: ALSTOM, 2015.

Rudervall (2000) lista alguns projetos usando alta tensão em corrente contínua são citados, assim como a razão pela escolha do HVDC como tecnologia de transmissão; entre eles estão os projetos:

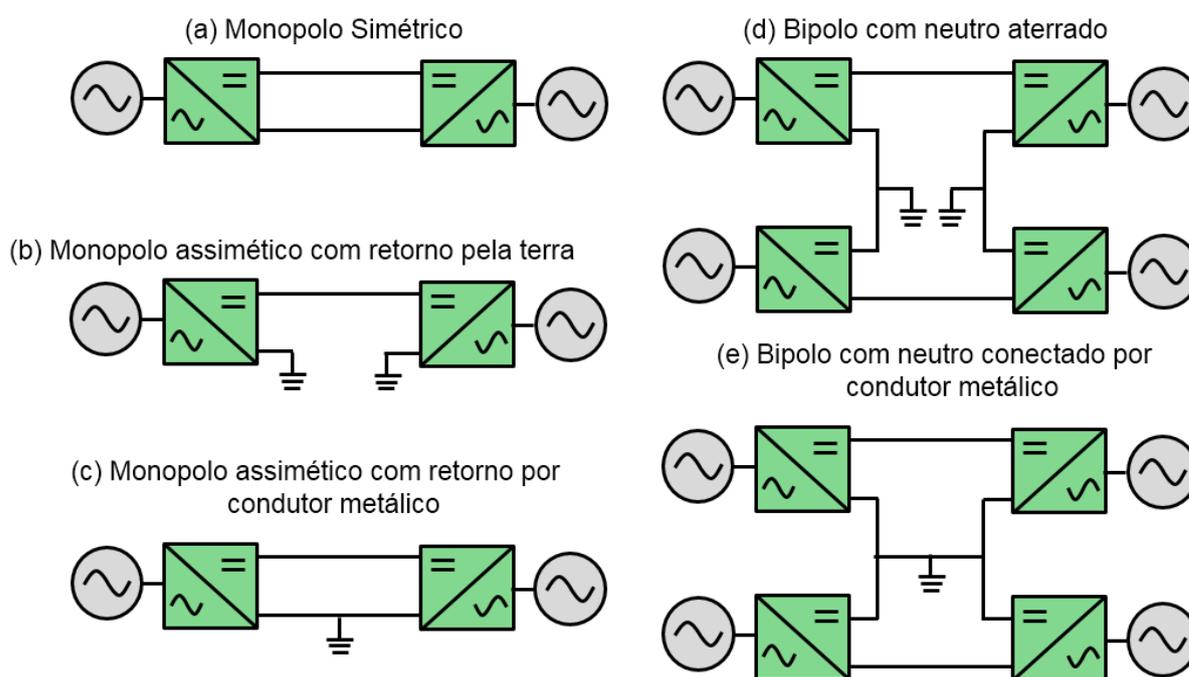
- Itaipu, Brasil, a escolha de HVDC neste projeto teve inúmeras causas. Uma alta quantia de potência transferida (6300 MW), longa distância de transmissão (800 km) e o fato de ser uma conexão entre duas redes dessincronizadas.
- Leyte-Luzon, Filipinas. O HVDC foi escolhido para permitir o fornecimento de energia geotérmica em grandes quantidades para a ilha, e também garantir a estabilidade da rede CA de Manila
- Garabi, um projeto independente entre argentina e brasil. A ligação HVDC *back-to-back* tem o objetivo de assegurar o fornecimento de energia da argentina para o brasil. A ligação tem potência nominal de 1GW e um contrato de funcionamento de 20 anos.
- Em Gotland, Suécia, a transmissão em corrente continua foi escolhida por representar uma alternativa que aliava segurança energética e conservação de sítios arqueológicos e turísticos da área.

- Em Queensland, Austrália, a ligação HVDC proporcionou um canal bidirecional para trocas de energia entre os estados de Nova Gales do sul e o de Queensland; o sistema escolhido assegurou baixo impacto ambiental e um tempo de construção reduzido.

3.2 CONFIGURAÇÕES DE ELOS HVDC

Para uma transmissão em corrente contínua são necessários pelo menos dois conversores ligados entre si. Como esse elo ou ligação será feito depende de diversos fatores entre eles distância, potência e até legislação ambiental. Com intuito de facilitar o entendimento apenas ligações entre duas estações conversoras são classificados nessa discussão. Os tipos de elos mais comuns em operação são exibidos na Figura 11.

Figura 11 – Tipos de elos mais comuns em operação em HVDC.



Fonte: o próprio autor

Quanto ao número de polos, as ligações podem ser monopolares ou bipolares. As ligações monopolares podem ser simétricas ou assimétricas. Uma ligação simétrica significa que o neutro do barramento do conversor é aterrado e as estações são conectadas por duas linhas de mesmo nível de tensão e polaridades opostas. Uma ligação monopolar assimétrica significa que as subestações são conectadas por

apenas uma linha em alta tensão – normalmente a de polaridade negativa para linhas aéreas – enquanto o retorno irá se dar por um condutor de retorno ou pela terra e não pela linha de polaridade oposta como no caso simétrico. A polaridade negativa é utilizada preferencialmente devido ao efeito corona ser menor quando este polo é usado. Essa configuração assimétrica pode ser instalada primeiro planejando uma possível expansão para uma ligação bipolar.

Configurações monopulares apresentam a desvantagem de que em caso de defeito em uma linha a transmissão está inteiramente comprometida, o que não acontece com a configuração bipolar.

No caso da ligação bipolar dois conversores independentes são conectados em série de cada lado da transmissão, o ponto de conexão entre os dois será o neutro, que pode ser aterrado ou conectado com o neutro dos conversores no outro extremo da linha por meio de um condutor metálico. Em condições normais, cada um dos conversores de cada lado opera independentemente, um carregando corrente positiva e o outro, negativa. No caso de linhas aéreas essa condução de correntes em direção opostas produz muito menos harmônicos que uma transmissão monopolar assimétrica. Um sistema bipolar solidamente aterrado é equivalente a dois sistemas monopulares assimétricos.

Caso cada conversor da configuração bipolar for dimensionado para 2 vezes sua potência nominal, em caso de perda de um polo o outro será capaz de continuar a transferência de potência em nível nominal, ou seja, sem prejudicar a entrega de energia.

Quanto ao retorno, como explicado, este pode ser pela terra ou por um condutor metálico. Estes condutores são usados normalmente em situações onde um retorno pela terra deve ser evitado, seja pela impedância do retorno, interferência em instalações metálicas ou por legislação marítima. O condutor metálico tem baixo requerimento de isolamento.

A Tabela 3 contém as ligações mais comuns em sistemas HVDC, e de forma resumida, apresenta também algumas vantagens e desvantagens de cada elo.

Tabela 3 – Configurações mais usadas em ligações HVDC.

Configuração	Vantagens	Desvantagens
Monopolar simétrico	<ul style="list-style-type: none"> – Rede CA não contribui na corrente de falta em caso de curto-circuito no polo CC – Transformadores não são expostos a estresse CC – Sem corrente de retorno pela terra 	<ul style="list-style-type: none"> – Em caso de falta toda a potência transferida é comprometida – Necessita de dois condutores com isolamento nominal igual a tensão de transmissão
Monopolar assimétrico com condutor de retorno metálico	<ul style="list-style-type: none"> – A isolamento nominal do condutor metálico de retorno é menor que a das linhas de transmissão – Permite expansão para a configuração bipolar – Sem corrente de retorno pela terra 	<ul style="list-style-type: none"> – Em caso de falta toda a potência transferida é comprometida – Transformadores precisam ser projetados para aguentar estresse CC
Monopolar assimétrico com retorno pela terra	<ul style="list-style-type: none"> – Custo e perdas minimizados devido uso de apenas um condutor para transporte de potência – Permite expansão para a configuração bipolar 	<ul style="list-style-type: none"> – Correntes de retorno pela terra podem ser proibidas por leis ambientais – Faltas do lado CC são alimentadas também pela grid AC – Em caso de falta toda a potência transferida é comprometida – Transformadores precisam ser projetados para aguentar estresse CC
Bipolar com neutro aterrado	<ul style="list-style-type: none"> – Redundância na transmissão em caso de perda de uma linha 	<ul style="list-style-type: none"> – Mais caro comparado com instalações monopolares de mesma potência – Correntes de retorno pela terra podem ser proibidas por leis ambientais – Faltas do lado CC são alimentadas também pela grid AC – Transformadores precisam ser projetados para aguentar estresse CC
Bipolar com neutro conectado por condutor metálico	<ul style="list-style-type: none"> – Redundância na transmissão em caso de perda de uma linha 	<ul style="list-style-type: none"> – Mais caro comparado com instalações monopolares de mesma potência – Necessita de condutor de neutro – Transformadores precisam ser projetados para aguentar estresse CC

Fonte: Adaptada de ABB, 2014.

4 LINHAS DE TRANSMISSÃO HVDC

Na prática, a transmissão em alta tensão em corrente contínua utiliza tanto cabos subterrâneos e marítimos, quanto linhas aéreas. O uso de linhas aéreas para transmissão de energia ainda é restrito devido limitações térmicas. Cabos isolados por outro lado tem como principal limitante a ação do tempo sobre sua isolação. Segundo Van Hertem (2016, p.73), para assegurar uma expectativa de vida similar para ambas alternativas de linhas, cabos isolados devem ter uma temperatura de operação inferior a de linhas aéreas.

Tanto cabos isolados como linhas aéreas usam como condutor cobre ou alumínio. O cobre tem uma alta condutividade, resultando condutores mais finos, enquanto o alumínio tem baixa densidade e custo. A baixa densidade dos condutores de alumínio é principalmente vantajosa em linhas aéreas devido as estruturas requeridas para torres serão também menos robustas. Como antes discutido, em operação CC normal não existe necessidade de compensação de reativos.

4.1 LINHAS AÉREAS

O uso de linhas aéreas em sistemas CC é similar ao uso em sistemas CA, e apesar de algumas mudanças no projeto, suas torres também são similares. Entretanto, a capacidade de transmissão de linhas HVDC é muito superior. Ganhos em capacidade de transmissão de até 80% podem ser alcançados com a conversão de sistemas atuais CA para CC.

Quando comparadas com linhas de transmissão em CA, segundo Arrillaga (2007) as linhas em corrente contínua são mais susceptíveis a ocorrência de disrupção nos isoladores devido a presença de poeira e a constante polarização do ar ao redor dos fios.

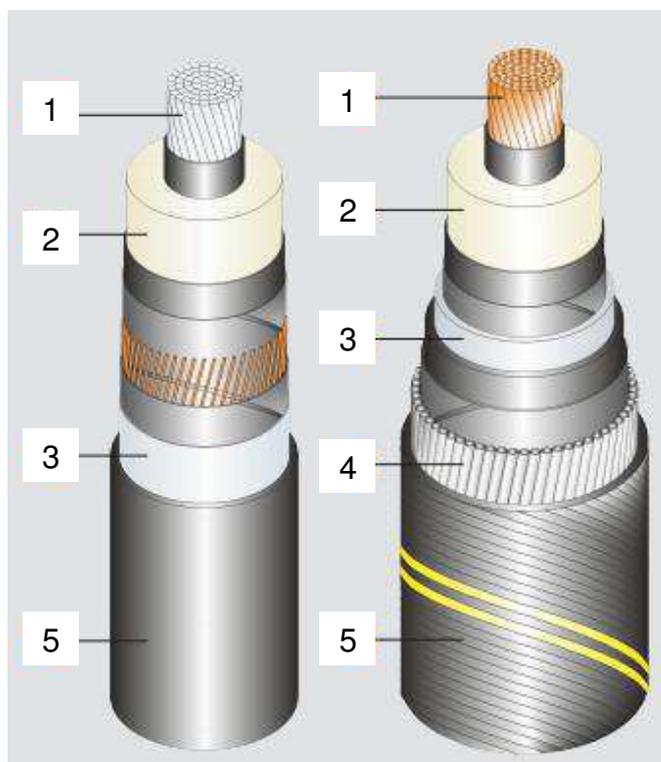
4.2 CABOS ISOLADOS

O calor produzido por perdas ôhmicas nos cabos tem que ser dissipado pelo seu isolante e no caso de cabos subterrâneos, pelo solo ao seu redor. Sendo a limitação no aquecimento maior em cabos isolados que em linhas aéreas, os cabos necessitam de uma secção de transmissão maior que linhas aéreas para transmitir a mesma potência nas mesmas condições. Como consequência, cabos isolados

apresentam uma resistência menor que linhas aéreas; apresentam também uma maior capacitância devido, entre outros motivos, a distância com a terra ser bem menor.

