



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

Júlio César Cândido Vieira

Análise do Avanço da Utilização de Corrente Contínua na Transmissão de Energia Elétrica

Campina Grande, Paraíba

Dezembro de 2019

Júlio César Cândido Vieira

Análise do Avanço da Utilização de Corrente Contínua na Transmissão de Energia Elétrica

*Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal
de Campina Grande como parte dos requisi-
tos necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Orientador: Prof. Célio Anésio da Silva, D.Sc.

Campina Grande, Paraíba

Dezembro de 2019

Júlio César Cândido Vieira

Análise do Avanço da Utilização de Corrente Contínua na Transmissão de Energia Elétrica

*Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
à Coordenação do Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal
de Campina Grande como parte dos requisi-
tos necessários para a obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica.*

Aprovado em 05/12/2019

Damásio Fernandes Júnior, D.Sc.
Professor Avaliador

Célio Anésio da Silva, D.Sc.
Orientador

Campina Grande, Paraíba
Dezembro de 2019

Dedico este trabalho aos meus pais, César e Lúcia, que são os meus maiores mestres.

Agradecimentos

A Deus, pelo dom da vida e por toda força e discernimento que Ele me concede diariamente.

Aos meus pais, César e Lúcia, por serem a minha maior fonte de amor e por todas as vezes que eles se sacrificaram em função do meu crescimento pessoal, acadêmico e profissional.

A minha namorada, Thayanne Jácome, por todo amor, conselhos compartilhados e força nos momentos difíceis.

Aos meus amigos Ariôsto Júnior, Arthur Felipe, Jorge Luiz, Leonardo Magno, Raphael Santana, Samuel Barros e Vitor Ramos por toda ajuda e coragem durante o curso.

Ao professor Célio Anésio pela orientação, ensinamentos e paciência na realização deste trabalho.

Comece onde você está. Use o que você tem. Faça o que você pode.
(Arthur Ashe)

Resumo

A transmissão de energia elétrica utilizando a corrente contínua vem ganhando cada vez mais espaço e mostrando-se a melhor solução para inúmeros projetos, os quais envolvem grandes quantidades de energia transferida ou longas distâncias. Este trabalho aborda o desenvolvimento da tecnologia de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*) desde a sua inserção no mercado até os dias atuais. A comparação entre os sistemas HVDC e HVAC (*High Voltage Alternating Current*) é o foco da pesquisa. Tal confronto é realizado por meio da apresentação das vantagens e desvantagens da utilização de cada sistema em diferentes situações. Além disso, o detalhamento das topologias de conversores utilizadas atualmente em sistemas HVDC é apresentado. Nesse sentido, os principais projetos de transmissão em corrente contínua no Brasil e no mundo são expostos. Por fim, conclui-se que a tecnologia HVDC é um promissor sistema para contribuir com o fornecimento de eletricidade com um baixo nível de perdas e para o aumento da matriz energética renovável dos países.

Palavras-chave: Transmissão de energia elétrica, HVDC, corrente contínua.

Abstract

Power transmission using direct current is gaining more space and proving to be the best solution for numerous projects involving large amounts of energy transferred or long distances. This paper deals with the development of High Voltage Direct Current (HVDC) transmission technology from its introduction to the market today. The comparison between HVDC and High Voltage Alternating Current (HVAC) systems is the focus of the research. Such confrontation is accomplished by presenting the advantages and disadvantages of using each system in different situations. In addition, the detail of the converter topologies currently used in HVDC systems is presented. In this sense, the main direct current transmission projects in Brazil and worldwide are exposed. Finally, it is concluded that HVDC technology is a promising system for contributing to low-loss electricity supply and increasing renewable energy matrix.

Keywords: Electric power transmission, HVDC, direct current.