Na Figura 12 são apontados as estruturas básicas de um cabo subterrâneo e de um cabo submarino. O número 1 aponta o condutor, que pode ser de cobre ou alumínio. O número 2 indica a isolação, na figura um cabo com isolação é de polietileno reticulado é representado. Uma lâmina de cobre ou de alumínio indicada por 3 serve de barreira contra água. Em cabos submarinos fitas absorventes são também usadas nessa camada para aumentar a estanqueidade do cabo. A armadura designada por 4 é presente apenas em cabos submarinos, esta camada serve para proteger contra corrosão ou qualquer degradação que o ambiente marítimo possa vir a causar. Por fim, um revestimento usando polietileno também fornece proteção contra agentes químicos e estabilidade mecânica.

Figura 12 – Estruturas básicas de um cabo CC.



Legenda: Cabos subterrâneos (a esquerda) e submarinos (a direita).

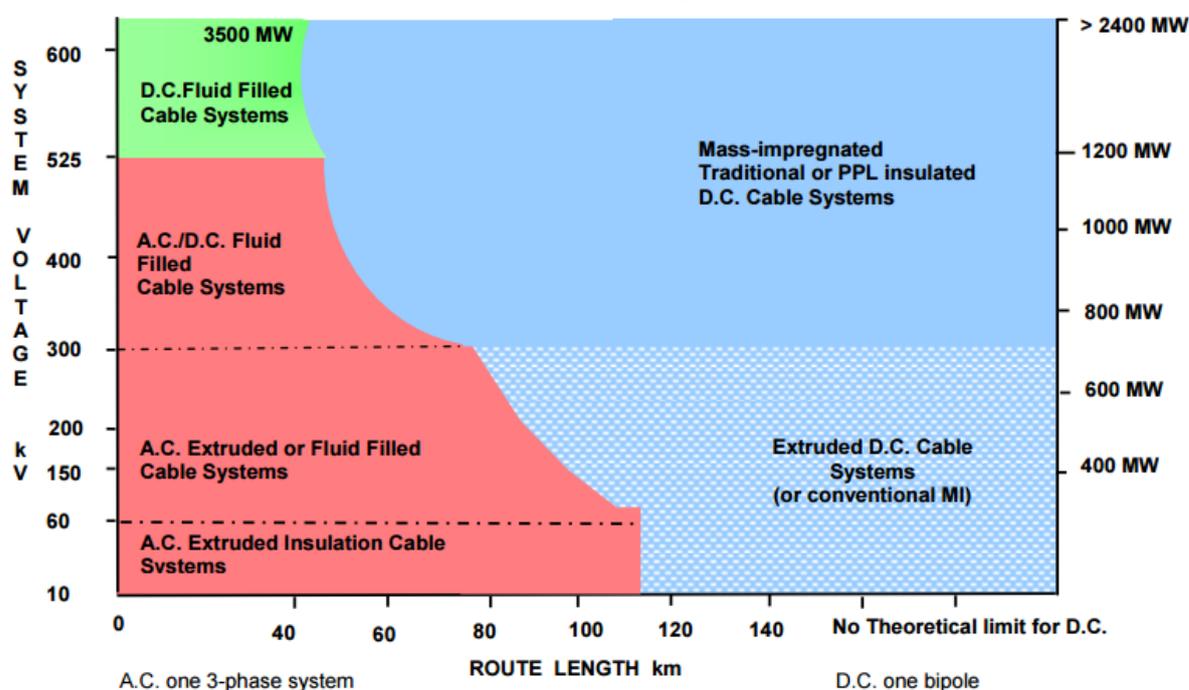
Fonte: ABB, 2015.

Basicamente três tipos de cabos isolados estão disponíveis para a utilização em HVDC: cabos de massa impregnada, cabos revestidos com óleo a baixa pressão e cabos usando isolantes reticulados. Desses citados, os cabos com massa

impregnada e isolantes reticulados são os mais utilizados. Isso ocorre devido limitações de tamanho em cabos preenchidos com óleo e a possibilidade de vazamentos do óleo no mar segundo Fialho (2014). A Figura 13 exibe os limites das tecnologias de cabos que podem ser usadas em uma transmissão HVDC. A figura toma como eixos a potência transmitida, a tensão de transmissão e a distância de transmissão. No entanto a figura encontra-se desatualizada pois em 2015 a ABB em parceria com a *Borealis*, lançaram uma linha de cabos com isolação extrudada que ultrapassou em mais de 50% capacidade de transmissão de potência e um aumento na tensão nominal máxima na mesma proporção conforme relatado por ABB (2015).

O tamanho máximo de cada segmento dos cabos isolados não é limitado pela produção ou por propriedades reativas do cabo, mas simplesmente pelo peso e diâmetro do carretel usado para armazená-lo. Essa limitação em tamanho é em torno de 1 km o que significa que transmissões marítimas (normalmente entre 30-50 km) usam junções para conectar esses segmentos. Estas junções impactam os preços e a confiabilidade de transmissões usando cabos.

Figura 13 – Tecnologias de cabos isolados utilizadas para diferentes comprimentos e níveis de tensão da transmissão.

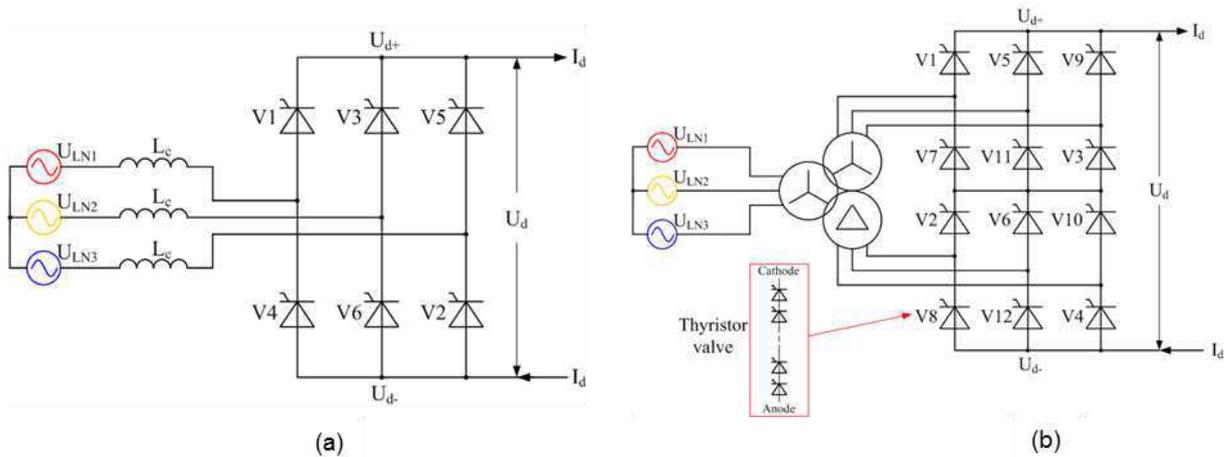


5 CONVERSORES

5.1 CONVERSORES COMUTADOS PELA LINHA

A maioria dos sistemas em operação ainda usa os conversores denominados *Line-Commutated Converters* ou, conversores comutados pela linha. Um circuito básico para duas versões de conversores LCC é apresentado na Figura 14.

Figura 14 – Exemplos de configurações de conversores LCC.



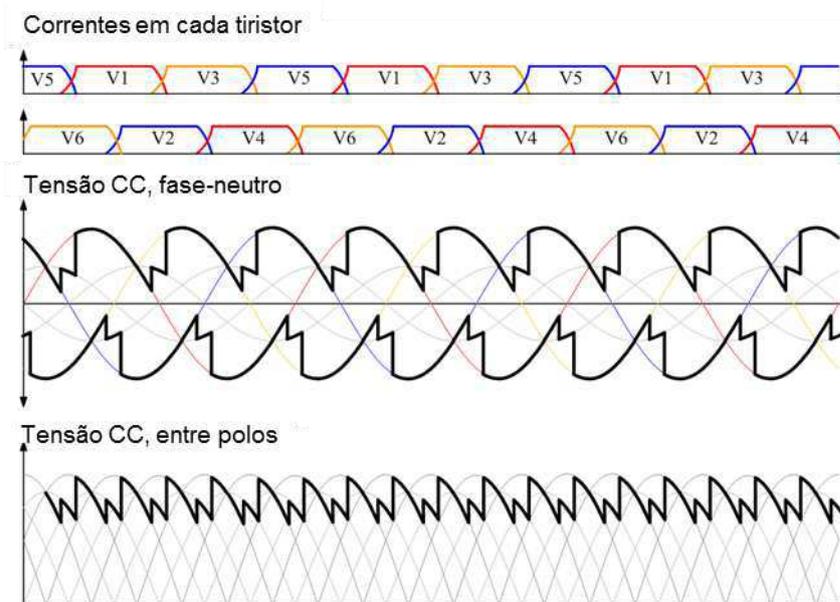
Legenda: (a) ponte conversora de 6 pulsos (b) ponte conversora de doze pulsos

Fonte: en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter, acessado em 22/07/2016.

O tempo para que o tiristor comece a conduzir depois que ele encontra-se diretamente polarizado corresponde ao ângulo de disparo α . Esse ângulo é limitado em 180° e um α maior que esse valor indica que o tiristor não conduzirá, pois no momento do disparo, estará sob tensão reversa. A Figura 15 contém as formas de onda de tensão na saída de um retificado de 6 pulsos como o da Figura 14 (a) em função do ângulo de disparo e a corrente em cada tiristor. A tensão média na saída do conversor é dada pela Eq. (1).

$$U_d = \frac{\sqrt{3}U_{LNmax}}{\pi} \cos(\alpha) - 6fL_cI_d \quad (1)$$

Figura 15 – Formas de onda CC para uma ponte conversora de seis pulsos com ângulo $\alpha = 20^\circ$



Fonte: en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter. Acessado em 22/07/2016.

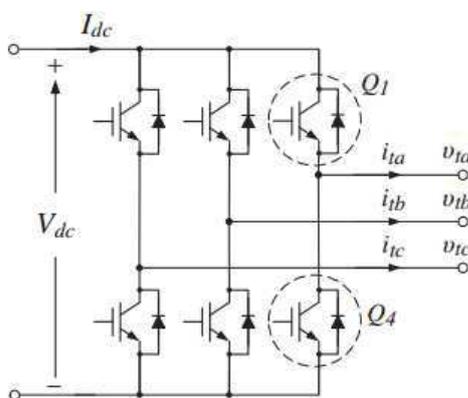
Para ser usado em altos níveis de tensão, os tiristores tem que ser associados em série. Um único tiristor pode suportar até 8,5 kV e conduzir até 5kA. Van Herten (2016, p.47) afirma que, a existência de redundância na construção dos conversores existe em caso um tiristor falhe, o conversor não será comprometido. A corrente nas transmissões usando conversores LCC é sempre unidirecional e uma reversão no fluxo de potência só é alcançado invertendo a polaridade do conversor, o que torna este tipo de tecnologia inaplicável em redes multiterminais HVDC.

5.2 CONVERSORES FONTE DE TENSÃO

Voltage Source Converters constituem o elemento principal nos projetos de redes multiterminais utilizando tecnologia HVDC. Isso deve-se ao fato de os conversores VSC realizarem transferências bidirecionais de energia entre as redes CA e CC com elevado nível de eficiência e, permitirem reversão de fluxo entre terminais HVDC sem a necessidade de inversão de polaridade Chaudhuri (2014, p. 23). Estes conversores são à fonte de tensão porque o nível de tensão nas linhas é mantido constante por capacitores. Eles também são baseados no uso de dispositivos semicondutores com bloqueio de corrente controlado, diferente dos conversores LCC

onde este controle não existe. Existem várias configurações de conversores VSC, a Figura 16 exibe uma configuração simples porém, a mais comum, de um conversor VSC de dois níveis. Estes conversores operam a níveis de frequência bastante elevados, podendo utilizar técnicas de modulação PWM. Desta forma, não é possível que a operação possa ser realizada utilizando os tiristores clássicos, devido às limitações na rapidez de comutação intrínsecas ao seu modo de funcionamento.

Figura 16 – Circuito simplificado de um conversor VSC de dois níveis.



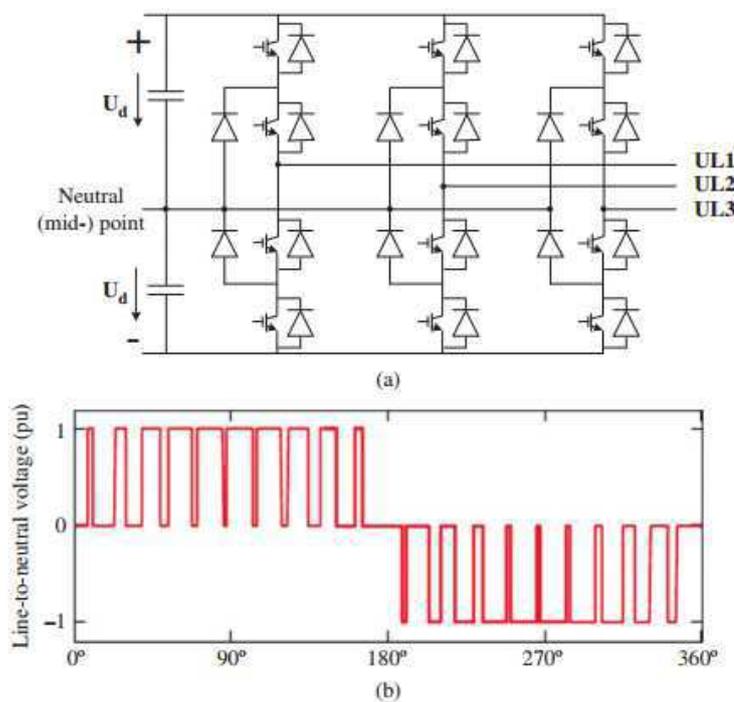
Fonte: Chaudhuri, 2014, p. 23.