Lista de ilustrações

Figura 1 –	Projeção da demanda máxima integrada de energia elétrica no Brasil. . .	12
Figura 2 –	Válvula de arco de mercúrio tipo tanque de aço, fabricada pela Siemens. . .	16
Figura 3 –	Componentes da válvula de tiristores para aplicações HVDC.	17
Figura 4 –	Válvulas de tiristores em série na estação de <i>Pacific HVDC Intertie</i> . . .	18
Figura 5 –	Comparação dos custos de investimentos dos sistemas CA e CC.	24
Figura 6 –	Área utilizada para a construção do sistema de transmissão HVDC e HVAC.	26
Figura 7 –	Ponte conversora de seis pulsos.	29
Figura 8 –	Formas de onda da tensão de saída do conversor.	30
Figura 9 –	Ponte conversora de doze pulsos.	31
Figura 10 –	Conversor VSC de dois níveis.	32
Figura 11 –	Conversor VSC de três níveis.	33
Figura 12 –	Esquema de um conversor MMC com submódulos em uma configuração em cascata.	34
Figura 13 –	Princípio de operação de um MMC com quatro submódulos conectados em série.	35
Figura 14 –	Fontes de energia elétrica utilizadas no mundo no ano de 2018.	37
Figura 15 –	Esquema de geração e conversão de energia na usina de Biswanath Chariali.	38
Figura 16 –	Sistema de transmissão HVDC <i>North-East Agra</i>	39
Figura 17 –	Esquema simplificado do projeto <i>North Sea Link</i>	40
Figura 18 –	Tempo previsto de execução do projeto <i>North Sea Link</i>	41
Figura 19 –	Localização do projeto <i>DolWin2</i>	43
Figura 20 –	Plataforma <i>DolWin beta</i>	44
Figura 21 –	Esquema de transmissão do projeto <i>Cross Sound Cable</i>	46
Figura 22 –	Capacidade instalada no SIN - 2018.	49
Figura 23 –	Sistema de transmissão brasileiro.	50

Lista de tabelas

Tabela 1 – Porcentagem dos custos dos equipamentos no custo total de um sistema HVDC.	24
-----------------------------------------------------------------------------------------------	----

Lista de abreviaturas e siglas

HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> , Alta Tensão em Corrente Contínua
HVAC	<i>High Voltage Alternating Current</i> , Alta Tensão em Corrente Alternada
SIN	Sistema Interligado Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
LCC	<i>Line Commutated Converters</i> , Conversor Comutado por Linha
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> , Transistor Bipolar de Porta Isolada
BJT	<i>Bipolar Junction Transistor</i> , Transistor de Junção Bipolar
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i> , Transistor de Efeito de Campo de Óxido de Metal Semicondutor
VSC	<i>Voltage Sourced Converter</i> , Conversor Fonte de Tensão
LT	Linha de Transmissão
SSC	<i>Self Commutated Converter</i> , Conversor de Comutação Própria
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> , Modulação por Largura de Pulso
MMC	<i>Modular Multilevel Converter</i> , Conversor Multinível Modular
IEA	<i>International Energy Agency</i> , Agência Internacional de Energia
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i> , Compensador Síncrono Estático

Sumário

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivos	14
1.2	Estrutura do Trabalho	14
2	HISTÓRICO DA TECNOLOGIA HVDC	15
3	SISTEMAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE ALTERNADA E CONTÍNUA	20
3.1	Fatores Técnicos	21
3.2	Fatores Econômicos	23
3.3	Fatores Ambientais	25
4	CONVERSORES HVDC	28
4.1	Conversor Comutado por Linha	28
4.2	Conversor Fonte de Tensão	31
5	APLICAÇÕES DA TECNOLOGIA HVDC	36
5.1	Conexão da Geração Remota	36
5.2	Interconexão de Redes Elétricas	39
5.3	Conexões das Usinas Eólicas <i>Offshore</i>	41
5.4	Sistemas CC em Redes CA	44
5.5	Entrada no Centro das Cidades	45
5.6	Conexão de Cargas Remotas	47
6	SISTEMA DE TRANSMISSÃO HVDC NO BRASIL	49
6.1	Linhas HVDC	49
6.2	Visão de Futuro	51
7	CONCLUSÕES	53
	REFERÊNCIAS	55