O circuito representado na Figura 16 consiste de um conversor trifásico em configuração de meia ponte. Como a figura também indica, cada uma das meias pontes consiste de um caminho bidirecional controlável, as chaves semicondutoras. Pode-se usar diferentes tecnologias para as chaves, as mais utilizadas são *Insulated-Gate Bipolar Transistors* (IGBT) e *Insulated-Gate Commutated Thyristor* (IGCT). Nestes circuitos de dois níveis a cada comutação das chaves a tensão no terminal de saída da meia ponte assume apenas dois valores $\pm V_{dc}$ que alternam a cada comutação das chaves.

A estrutura dos conversores pode ser modificada para o uso de mais de dois níveis. Em topologias de dois níveis a frequência de comutação é em tornos de poucos kHz. Segundo Van Hertem (2016, p. 58), frequências de comutação elevadas reduzem a quantidade de harmônicos porém, também aumentam as perdas por comutação e estas perdas representam a maior parte das perdas durante a conversão. Para diminuir a quantidade de harmônicos conversores com mais níveis podem ser usados, como a topologia de três níveis apresentada na Figura 17 usada

na construção do *Murray Link* na Austrália. Mais detalhes sobre este projeto são encontrados em Mattsson (2004).

Figura 17 – Topologia de VSC-HVDC com três níveis.



Legenda: (a) Circuito da topologia (b) Formas de onda em uma das fases da saída do conversor.

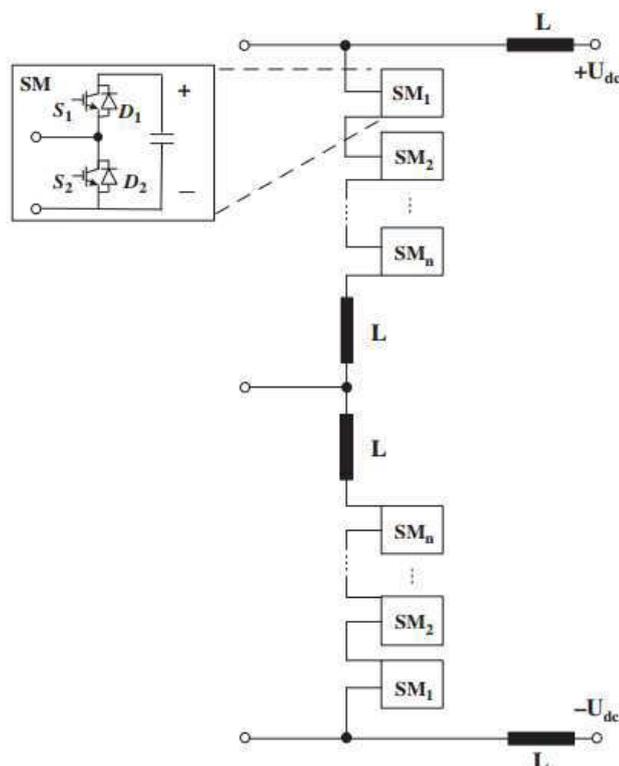
Fonte: Van Herten (2016, p.57).

Uma outra tecnologia de conversores VSC são os *Modulars Multilevel Converters*, dado por Van Herten (2016, p.62) como, a tecnologia mais promissora em conversão a ser usada nas futuras transmissões e projetos HVDC. A tecnologia é relativamente nova e a primeira implementação comercial foi feita pela Siemens em 2010 no *Transbay link* nos Estados Unidos. Mais detalhes do projeto são encontrados em Alstom (2011). No trabalho de Bresesti (2007) vários projetos a serem construídos nos próximos anos usando essa tecnologia são apresentados, entre eles a interconexão de grandes parques eólicos marítimos.

Na Figura 18 observa-se o circuito de um conversor VSC em configuração modular, os submódulos da figura são conversores de meia ponte dimensionados para níveis menores de tensão, uma vez que a tensão sobre cada submódulo será a tensão total dividida pelo número de submódulos. Esses submódulos podem ser conversores meia ponte como na figura ou de ponte completa. A segunda opção além de mais controlabilidade fornece aos conversores a capacidade de bloqueio da contribuição CA à corrente de falta em casos de falta do lado CC e também permite

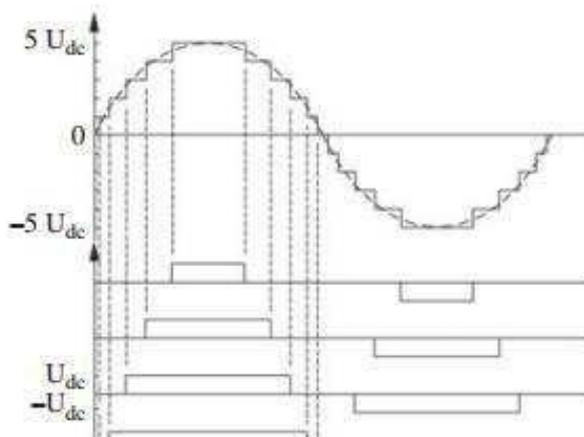
que o fluxo de potência reativa continue sendo controlado. A saída de um conversor MMC com 11 níveis é apresentada na Figura 19. A Tabela 4 compara as tecnologias de conversão LCC e VSC e a Tabela 5 lista os principais projetos usando VSC até o ano de 2015.

Figura 18 – Esquema de um conversor MMC com submódulos de meia ponte em uma configuração em cascata.



Fonte: Van Hertem, 2016, p. 59.

Figura 19 – Saída gerada por um conversor MMC com 11 níveis.



Fonte: Van Hertem, 2016, p. 59.

Tabela 4 – Comparação entre conversores LCC e VSC.

Atributo	LCC	VSC
Semicondutores	Semicondutores que conduzem apenas em polarização direta	Semicondutores podem conduzir independente de sua polarização
Troca de direção do fluxo de potência	Necessário trocar polaridade da tensão	Mantém polaridade da tensão
Elemento de armazenamento de energia	Indutores	Capacitores
Controle dos estados dos semicondutores	Controle apenas do desbloqueio	Controle do bloqueio e do desbloqueio
Comutação dependente de circuitos externos	Sim	Não
Capacidade de potência transferida	Alta	Baixa
Capacidade de atuar em situações de sobrecarga	Boa	Fraca
Capacidade de arranque sem energia exterior	Não	Sim
Filtragem	Filtros CA e CC necessários	Sem necessidade (MMC)
Controle do fluxo de reativos	Baixa	Alta
Área ocupada	Grande área ocupada devido filtragem	50-60% menos que LCC
Perdas	0,7-0,8%	1% por conversor
Custo	Baixo	10-15% mais alto que LCC
Confiabilidade	Alta	Baixa devido o número elevado de componentes
Cabos	Requer o uso de condutores de massa impregnada	Ideal para uso com condutores de isolamento XPLE

Fonte: adaptada de Davidson, 2013 e Mukhedkar, 2015.

Tabela 5 – Projetos usando VSC HVDC mais importantes até o ano 2015.

Nome do projeto	Ano	Construtor	MW	Tensão	VSC
<i>Murray link</i>	2002	<i>ABB</i>	220	±150 kV	3 níveis
<i>Estlink</i>	2006	<i>ABB</i>	350	±150 kV	2 níveis
<i>BorWin1</i>	2009	<i>ABB</i>	400	±150 kV	2 níveis
<i>Trans Bay Cable</i>	2010	<i>Siemens</i>	400	±200 kV	MMC
<i>Caprivi Overhead Link</i>	2010	<i>ABB</i>	300	350 kV	2 níveis
<i>East-West Interconnect</i>	2013	<i>ABB</i>	500	±200 kV	2 níveis
<i>BorWin2</i>	2013	<i>Siemens</i>	800	±300 kV	MMC
<i>HelWin1</i>	2014	<i>Siemens</i>	576	±250 kV	MMC
<i>DolWin1</i>	2014	<i>ABB</i>	800	±320 kV	MMC
<i>INELFE</i>	2014	<i>Siemens</i>	2×1000	±320 kV	MMC
<i>SylWin1</i>	2014	<i>Siemens</i>	864	±320 kV	MMC
<i>South-West Link</i>	2014	<i>Alstom</i>	2×720	±300 kV	MMC
<i>HelWin2</i>	2015	<i>Siemens</i>	690	±320 kV	MMC
<i>Dolwin2</i>	2015	<i>ABB</i>	900	±320 kV	MMC

Fonte: Chaudhuri, 2014, p.14.

6 PROTEÇÃO EM SISTEMAS HVDC

A proteção em sistemas CC tem especificações bem diferentes da proteção para sistemas CA devido a diferença de comportamento desses dois sistemas na ocorrência de uma falta. O ponto mais divergente entre a proteção desses sistemas é o tempo requerido para supressão da falta; tipicamente para uma rede HVDC usando cabos a falta deve ser eliminada em até 5 milissegundos para não prejudicar as estações até 200 km de distância da falta. (HÄFNER, 2011).

Na proteção de uma linha HVDC ou de uma rede HVDC diferentes métodos podem ser utilizados, porém todos devem cumprir os seguintes requerimentos básicos descritos em Leterme (2015):

- **Confiabilidade:** A confiabilidade de uma proteção inclui diversos pontos, entre eles a precisão de modelos utilizados durante estudos do projeto, a taxa de falha dos equipamentos e as limitações dos métodos de detecção, etc.;
- **Velocidade:** Devido a elevada taxa de crescimento da corrente de falta em CC a proteção deve agir com uma velocidade maior que em sistemas CA. A proteção deve atuar rapidamente para evitar danos aos equipamentos. Normalmente em sistemas CC este tempo para supressão de uma falta é de alguns milissegundos;
- **Robustez:** O sistema de proteção deve ser apto para operar mesmo em situações de degradação leve do equipamento e casos de faltas não simulados durante os estudos do projeto;
- **Estabilidade:** A proteção não deve atuar desnecessariamente;
- **Sensibilidade:** A proteção tem que ser capaz de detectar qualquer defeito que possa afetar a transmissão. Para alcançar este objetivo, zonas de proteção cobrindo toda a rede são estabelecidas. A utilização de vários critérios de detecção também aumenta a sensibilidade da proteção;

Existem diversos métodos de detecção de faltas e cada um deles têm seus pontos fortes e suas limitações de detecção. Essa diversidade na gama de casos protegidos por cada proteção é aproveitada na associações de proteções. Diversas