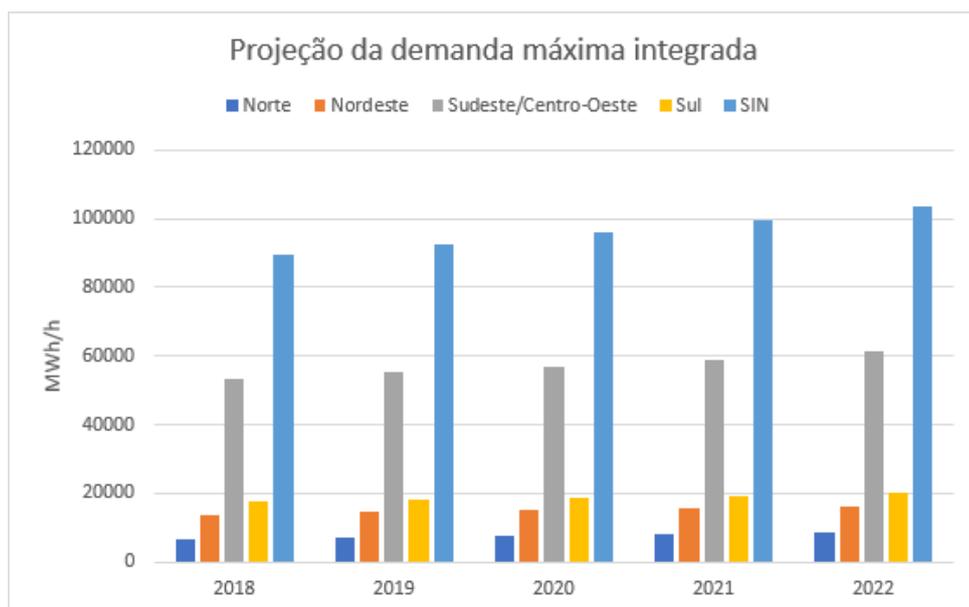
1 Introdução

Não há dúvidas de que o acesso à eletricidade e o seu uso trazem grandes benefícios às populações, seja nos países desenvolvidos, altamente dependentes de eletricidade, seja nos países em desenvolvimento. A evolução social, econômica e tecnológica de um país é fortemente influenciada pelas suas bases energéticas.

O tema da geração, distribuição e transmissão de energia elétrica de uma forma eficiente, com a maior segurança e com o menor impacto ambiental é o foco de diversas pesquisas atuais, que objetivam, principalmente, implementar o ingresso crescente de fontes de energias renováveis na matriz energética dos países. Entretanto, ainda existem diversos problemas a serem resolvidos quando se fala de energia renovável, como por exemplo, a constância na sua geração.

Como é sabido, a demanda de energia elétrica cresce constantemente. Com base nos dados retirados da norma técnica EPE DEA 011/18 (ONS, 2018), foi traçado o gráfico apresentado na Figura 1 da projeção da demanda máxima integrada de energia elétrica nas regiões do Brasil e no Sistema Interligado Nacional (SIN) entre os anos de 2018 e 2022. Para realizar essa previsão, foram considerados fatores de cargas médios anuais da demanda máxima integrada, baseados no histórico dos últimos anos.

Figura 1 – Projeção da demanda máxima integrada de energia elétrica no Brasil.



Fonte: Adaptado de [1].

Por meio da análise do gráfico acima, pode-se concluir, de fato, que a demanda de energia elétrica tende a aumentar em todas as regiões brasileiras, o que provoca

obrigatoriamente a necessidade de desenvolver a geração e transmissão de energia no país. Entretanto, tal desenvolvimento não é um objetivo fácil de ser alcançado, devido a problemas como o impacto ambiental da construção de novas unidades geradoras em determinados locais e a eficiência da geração energética.

Na Figura 1 mostra-se que a demanda de energia no conjunto das regiões Sudeste e Centro-Oeste é bem maior quando comparado às demais regiões, o que implica em um desbalanceamento do consumo energético, tal fato ocorre pois na região Sudeste estão abrigados os maiores consumidores de energia elétrica, tais como as indústrias, grandes prédios comerciais e residenciais e a grande necessidade de iluminação pública. Portanto, tal região se torna uma importadora de energia elétrica de regiões distantes. Esta característica é comum em muitos países, os quais apresentam seus maiores centros consumidores distantes de suas principais matrizes de geração elétrica. Tal característica corrobora com a conclusão de que a transmissão de energia elétrica em grandes distâncias é um assunto a ser estudado e desenvolvido.

Um sistema de transmissão elétrico deve ser construído de tal maneira que permita o escoamento da energia dos seus pontos de geração até os centros consumidores, com qualidade e eficiência dentro dos critérios técnicos e econômicos adotados. O circuito de transmissão, dependendo de suas características como distância e potência a ser transmitida, pode ser em corrente alternada (CA) ou corrente contínua (CC) (PORTUGAL, 2015).