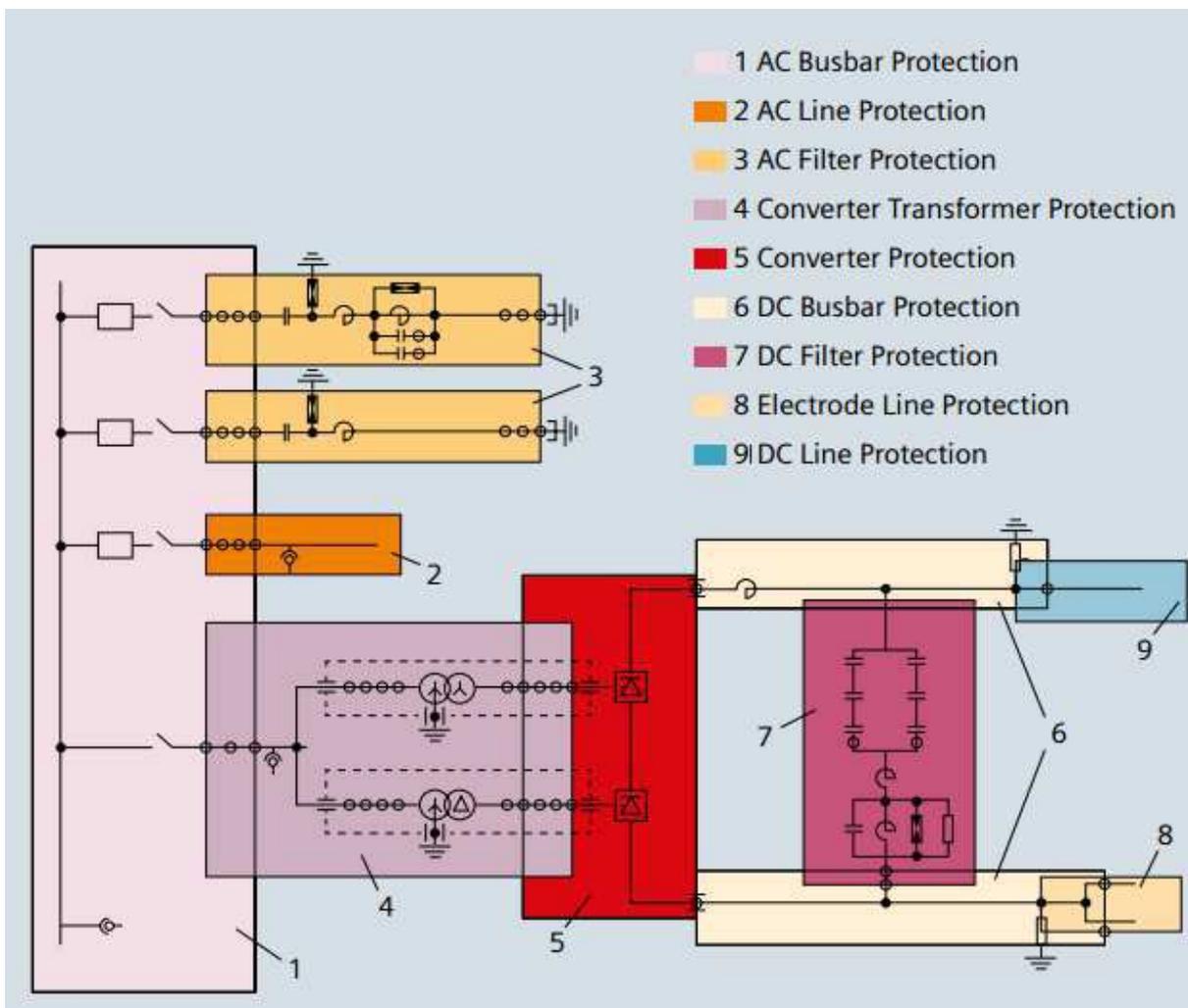
proteções com diferentes níveis de sensibilidades para cada tipo de falta podem ser associadas para que os pontos fortes de uma compensem os fracos de outra.

De acordo com SIEMENS (2011) o sistema de proteção de uma transmissão em HVDC pode ser dividido em duas áreas. A área relacionada com a proteção CC, englobando proteção dos conversores e seus transformadores, dos barramentos, dos filtros CC, dos eletrodos e da linha de transmissão. E a proteção relacionada com a parte CA da transmissão, que consiste das linhas, barramentos, e transformadores CA. Na Figura 20 é exposto um exemplo dessa divisão de proteção em um diagrama elétrico de um polo de uma transmissão em HVDC.

A proteção de uma rede em HVDC tem critérios adicionais a serem levados em consideração comparada à proteção de uma transmissão HVDC ponto-a-ponto. Uma falta em um sistema malhado não significa o comprometimento de toda rede, e para a concepção de uma grande rede interligada em HVDC um dos maiores desafios é justamente como isolar apenas o elemento defeituoso antes que o sistema seja comprometido.

Na ocorrência de uma falta em transmissões ponto a ponto apenas a detecção é e identificação do polo defeituoso no caso de sistemas bipolares é necessária. Por outro lado a proteção de redes em HVDC é mais elaborada, envolvendo métodos de identificação do componente em defeito mais elaborados e até filosofias de proteção que representam a maneira escolhida para suprimir o defeito e reestabelecer a entrega de potência.

Figura 20 – Proteção de zonas para um polo de uma subestação usando conversor LCC.



Fonte: SIEMENS, 2011.

6.1 DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE FALTAS

Detecção e identificação de faltas são conceitos parecidos mas que diferem na quantidade de informação que contém. Os métodos de detecção de faltas têm que ser capazes de fornecer uma informação confiável sobre a ocorrência de uma falta dentro de sua área de proteção que pode englobar diversos equipamentos ou até toda a rede no caso de uma rede HVDC pequena. Por outro lado, os métodos de identificação de faltas contém uma informação a mais, o equipamento no qual o defeito está localizado.

Os métodos descritos neste capítulo podem prover informações tanto de detecção quanto de identificação. A distinção de como o sistema de proteção interpretará esta informação depende de diversos fatores como: precisão da informação, estratégia de proteção, etc.

6.1.1 Sobrecorrente e Subtensão

A ocorrência de uma falta é seguida por uma queda na tensão e por um aumento na corrente, segundo Descloux (2013) estes sinais podem ser usados para julgar a ocorrência de faltas. O uso desses sinais pela proteção pode ocorrer de distintas maneiras; uma comparação com um valor máximo ou características de tempo inversos são exemplos de maneiras usadas para decidir se um sinal de trip deve ou não ser enviado para os disjuntores. Os valores de corrente e a tensão podem também ser combinados em equações e esse novo sinal utilizado pelos relés.

Esta proteção é bastante comum em transmissões ponto-a-ponto por sua simplicidade. Porém, em sistemas MTDC (*Multi-terminal Direct Current*) seu uso é bastante limitado; devido à baixa impedância das linhas a seletividade desses métodos é baixa.

6.1.2 Corrente diferencial

A proteção usando corrente diferencial é baseada na medição de corrente em todos os terminais da zona protegida e fazendo uso da lei de Kirchoff é capaz de detectar uma falta na zona protegida.

Um exemplo de proteção usando corrente diferencial aplicada a uma linha de transmissão é apresentado na Figura 21. Os quadrados em cada terminal da linha protegida representam sensores de corrente que enviam informação a um relé capaz de analisar as informações recebidas e julgar a existência de uma falta na zona. Para tomar esta decisão uma simples comparação pode ser usada. Na Figura 21 por exemplo, o cálculo da corrente diferencial, I_{diff} , pode ser calculado como em na Eq. (2). O valor obtido idealmente deveria ser nulo mas, o valor máximo aceitado para o resultado varia de acordo com o projeto. Quando o valor calculado for acima do máximo permitido, significa que uma falta ocorreu na linha.

Figura 21 – Exemplo de uma proteção na linha de transmissão usando corrente diferencial.



Fonte: o próprio autor.

$$I_{diff} = I_A + I_B \quad (2)$$

O uso de corrente diferencial é bastante comum, Naidoo (2005) afirma que isso deve-se à grande confiabilidade e sensibilidade deste método. Uma desvantagem dessa proteção é que linhas em HVDC são usadas normalmente para longas distâncias de transmissão e a comunicação necessária entre terminais insere um atraso consideravelmente elevado para os requerimentos temporais de proteções HVDC. Outra desvantagem é que em longas linhas, principalmente quando cabos são utilizados, erros são introduzidos devido correntes de carga e descarga causadas por variações na tensão. Uma solução para este problema é proposta por Takeda (1995) que, apresenta um circuito capaz de remover as correntes capacitivas das medidas tomadas em cada terminal, aumentando a sensibilidade da proteção é apresentado.

6.1.3 Proteção derivativa

Este método segue o mesmo princípio da análise de sobrecorrente ou subtensão. A derivada usada pode ser a da tensão como a utilizada por Leterme (2015), de corrente como a utilizada no trabalho de Rajapakse (2015) ou até mesmo de impedância como descrito na patente de Johannesson (2013). Esse sinal é observado continuamente e comparado com um valor que quando alcançado significa que uma falta ocorreu na zona protegida.

Este método tem a vantagem de ser capaz de detectar o defeito rapidamente devido fazer uso apenas da primeira frente de onda viajante gerada após a ocorrência da falta. Wang (2015) explica uma associação entre proteções derivativas, o conceito denominado *Voltage Derivate Supervised Current Derivate Protection* é explicado e simulações da atuação dessa proteção são apresentadas.

O cálculo da derivada de sinais é bastante sensível a ruídos de medição; a dependência dos equipamentos de medição e a necessidade de alta taxa de

amostragem desta proteção somadas com baixa sensibilidade para faltas de alta impedância representam as maiores desvantagens dessa proteção.

6.1.4 Proteção baseada em ondas viajantes

Após a ocorrência de faltas, ondas viajantes com início no ponto da falta são formadas e propaga-se por toda a rede, essas ondas sofrem reflexões e continuam viajando até que sua energia seja dissipada pela resistência da linha. Métodos de proteção baseados nas teorias de ondas viajantes são normalmente utilizados como proteção principal em linhas CC segundo NAIDOO (2005). Estes métodos também são os mais rápidos na identificação de faltas, mas requerem alta capacidade computacional e talvez comunicação.

O presente desenvolvimento da teoria de ondas viajantes aplicadas à proteção e da implementação dessas teorias permite, até o momento, a instalação de três diferentes métodos de proteção usando este conceito (MARTINSEN, 2014):

- Tipo A: trata-se de um método de localização de faltas baseado nos tempos de chegada da onda viajante em cada terminal. Este método é capaz de calcular a localização da falta na linha.
- Tipo D: Com um algoritmo semelhante ao tipo A, este método também calcula a localização da falta mas, seu cálculo não depende da duração do arco voltaico como no tipo precedente.
- Tipo E: baseia-se nas ondas viajantes geradas pelo fechamento de disjuntores e é normalmente utilizado para localização de faltas em linhas já isoladas do sistema (KRZYSZTOF, 2011).

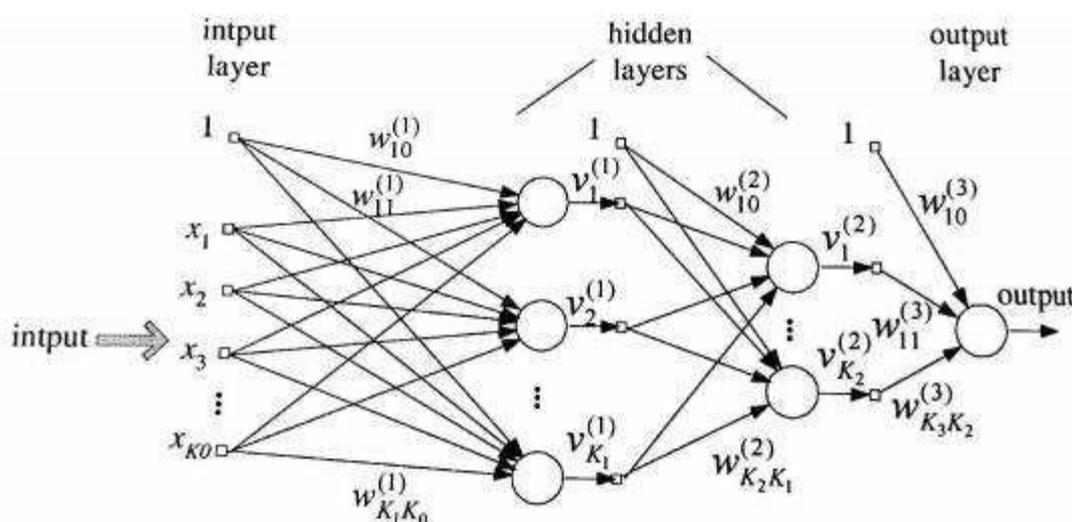
6.1.5 Proteção usando Redes Neurais

A ideia básica por trás das redes neurais é construir uma proteção capaz de aprender os padrões de diferentes correntes de falta a, partir de uma comparação entre esses padrões aprendidos e os sinais medidos, o sistema ser capaz de identificar a falta e sua localização. Para implementar este tipo de lógica o cérebro humano é tomado como base pois este a partir de sua memória e mecanismos de

associação e tomadas de decisões pode inferir outras informações que são necessárias.

Existem diversas arquiteturas de redes neurais e uma das mais conhecidas segundo Martinsen (2014) é a *Feed Forward Network* também conhecida como *perceptron*, ilustrada na Figura 22. Cada neurônio recebe uma informação e trata essa informação e envia outra para a próxima camada. As camadas têm menos neurônios que a camada anterior, até que na última o comando de acionamento da proteção é jugado como necessário ou não.

Figura 22 – Estrutura de rede neural conhecida como Forward Feeding Artificial Neural Network.



Fonte: Saha, 2009, p. 376.

A maior desvantagem deste método é o extensivo aprendizado requerido. Também, alguns sinais são difíceis de ser interpretados fazendo os sistemas que usam redes neurais não serem considerados como suficientemente robustos (SAHA, 2009, p. 363).

6.2 ESTRATÉGIAS DE PROTEÇÃO EM REDES HVDC

As estratégias de proteção definem como será dada a eliminação da parte defeituosa em redes MTDC. Essas estratégias estabelecem os equipamentos e coordenação desses equipamentos na supressão da corrente de curto-circuito. A classificação dessas estratégias, também chamada as vezes de filosofias de proteção, difere entre autores como observa-se ao comparar os trabalhos de Leterme (2015),

Descloux (2013) e Tang (2003). Neste trabalho, os conceitos usados para classificar as estratégias, serão uma mescla dos conceitos usados nos trabalhos supracitados.

As estratégias de proteção podem ser divididas em:

- Seletivas: onde o fluxo de potência é interrompido apenas no elemento onde a falta ocorreu;
- *Open-grid*: onde o fluxo de potência é interrompido em toda a rede e depois do elemento defeituoso ser isolado ele é retomado na parte sana da rede;
- *Grid-splitting*: a rede é separada em zonas menores que lidarão com a falta independentemente;

As estratégias seletivas exigem o uso de disjuntores CC em cada terminal das linhas. Essas estratégias são chamadas em de estratégias de auto uso de disjuntores CC por Descloux (2013). O intuito desta estratégia é diminuir ao máximo o impacto da falta na alimentação das cargas. Na filosofia seletiva de proteção os disjuntores têm a abertura comandada somente após a identificação do componente defeituoso e apenas os disjuntores requeridos na isolação deste componente atuarão. Após a atuação dos disjuntores, um novo equilíbrio é encontrado e a potência continua sendo entregue às cargas.

O desafio na aplicação desta estratégia é que ela necessita de algoritmos de proteção capazes de identificar a falta rapidamente. A corrente de curto-circuito continuará aumentando até que o algoritmo conclua a identificação do componente defeituoso. Em outras palavras, além de requerer um elevado número de disjuntores CC, os disjuntores usados necessitarão de uma capacidade de interrupção maior, encarecendo muito a estratégia

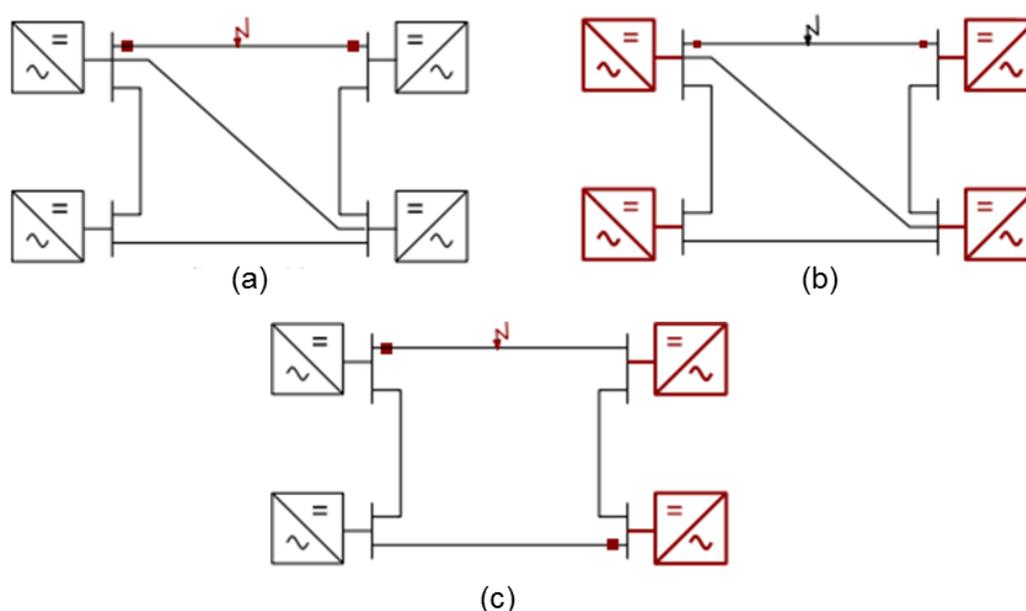
As estratégias *open-grid* não esperam a localização da falta para começar a suprimir a corrente de falta. Logo que uma falta é detectada, não importa a localização, todo o fluxo de potência será interrompido. Essa interrupção pode dar-se de várias maneiras: usando disjuntores CC nas saídas dos conversores ou disjuntores CA na entrada, conversores com capacidade de bloqueio da corrente de falta, ou até mesmo disjuntores CC em cada terminal dos cabos como na estratégia anterior. Tratando-se da última opção, a diferença será que a capacidade de interrupção dos disjuntores

será menor, uma vez que não se perderá tempo com identificação e a corrente de curto-circuito estará em um nível menor no momento da interrupção. O problema dessa estratégia é que para retomar novamente o fluxo de potência na rede leva tempo, e se conectada a uma rede CA fraca, a indisponibilidade da rede CC pode ocasionar perda de estabilidade na rede CA.

Estratégias de *grid-splitting* tratam de dividir a rede em zonas para que essas lidem com as faltas independentemente. A divisão ocorre de maneira que a ocorrência de falta em uma zona não deve prejudicar as outras zonas. Estratégias *grid-splitting* diferenciam entre si pelo mecanismo utilizado para particionar a rede em zonas na ocorrência de falta (LETERME, 2015).

Diferentes cenários de atuação da proteção em caso de uma falta em uma linha são apresentados na Figura 23. Em (a) apenas os disjuntores atuam, em (b) a contribuição que viria da rede CA para a corrente de falta é interrompida por conversores capacitados para tal (conversores VSC usando ponte completa) e a isolamento da linha é feito com o uso de equipamentos seccionadores mais simples. Por fim, em (c) a rede foi dividida em 2 partes e neste caso a parte onde estava a falta fazia uso de uma estratégia *open-grid* igual da Figura 23 (b).

Figura 23 – Atuação da proteção em caso de falta numa linha para diferentes estratégias de proteção.



Legenda: (a) Seletiva (b) Open-grid (c) Grid-splitting. Os elementos em vermelho são os envolvidos na supressão da corrente de falta.

Fonte: Leterme, 2015.

6.3 DISJUNTORES

O princípio do funcionamento dos disjuntores dos sistemas de transmissão CA está baseado no fato de que as correntes apresentam passagens por zero de forma natural, inclusive em condições de curto-circuito. A ausência de passagens por zero da corrente de curto nos sistemas CC torna a abertura e fechamento de disjuntores muito mais desafiante. De acordo com Franck (2011), disjuntores HVDC devem preencher os seguintes requerimentos:

- Criar passagem de corrente por zero para poder interrompe-la;
- Dissipar energia armazenada em indutâncias do sistema;
- Suportar a tensão transitória seguinte à interrupção de corrente;
- Ser bidirecional em condução e interrupção;
- Capacidade de religamento;

O primeiro ponto citado é foi sem dúvida o mais desafiador na criação de disjuntores HVDC. Listadas abaixo estão as técnicas de interrupção de corrente, essas técnicas são usadas por disjuntores CC para forçar a corrente a passar por zero.

Existem três tipos de tecnologia para disjuntores em corrente contínua: eletromecânicos, de estado sólido e os híbridos. Algumas informações sobre esses disjuntores são apresentadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Informações básicas sobre diferentes tecnologias de disjuntores usados em transmissões HVDC.

		Disjuntor de estado sólido	Disjuntor híbrido tipo 1
Tempo de:	Interrupção	<1ms	<2ms
	Comutação	<0.1	0.2ms
	Absorção de energia	1ms	1ms
Estado do desenvolvimento		Não construído ainda para HVDC	- Princípio de funcionamento provado - Aprovado em testes em escala reduzida

Máxima tensão nominal	<800 kV	- 120kV (verificado) - Capacidade de alcançar 320 kV
Capacidade de interrupção	<5kA (valor esperado)	- 9 kA (experimentalmente provado) - 16 kA (valor esperado)
Perdas esperadas em comparação a uma estação de conversão VSC	<30%	<1%
Próximos passos no desenvolvimento	Aperfeiçoamento na tecnologia de estado sólido para reduzir queda de tensão e quantidade de chaves no disjuntor	- Testes de campo com protótipos - Redução nos custos dos IGBTs

		Disjuntor eletromecânico (passivo ou ativo)	Disjuntor híbrido tipo 2
Tempo de:	Interrupção	<60ms	<5-30ms
	Separação dos contatos	20ms	20ms
	Absorção de energia	30 ms (passivo) 2 ms (ativo)	1-5 ms
Estado do desenvolvimento		- Aplicado em sistemas LCC HVDC - Também utilizado como disjuntor no condutor de retorno	- Disjuntores CA disponíveis - Chaves ultrarrápidas ainda não disponíveis
Máxima tensão nominal		<550 kV	Disjuntores CA > 500 kV Chaves ultrarrápidas <12 kV
Capacidade de interrupção		- Até 4kA (passivo, comprovado) - Até 8kA (ativo) - Resiste a transitórios de corrente	6-12 kA (estimado)
Perdas esperadas em comparação a uma estação de conversão VSC		<0.001% (contatos metálicos)	<0.001% (contatos metálicos)
Próximos passos no desenvolvimento		Otimização da câmara de extinção para alcançar maior capacidade de interrupção e minimizar o tempo de passagem por zero	Desenvolvimento de um dispositivo mecânico ultrarrápido para reduzir tempo de comutação

6.3.1 Disjuntores eletromecânicos

Os disjuntores HVDC eletromecânicos podem interromper correntes CC com tempos de extinção da falha da ordem de dezenas de milissegundos. No entanto, esta velocidade não é suficiente para cumprir os requisitos de proteção CC em uma rede HVDC (GOMIS-BELLMUNT, 2011). Além disso, a construção destes disjuntores representa um grande desafio e requer a instalação de componentes passivos adicionais para a montagem de um circuito ressonante que gere a corrente de cruzamento por zero (FRANK, 2011).

Basicamente esses disjuntores são uma associação de disjuntores CA em paralelo com um circuito responsável por criar a passagem de corrente por zero. Então, por usar como elemento de interrupção uma tecnologia madura e comum no mercado como os disjuntores AC, disjuntores eletromecânicos CC são uma solução barata e confiável.

Estes disjuntores em estado condutivo têm perdas muito baixas comparado a disjuntores usando dispositivos semicondutores. Como consequências das baixas perdas, não necessitam de resfriamento, e são mais confiáveis em caso de operação em sobrecarga.

A maior desvantagem nos disjuntores eletromecânicos é o longo tempo necessário de abertura dos contatos. Mesmo que dezenas de milissegundos pareça um tempo muito curto, em caso de falta, a corrente de curto-circuito aumenta a níveis perigosos em apenas alguns milissegundos.

De forma geral os disjuntores eletromecânicos são constituídos de três partes:

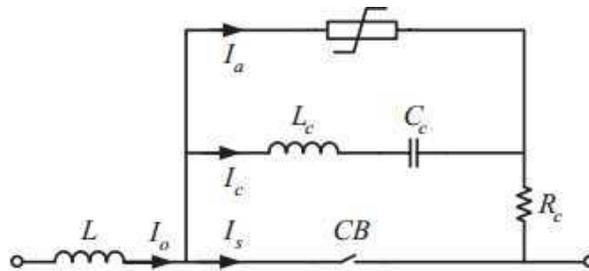
- O caminho primário de corrente: onde a corrente CC passa em estado de operação normal, é constituído por um dispositivo seccionador de baixas perdas por condução.
- O caminho de comutação: formado pelo circuito capaz de criar uma corrente que se irá se opor a corrente no caminho primário. Essa corrente de oposição tem função de levar a zero a corrente no dispositivo seccionador no caminho primário, para que este possa separar seus contatos em segurança.

- Caminho de absorção de energia: consiste de um varistor com tensão nominal mais elevada que a de transmissão.

6.3.1.1 Disjuntor eletromecânico passivo

O disjuntor eletromecânico passivo para transmissão HVDC conste do um circuito formado pelos terminais em paralelo com um circuito oscilatório composto de um capacitor e um indutor como na Figura 24.

Figura 24 – Disjuntor mecânico passivo HVDC



Fonte: Mokhberdoran, 2014.

Normalmente, CB representa um dispositivo capaz de conduzir a corrente nominal de transmissão com perdas negligenciáveis e, em situações normais, CB conduzirá toda a corrente que atravessa o disjuntor. No momento da interrupção de corrente, a abertura do CB desvia a corrente para o circuito oscilatório.

A Eq. (3) pode ser usada para descrever o momento de interrupção da corrente pelo disjuntor. u_{arc} representa a tensão entre os terminais de CB. A Eq. (4) é uma solução aproximada para a Eq. (3), onde $\omega_c = \sqrt{1/L_c C_c}$. Se $(R_c + \frac{du_{arc}}{di_s}) < 0$, a corrente vai oscilar com amplitude crescente e na primeira passagem por zero a corrente poderá ser interrompida.

$$L_c \frac{d^2 i_s}{dt^2} + \left(R_c + \frac{du_{arc}}{di_s} \right) \frac{di_s}{dt} + \frac{1}{C_c} i_s = \frac{I_o}{C_c} \quad (3)$$

$$i_s = i_o \left[1 + e^{-\frac{1}{2L} \left(R_c + \frac{du_{arc}}{di_s} \right)} \text{sen}(\omega_c t) \right] \quad (4)$$

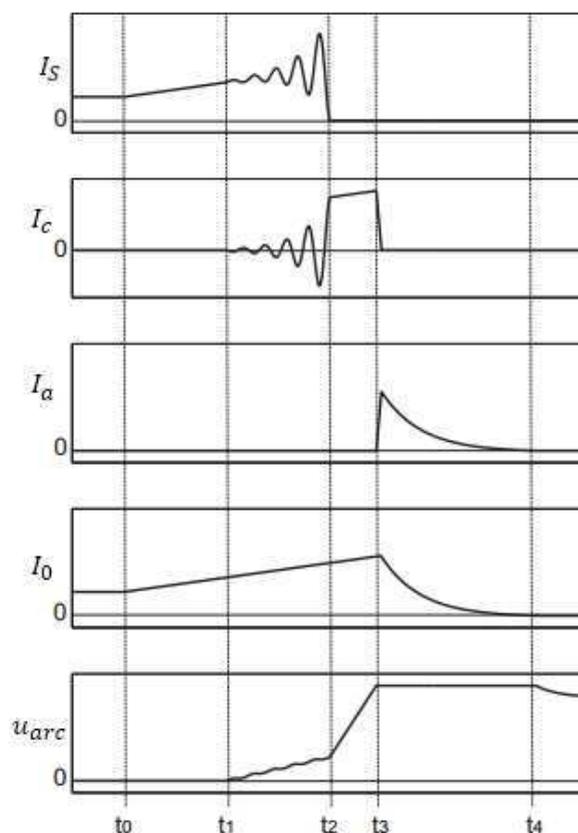
Analisando as equações apresentadas, pode-se concluir que:

- Caso C_c seja infinito, a corrente será toda comutada para o capacitor. Em geral, grandes capacitâncias significam maiores oscilações de corrente. Ou seja, grandes capacitâncias aumentam a capacidade de interrupção do disjuntor.
- Se L é grande, as oscilações iniciais de corrente assim como a velocidade dessas oscilações serão baixas, atrasando a anulação da corrente a ser suprimida.
- Se L e C são muito pequenos, o circuito não gera oscilações

As amplitudes as variações são proporcionais a tensão de arco em CB. Para sistemas com correntes elevadas, as oscilações são baixas porque essa tensão também é baixa devido à resistência do arco voltaico diminuir com grandes correntes. Esse fato retarda a passagem de corrente por zero e torna esse disjuntor inadequado para sistemas com elevada corrente (BONKAREV, 2014).

No tempo t_1 os contatos de CB se separam e uma oscilação instável começa devido a característica do arco voltaico. Em t_2 a amplitude da oscilação é suficientemente grande para anular i_c , permitindo CB de interromper a corrente de falta. Como reação a interrupção de corrente, as indutâncias na rede elevarão a tensão entre os terminais do disjuntor, que rapidamente ultrapassa a tensão nominal do varistor em t_3 . Durante a condução pelo varistor a energia armazenada nas indutâncias é dissipada e o varistor volta a seu estado de alta impedância em t_4 .

Figura 25 – Comportamento de correntes nos ramos do disjuntor e tensão entre os terminais de CB durante processo de interrupção.



Fonte: Gomis-Bellmunt, 2011.

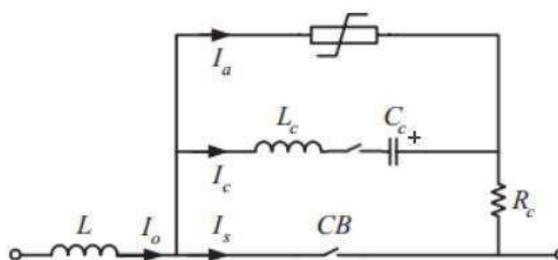
6.3.1.2 Disjuntor eletromecânico ativo

Sendo um aperfeiçoamento do disjuntor eletromecânico passivo, a versão ativa conta com pequenas modificações em sua estrutura básica. Como explicado na seção anterior, o disjuntor eletromecânico passivo é dependente de características do arco voltaico e sua capacidade de interrupção diminui à medida que correntes mais fortes precisam ser interrompidas.

O disjuntor eletromecânico ativo contorna esse problema de dependência do arco voltaico fazendo uso de um capacitor pré-carregado com uma polaridade inversa à passagem de corrente. Com essa modificação, o capacitor é capaz armazenar mais energia e obter melhores performances na anulação de corrente quando comparado

ao modelo passivo segundo Bonkarev (2016). A Figura 26 contém um esquema simplificado deste disjuntor.

Figura 26 – Circuito simplificado de um disjuntor eletromecânico ativo.



Fonte: adaptado de Mokhberdorán, 2014.

Quando este disjuntor inicia sua operação, o seccionador mecânico no caminho principal de corrente abre e a chave auxiliar fecha, inserindo o capacitor carregado no caminho secundário de corrente em série com a indutância. No momento que o loop oscilatório é formado o capacitor começa a descarregar gerando um impulso de corrente que se sobrepõe à corrente em CB. As equações que descrevem as correntes são as mesmas com no modelo anterior mas nesse caso a tensão inicial do capacitor não seria mais zero.

É evidente que a magnitude dessa corrente em sentido contrário no momento da inserção do capacitor é dependente apenas da tensão no capacitor e da reatância em série; em nada influencia a capacitância do capacitor. (MOKHBERDORAN, 2014).

6.3.2 Disjuntores estado sólido

Os disjuntores HVDC de estado sólido geralmente estão baseados no uso de dispositivos semicondutores com capacidade de bloqueio comandada. Este tipo de equipamento pode facilmente atingir as especificações de tensão e de velocidade, porém, apresenta grandes perdas por condução. De acordo com Atmadji (2000), Essas perdas são 100 vezes maiores em disjuntores de estado sólido que em disjuntores eletromecânicos. O uso de dispositivos semicondutores torna esses disjuntores capazes de rapidamente agir no bloqueio da corrente de falta sem ocorrência do arco voltaico.

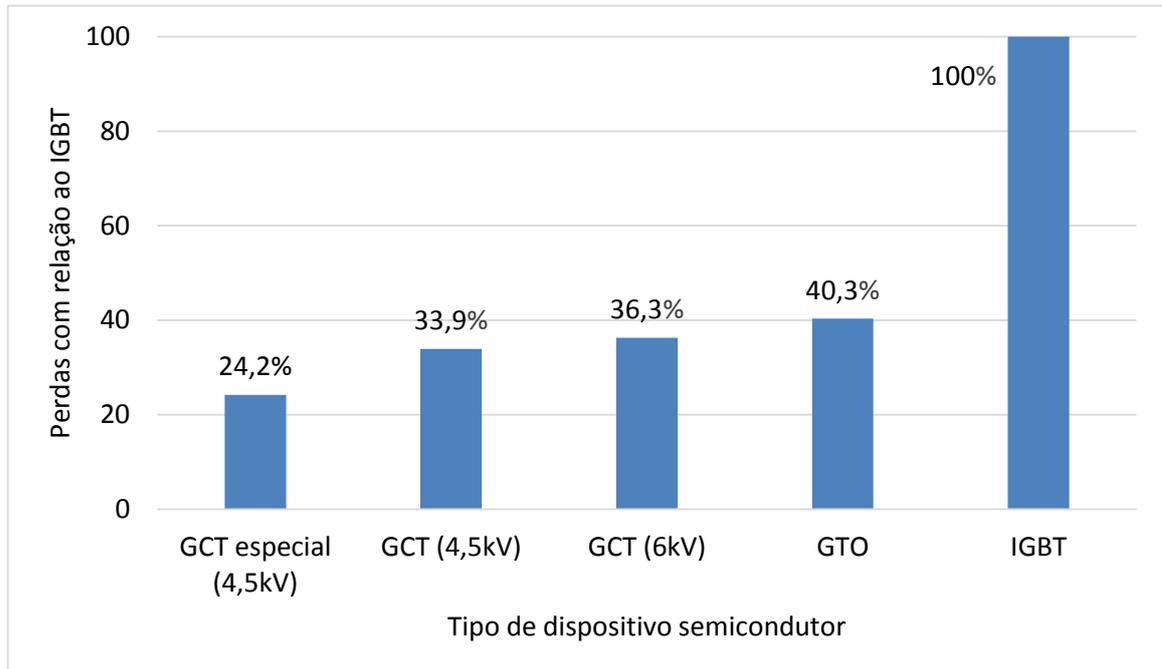
O princípio desses disjuntores é o mesmo dos disjuntores eletromecânicos: existe um caminho principal de condução e um para absorver energia armazenada em indutâncias da rede. Segundo Fialho (2014), a diferença básica é que o caminho principal de condução tem como elementos seccionadores uma série de dispositivos ativos semicondutores com capacidade de bloqueio.

Dispositivos semicondutores são rápidos, confiáveis e não necessitam de manutenção frequente. Diferente de dispositivos mecânicos que devem ser inspecionados ou substituídos a cada 10 interrupções, dispositivos semicondutores teoricamente tem uma capacidade infinita de operações de interrupção (BONKAREV, 2014).

Altas perdas por dissipação e sensibilidade a transitórios são as maiores dificuldades associadas com esses disjuntores segundo Atmadji (2000). O valor estimado para as perdas geradas por disjuntores usando IBGTs é em torno de 30% das perdas de uma estação VSC (CALLAVIK, 2013). Essas perdas dependem do tipo de semicondutor. O gráfico na Figura 27 apresenta as perdas relativas por condução de diferentes dispositivos tomando as perdas por condução em IGBTs como base. Pode-se constatar que disjuntores que fazem uso de tiristores apresentam perdas de 2,5 a 3 vezes menores que aqueles que usam IGBTs. O *Gate Commutated Thyristor* (CGT) tratado como especial refere-se ao CGT de baixa perdas por condução.

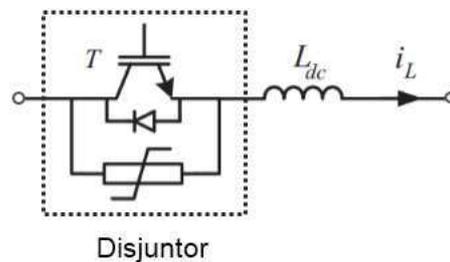
Na Figura 28 (topologia simples de um disjuntor de estado sólido) a topologia simples de um disjuntor de estado sólido é apresentada. A chave semicondutora T atua como disjuntor e durante operação normal conduzirá a corrente da fonte para a carga. O mais rápido possível após a detecção de uma falta, T é comutado para o estado bloqueado, suprimindo a corrente de curto-circuito. Indutâncias da rede forçarão a corrente a continuar circulando, gerando um surto de tensão e levando o varistor a um estado de condução. Esse varistor também limita a tensão entre os terminais de T.

Figura 27 – Perdas de condução de alguns semicondutores em relação às perdas de condução em IGBTs.



Fonte: adaptado de Fialho, 2014.

Figura 28 – Esquema simplificado de um disjuntor de estado sólido.



Fonte: o próprio autor.

Sendo V_{margin} a tensão de disrupção do varistor menos a tensão nominal da rede, I_o a corrente nominal, e V_{DC} a tensão nominal de transmissão. O tempo de supressão da corrente de falta, T_{off} , a energia absorvida pelo varistor, W_R e a corrente durante a comutação de T, i_L , são encontrados a partir das equações (5-7) retiradas de Sano (2012).

$$i_L = I_o - \frac{V_{margin}}{L_{dc}} t \quad (5)$$

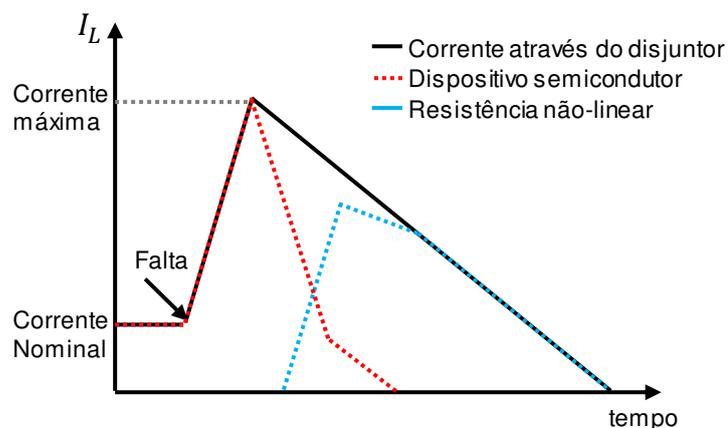
$$T_{off} = \frac{L_{dc}}{V_{margin}} t \quad (6)$$

$$W_R = \left(\frac{V_{DC}}{V_{margin}} + 1 \right) \frac{1}{2} L_{dc} I_o^2 \quad (7)$$

Com base nas equações conclui-se que quanto maior a tensão que o varistor será dimensionado maior terá de ser sua capacidade de dissipação de energia.

Algumas simulações e aplicações em modelos de redes HVDC são encontrados no trabalho de Wang (2014). A Figura 29 ilustra a corrente que atravessa o disjuntor e os caminhos feitos por essa durante a ação de interrupção.

Figura 29 – Corrente nos diferentes caminhos de condução durante processo de interrupção de um disjuntor a estado sólido.



Fonte: o próprio autor.

6.3.3 Disjuntores Híbridos

A ABB em 2010 deu um enorme passo na solução dos pontos fracos dos disjuntores anteriormente apresentados. E com a criação do disjuntor híbrido a empresa aliou as principais características das tecnologias antecedentes. O disjuntor híbrido em questão consegue interromper correntes CC em menos de 5 milissegundos e suporta potências de até 1GW (HAFNER, 2011). Esta tecnologia junta as vantagens dos disjuntores mecânicos e de estado sólido aumentando a estabilidade e

confiabilidade das redes HVDC multiterminais ao permitir a rápida interrupção das correntes de falha. Adicionalmente, facilita a desconexão individual de cabos, linhas ou ainda terminais completos sem deter a totalidade do fluxo de energia da rede.

Várias proposições para os disjuntores híbridos são apresentadas por Meyer (2005), Bonkarev (2014) e Magnusson (2015), este último, conta com uma extensa discussão sobre componentes, modelização e design desses disjuntores. Assim como as outras topologias, estes disjuntores também tem um ou vários caminhos secundários de corrente e um caminho de absorção energia. Para disjuntores híbridos, o caminho secundário de corrente é composto de diversos elementos semicondutores e às vezes outros elementos de temporização que coordenam a passagem de corrente por diferentes caminhos em topologias mais complexas. Duas topologias de disjuntores híbridos se destacam:

- Topologia 1: O disjuntor contém um dispositivo seccionador mecânico e um dispositivo semicondutor no caminho principal;
- Topologia 2: No caminho de condução principal existe apenas o seccionador mecânico

6.3.3.1 Topologia 1

Esta topologia, apresentada na Figura 30, é um conceito apresentado pela ABB (CALLAVIK, 2013). Durante operação normal a corrente circula pelo caminho principal constituído por seccionador ultrarrápido e o e o dispositivo semicondutor.

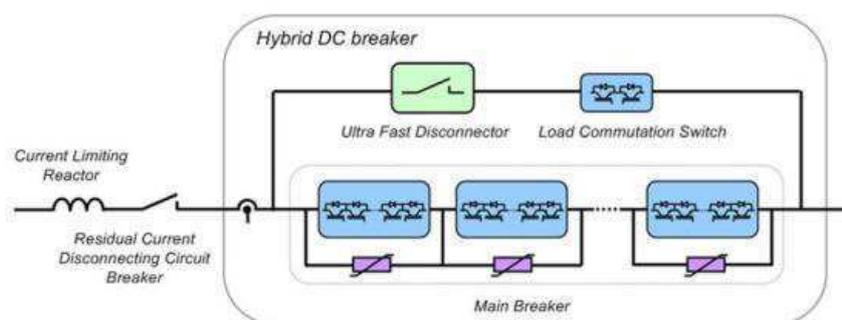
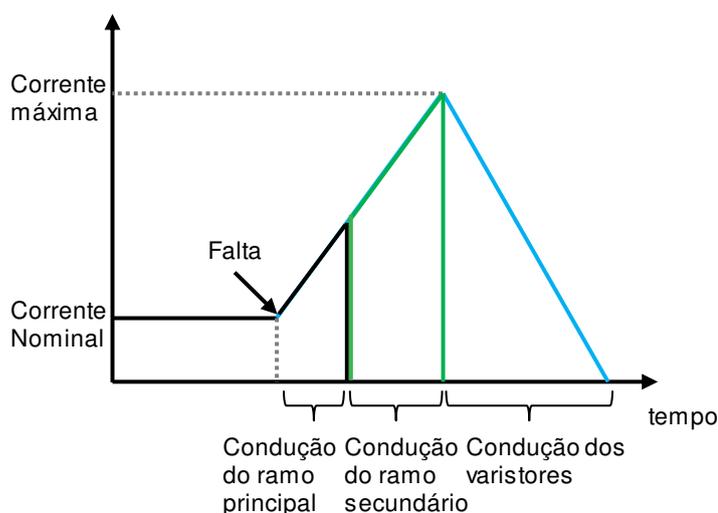


Figura 30 – Disjuntor híbrido proposto pela ABB.

Fonte: Callavik, 2013.

Quando deseja-se interromper a passagem de corrente o dispositivo semicondutor é bloqueado, a corrente então é desviada para o caminho secundário de corrente. Esse desvio torna seguro a abertura do seccionador ultrarrápido garantindo a completa interrupção de corrente no ramo. Constituído por uma série de chaves semicondutoras em paralelo com varistores, o ramo secundário interrompe a condução quando o seccionador tem seus contatos suficientemente abertos para garantir que a tensão transitória de reestabelecimento não causará disrupção no espaço entre os terminais do seccionador. Os varistores se encarregam de descarregar a energia armazenada nas indutâncias da rede. A Figura 31 indica o caminho de condução de corrente nos estágios entre o começo da interrupção e a completa descontinuação de corrente.

Figura 31 – Corrente através do disjuntor e caminhos dessa corrente durante estágios da interrupção.



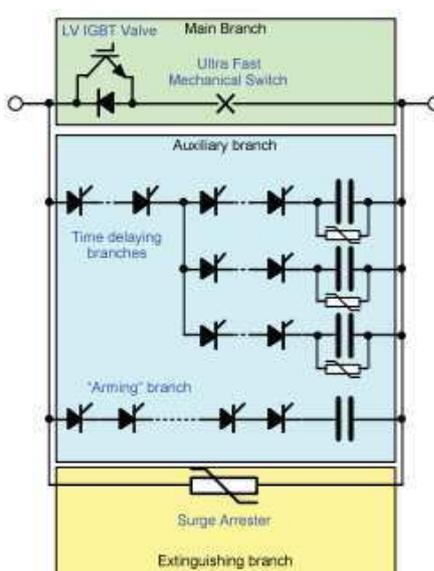
Fonte: o próprio autor.

A Alstom Grid também propôs um modelo de disjuntor híbrido para sistemas HVDC, em parceria com o projeto *Twenties* patrocinado pela União Europeia, o modelo já foi testado para tensões de 120 kV com corrente nominal de 1500 podendo suportar até 3kA por 1 minuto e capacidade de interrupção em torno de 7,5kA (DAVIDSON, 2015).

O modelo da Alstom, como vê-se na Figura 32, apresenta diversos caminhos secundários de corrente, a condução por eles é controlada por tiristores, e essa divisão tem intuito de controlar a tensão nos terminais do seccionador mecânico. Após o desvio da corrente para o caminho secundário com o bloqueio do dispositivo

semicondutor do caminho principal, um primeiro capacitor começa a ser carregado até atingir uma determinada tensão ditada pelo varistor em paralelo. Essa tensão atingida pelo primeiro capacitor é menor que a tensão de transmissão. Após a carga desse capacitor a corrente é desviada para carregar um segundo capacitor, este com tensão nominal mais elevada que o primeiro. E repetindo esse processo para um terceiro até n-ésimo capacitor pode-se controlar a tensão a cada instante da abertura do seccionador mecânico. No fim a corrente é transferida para o caminho de absorção composto pelo resistor não linear. Violleau (2014) apresenta e discute testes feitos em um protótipo deste disjuntor.

Figura 32 – Modelo de disjuntor HVDC proposto pela Alstom Grid.



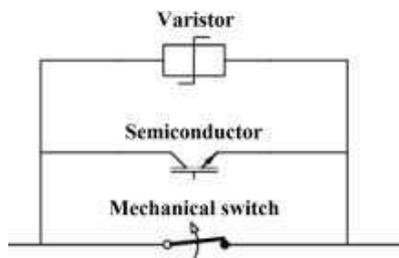
Fonte: Davidson, 2015.

6.3.3.2 Topologia 2

Esta topologia apresenta apenas um seccionador mecânico no caminho principal de corrente. Este seccionador conduzirá a corrente durante operação normal e devido a seus contatos metálicos as perdas nessa topologia de disjuntor híbrido são semelhantes àsquelas do disjuntor eletromecânico (MAGNUSSON, 2015). Um segundo caminho de corrente composto por chaves semicondutoras e um terceiro

para absorção de energia armazenada na rede também existem, esquema na Figura 33 é uma simplificação do circuito de um disjuntor dessa categoria.

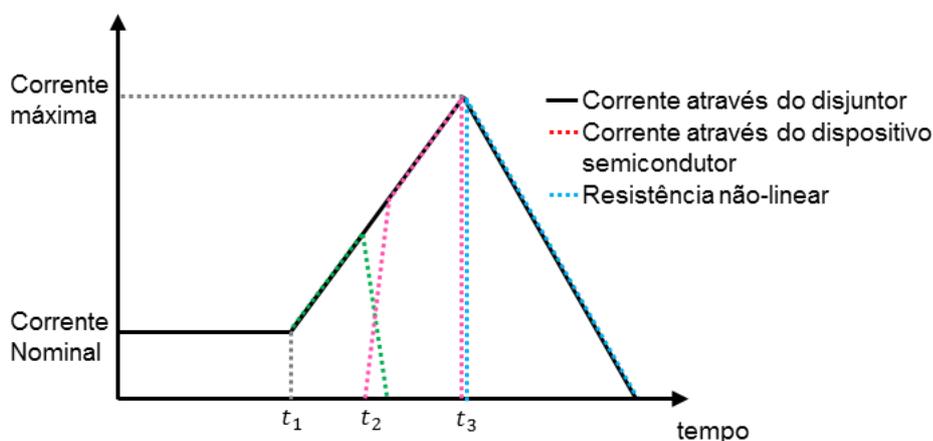
Figura 33 – Circuito simplificado de um disjuntor híbrido contendo apenas componentes mecânicos no caminho principal de corrente.



Fonte: Magnusson, 2015.

Após o acontecimento de uma falta em t_1 a impedância da linha reduzirá drasticamente e a corrente através do disjuntor aumentará. Após a detecção da falta um comando para o dispositivo semicondutor é enviado e este começa a conduzir em t_2 , até a condução desse dispositivo começar os contatos do seccionador mecânico não podem começar a abrir. Quando os contatos estão totalmente abertos um sinal comandando o bloqueio do semicondutor é enviado e este interrompe sua condução em t_3 . A partir desse momento o único caminho de condução será o de absorção de energia que apresenta uma alta resistência e conduz apenas quando as indutâncias presentes na rede causam uma tensão de recuperação elevada entre os terminais do disjuntor nos instantes após o bloqueio do semicondutor. A Figura 34 apresenta uma representação desse processo.

Figura 34 – Correntes nos diferentes ramos do disjuntor.



Fonte: o próprio autor.

Na tese de Magnusson (2015), o autor discute todos os princípios de funcionamento desta topologia, apresenta vários resultados e discute também sobre as escolhas de componentes tendo em conta especificações da rede.

7 CONCLUSÃO

O Estado da Arte apresentado neste trabalho mostrou a evolução da tecnologia de transmissão em alta tensão em corrente contínua e o considerável aumento no número de construção dessas linhas à medida que a tecnologia avançava. Na introdução foi evidenciado que transmissão em HVDC pode ser uma alternativa para alimentação de cargas isoladas, reduzindo ou até eliminando o uso de geração local. Essa eliminação reduz problemas com manutenção de equipamentos e reduz também o uso de fontes de energia não renováveis – comumente utilizadas para solucionar problemas de geração local.

A transmissão em HVDC foi também apresentada como mais econômica e com um impacto ambiental consideravelmente reduzido quando comparada com HVAC em transmissões de longas distâncias. A razão para tal é que apesar dos conversores usados na conversão CA/CC apresentarem perdas elevadas, perdas a partir de uma certa distância são compensadas pela alta eficiência e capacidade das linhas de transmissão CC. Com base nos dados apresentados conclui-se que apesar de a transmissão em HVDC ter, por muito tempo, para trás na “guerra das correntes” hoje representa uma alternativa de transmissão bastante competitiva, ganhando cada vez mais espaço no mercado de transmissão de energia elétrica.

Com a apresentação dos elos mais utilizados em conversores ficou claro que, projetos em HVDC hoje oferecem uma variedade de arquiteturas, sendo cada arquitetura compatível com determinados requerimentos dos projetos

Tratando das linhas de transmissão, destaca-se que em casos de linhas aéreas, a principal diferença entre HVDC e HVAC é que, a secção requerida para o condutor na transmissão CC é menor que aquela requerida na transmissão CA. Este fato deve-se a capacidade de condução em sistemas CC ser superior. Este ponto foi também tomado como mais uma vantagem econômica do uso da corrente contínua. No caso de cabos isolados, as diferenças são mais explícitas, vão desde número de polos condutores do cabo, até diferentes requerimentos de isolação. A transmissão HVDC destaca-se ainda mais quando cabos isolados são utilizados devido a existência de um limite na distância de transmissão por cabos isolados em HVAC.

Os conversores usados para a passagem de corrente contínua para alternada e vice-versa são considerados o ponto chave na transmissão HVDC. O conversor VSC apresentado representa o fim das limitações do uso do HVDC apenas em transmissões ponto-a-ponto. Sua versão com múltiplos módulos, o MMC, permitiu uma redução considerável no tamanho das estações pela eliminação da necessidade de filtros. Essa tecnologia foi um passo largo para a materialização de grandes projetos de redes multiterminais usando HVDC semelhantes aos apresentados, e na introdução e construção de subestações offshore bem mais baratas devido ao tamanho reduzido.

Atualmente o considerado maior desafio para construção de redes MTDC é uma proteção capaz de atuar somente do lado CC. Devido a velocidade de crescimento da corrente de curto-circuito no sistema CC, a seletividade e velocidade requerida pela proteção MTDC estão ainda além das capacidades da tecnologia atual. No Capítulo 6 foram apresentados disjuntores CC que poderiam ser utilizados na interrupção de corrente em sistemas MTDC em um futuro próximo. Nenhum dos disjuntores apresentados está sendo utilizado atualmente para interrupção de corrente nas linhas de transmissão CC; recaindo até hoje a função de suprimir a corrente de falta sobre os disjuntores CA das subestações conversoras. Apesar de tudo, o investimento na realização de tecnologias capazes de interromper a corrente de falta no lado CC é elevado, e protótipos de tais disjuntores já mostraram que esta tecnologia não tardará muito a ser implementada.

Como mostrado nesse trabalho, a tecnologia de transmissão em corrente contínua em alta tensão ainda tem muitas barreiras a serem ultrapassadas antes de ser possível a criação de redes multiterminais usando essa tecnologia, porém esse futuro parece cada vez mais atingível. No caminho para alcançar tal feito, a tecnologia HVDC tem ganhado mais espaço e visibilidade por ter tornando-se uma escolha econômica e menos impactante ao meio ambiente. A solução que esse sistema de transmissão representa para a integração de fontes de energias renováveis com a rede, tornando economicamente viável a interligação dessas fontes mesmo em longas distâncias faz da transmissão em HVDC uma tecnologia com prospecto bastante promissor. Por fim, pode-se inferir que devido a quantidade de investimentos multimilionários ao redor do mundo para o desenvolvimento do HVDC e o esforço conjunto de governo, empresas e acadêmicos em diversos grupos de pesquisa,

projetos de redes multiterminais usando HVDC logo sairão do papel e impactarão não só a matriz energética dos países mas também todo o mercado de energia mundial.

REFERÊNCIAS

ABB. *HVDC Light - It's time to connect*. 2012. Acessado em 22 de julho de 2016
Disponível em :

<https://library.e.abb.com/public/2742b98db321b5bfc1257b26003e7835/Pow0038%20R7%20LR.pdf>

ABB . *The early HVDC development - The key challenge in the HVDC technique*. 2014. Acessado em 17/08/2016. Disponível em:

https://library.e.abb.com/public/93e7f5ea0e800b7cc1257ac3003f4955/HVDC_50years.pdf

ABB. *525 kV extruded HVDC cable system Doubling power transmission over longer distances*. 2015. Acessado em 17/08/2016. Disponível em:

[https://library.e.abb.com/public/db10262e14b5414099c9ca721964adb1/150909_525kV%20brochure%20\(v%209\).pdf](https://library.e.abb.com/public/db10262e14b5414099c9ca721964adb1/150909_525kV%20brochure%20(v%209).pdf).

ABB. *HVDC References*. 2016a. Acessado em 19 de julho de 2016. Disponível em:
<http://new.abb.com/systems/hvdc/references>.

ABB. *Economic and environmental advantages*. 2016b. Acessado em 9 de julho de 2016. Disponível em:

<http://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>.

ALSTOM. *HVDC for beginners and beyond*. 2015. Acessado em 08 de agosto de 2016. Disponível em:

http://www.cigre.ru/research_commitets/ik_rus/b4_rus/library/ALSTOM_HVDC_for_Beginners_and_Beyond.pdf.

ALSTOM. *HVDC-VSC: Transmission technology of the future*. 2011. Acessado em 17 de agosto de 2016. Disponível em:

<https://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/Global/Grid/Resources/Documents/Smart%20Grid/Think-Grid-08-%20EN.pdf>.

ARRILLAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. *Flexible power transmission: the HVDC options*. John Wiley & Sons, 2007. 374 p.

ATMADJI, A. M. S. *Direct current hybrid breakers: A design and its realization*. Tese de doutorado. Universidade Tecnológica de Eindhoven. Eindhoven. Países Baixos. 2000.

BARRY, V. *HVDC Cable Technology*. Prysmian Group, 2015. Acessado em 18 de julho 2016. Disponível em Available: <http://uk.cigre.org/>.

BONKAREV, M. *Concept analysis for High-Voltage Direct-Current circuit breakers for application in a network of HVDC transmission*. 2015. Tese de Doutorado. Universidade de Tecnologia de Brandenburg Cottbus, Senftenberg, Alemanha.

BRESESTI, P. et. al., HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system. *IEEE Transactions on energy conversion*, pp. 37-43, 2007.

BUCHER, M. K. et al. Options for ground fault clearance in HVDC offshore networks. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE, 2012. p. 2880-2887.

CAO, J.; CAI, J. Y. *HVDC in China*. HVDC & FACTS Conference. Palo Alto, Estados Unidos, 2013.

CALLAVIK, M. et al. Breakthrough! ABB's hybrid HVDC breaker, an innovation breakthrough enabling reliable HVDC grids. *ABB Review*, n. 2, p. 7-13, 2013.

CHAUDHURI, N. et al. *Multi-terminal direct-current grids: Modeling, analysis, and control*. John Wiley & Sons, 2014. 288 p.

DAVIDSON, C. C. et al. A new ultra-fast HVDC circuit breaker for meshed DC networks. *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*. IET, 2015. p. 1-7.

DESCLOUX, J. *Protection contre les courts-circuits des réseaux à courant continu de forte puissance*. 2013. Tese de Doutorado. Université de Grenoble, França.

ERIKSSON, T. et al. A low loss mechanical HVDC breaker for HVDC Grid applications. *Proc. Cigré Session*. Paris, França, 2014.

EUROPEAN COMMISSION. *Projects of common interest - Interactive Map*. Acessado em 19 julho 2016. Disponível em:
http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/.

EWEA. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015*. 2016. Acessado em 17 de Julho 2016. Disponível em :
<http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2015.pdf>

FIALHO, J. M. P. *Sistema de transmissão em HVDC usando conversores de potência multinível baseado em inversores trifásicos duplos de dois níveis*. Tese de doutorado. Instituto Politécnico de Setúbal. 2014.

FRANCK, C. M. HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, p. 998-1007, 2011.

GOMIS-BELLMUNT, O. et al. Topologies of multiterminal HVDC-VSC transmission for large offshore wind farms. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 2, p. 271-281, 2011.

GRAHAM, J.; BILEDT, G.; JOHANSSON, J. Interligações de Sistemas Elétricos através de Elos HVDC. *IX SEPOPE*, Rio de Janeiro, 2004.

HÄFNER, J.; JACOBSON, B. Proactive Hybrid HVDC Breakers: a key innovation for reliable HVDC grids. *Proc. of Cigré Bologna*, v. 264, 2011.

JOHANNESSON, N. *A method and an apparatus for detecting a fault in an HVDC power transmission system*. Patent WO 2013/127438 A1, 06 de Setembro de 2013.

JONES, P. S.; DAVIDSON, C. C. Calculation of power losses for MMC-based VSC HVDC stations. *Power Electronics and Applications (EPE), 15th European Conference*. IEEE, 2013. p. 1-10.

JOVCIC, Dragan et al. Feasibility of DC transmission networks. *2nd Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), PES International Conference and Exhibition*. IEEE, 2011. p. 1-8.

KRZYSZTOF, G. et al. Traveling wave fault location in power transmission systems: an overview. *Journal of Electrical Systems*, p. 287-296. 2011.

LARRUSKAIN, D. M. et al. *Transmission and distribution networks: AC versus DC*. 2005. Acessado em 17 de julho de 2016. Disponível em: <http://www.solarecegypt.com/publications.html>.

LETERME, W.; VAN HERTEM, D. Classification of Fault Clearing Strategies for HVDC Grids. *Across borders-HVDC systems and markets integration*, Lund, Suécia, 2015.

LETERME, W.; BEERTEN, J.; VAN HERTEM, D. Nonunit protection of HVDC grids with inductive DC cable termination. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 2, p. 820-828, 2016.

MAGNUSSON, J. *On the design of hybrid dc-breakers consisting of a mechanical switch and semiconductor devices*. Tese de doutorado. KTH Instituto Real de Tecnologia. Estocolmo, Suécia, 2015.

MARTEN, A. *Operation of meshed high voltage direct current (HVDC) overlay grids - From operational planning to real time operation*. Tese de doutorado. Universidade de Ilmenau. Ilmenau, Alemanha, 2015.

MARTINSEN, E. *Evaluation of Methods for Detecting and Locating Faults in HVDC Grids*. Tese de doutorado. Universidade Noruega de Ciência e Tecnologia. Trondheim, Noruega. 2014.

MATTSSON, I. et al. Murray Link-The longest underground HVDC cable in the world. *Cigré conference*. Paris, França, 2004.

MEAH, K; ULA, S. Comparative evaluation of HVDC and HVAC transmission systems. *Power Engineering Society General Meeting*, IEEE. 2007. p. 1-5.

MEYER, C.; KOWAL, M.; DE DONCKER, R. W. Circuit breaker concepts for future high-power DC-applications. *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications*. IEEE, 2005. p. 860-866.

MEYER, C.; SCHRODER, S.; DE DONCKER, R. W. Solid-state circuit breakers and current limiters for medium-voltage systems having distributed power systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, n. 5, p. 1333-1340, 2004.

MOKHBERDORAN, A. et al. A review on HVDC circuit breakers. *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*. IET, 2014. p. 1-6.

MUKHEDKAR, R. A. *Introduction to HVDC LCC & VSC – Comparisom*. ALSTOM. 2010. Acessado em 22 de Julho 2016. Disponível em :
http://sari-energy.org/oldsite/PageFiles/What_We_Do/activities/HVDC_Training/Presentations/Day_7/LCC_vs_VSC_ALSTOM.pdf.

NAIDOO, D. *Protection of Ultra Long HVDC Tramission Lines*. Dissertação de mestrado. Universidade de Kawazulu-Natal. Durban, África do Sul. 2005.

RUDERVALL, R.; CHARPENTIER, J. P.; SHARMA, R. High voltage direct current (HVDC) transmission systems technology review paper. *Energy week*, v. 2000, p. 2, 2000.

SAHA, M. M.; IZYKOWSKI, J. J.; ROSOLOWSKI, E. *Fault location on power networks*. Springer Science & Business Media, 2009.

SANO, K.; TAKASAKI, M. A surge-less solid-state dc circuit breaker for voltage source converter based HVDC transmission systems. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE, 2012. p. 4426-4431.

SIEMENS AG, *HVDC – High Voltage Direct Current Transmission*. 2012. Acessado em 26 de julho de 2016. Disponível em:
http://www.energy.siemens.com/ru/pool/hq/power-transmission/HVDC/HVDC-Classic/HVDC-Classic_Transmission_References_en.pdf

SIEMENS AG. *High voltage direct current transmission - Proven technology for power exchange*. 2011. Acessado em 22 de Agosto de 2016. Disponível em: http://www.siemens.com/sustainability/pool/en/environmental-portfolio/products-solutions/power-transmission-distribution/hvdc_proven_technology.pdf.

SIEMENS AG. *The Siemens Environmental Portfolio - Examples of sustainable technologies*. 2015. Acessado em de 25 Julho 2016. Disponível em: https://www.downloads.siemens.com/download-center/d/Siemens-Environmental-Sustainable-Portfolio_A6V10594586_us-en.pdf?mandator=ic_bt&segment=HQ&fct=downloadasset&pos=download&id1=A6V10594586

SNEATH, J.; RAJAPAKSE, A. D. DC fault protection of a nine-terminal MMC HVDC grid. *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*. IET, 2015. p. 1-8.

TANG, L. *Control and protection of Multi-Terminal DC transmission systems based on voltage source converters*. Tese de doutorado. Universidade McGill, Montreal, Canadá, 2003.

TAKEDA, H. et al. New protection method for HVDC lines including cables. *IEEE transactions on power delivery*. v. 10, n. 4, p. 2035-2039, 1995.

VAN HERTEM, D.; GOMIS-BELLMUNT, O.; LIANG, J. *HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future*. Wiley-IEEE Press, 2016. 528 p.

VIOLLEAU, L.; GRIESHABER, W.; DUPRAZ, J. P. Development and test of a 120 kV direct current circuit breaker. *CIGRE Session*. Paris, França, 2014.

WANG, X. et al. Research on fast solid-state DC breaker based on a natural current zero-crossing point. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 2, n. 1, p. 30-38, 2014.

WANG, J. et al. Multi-terminal DC system line protection requirement and high-speed protection solutions. *CIGRÉ Symp*. 2015.