Diante da situação atual da distribuição de energia elétrica mundial, o sistema HVDC (*High Voltage Direct Current*) vem se tornando o método de escolha para a transmissão submarina e para interconexão de redes CA assíncronas, fornecendo um sistema estável e eficiente. O HVDC é também a tecnologia escolhida para a transmissão a longas distâncias em um sistema de potência, sendo capaz de transmitir grandes quantidades de eletricidade com um baixo nível de perdas quando comparados ao sistema de corrente alternada. Dessa forma, a tecnologia HVDC se torna fundamental para superar o problema com a geração de energia por meio de fontes renováveis, tais como a eólica e solar, pois esses recursos raramente estão localizados próximos dos grandes centros de consumo.

A relevância deste presente trabalho sobre a transmissão de energia elétrica em alta tensão em corrente contínua se baseia no avanço da sua utilização em detrimento da transmissão em alta tensão em corrente alternada, devido ao desenvolvimento de novas tecnologias nos equipamentos usados na transmissão HVDC que permitiram maior eficiência energética.

A tecnologia HVDC pode ser vista como a solução do problema de implantação de fontes renováveis, tais como a eólica *offshore* na matriz energética dos países e da transmissão de grandes quantidades de energia por meio de longas distâncias. Tais fatores foram os principais motivadores para o desenvolvimento deste relatório.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é realizar uma comparação entre as tecnologias HVDC e HVAC diante de diferentes situações e aplicações. Além disso, o avanço e o desenvolvimento da utilização da tecnologia de transmissão de eletricidade em corrente contínua no Brasil e no mundo são apresentados.

O desenvolvimento da pesquisa será sempre baseada na apresentação e detalhamento de projetos e sistemas HVDC que já estão em operação ou que estão planejados para começar a operar em breve.

1.2 Estrutura do Trabalho

Além desse capítulo, este trabalho está organizado em seis capítulos, descritos a seguir.

No capítulo 2 o histórico da utilização da tecnologia HVDC será apresentado por meio do detalhamento do avanço tecnológico dos conversores e dispositivos semicondutores, tais como os tiristores e transistores.

No capítulo 3 será apresentada uma comparação entre os sistemas de transmissão HVAC e HVDC por meio da exposição de fatores técnicos, econômicos e ambientais.

No capítulo 4 serão apresentados os conversores usados para a comutação de corrente contínua para alternada e vice e versa. Além disso, será detalhado também o avanço tecnológico dos dispositivos utilizados nos conversores.

No capítulo 5 as principais aplicações da tecnologia HVDC serão apresentadas por meio da exposição e explicação de projetos em funcionamento ou em andamento ao redor do mundo.

No capítulo 6 será apresentado o cenário do sistema elétrico brasileiro com relação à utilização da transmissão HVDC.

No capítulo 7 serão apresentadas as conclusões obtidas com a pesquisa deste trabalho de conclusão de curso.

2 Histórico da tecnologia HVDC

Durante a década de 1940, o governo sueco planejava a construção de um longo sistema de transmissão de eletricidade da nova usina hidrelétrica de Harsprånget, extremo norte do país até os centros de carga na região sul da Suécia. A tecnologia HVDC foi considerada nos estudos da época para realizar tal transmissão, entretanto o sistema e os componentes de operação que estavam sendo desenvolvidos na época ainda não haviam avançados o suficiente para realizar uma aplicação prática. Portanto, decidiu-se construir um sistema de transmissão em corrente alternada com um nível de tensão de 400 kV. A primeira parte desse sistema foi energizado em 1952 e representou o maior nível de tensão utilizada na época (ABB, 2004).

O desafio principal na implementação da tecnologia HVDC no mercado de transmissão de eletricidade foi o desenvolvimento de válvulas confiáveis e econômicas com um poder de conversão de alta tensão em corrente alternada em alta tensão em corrente contínua e vice-versa. Nesse sentido, diversos experimentos foram realizados em diversas partes do mundo com dispositivos de contato mecânico, mas os resultados obtidos não foram satisfatórios. Por outro lado, as válvulas de arco de mercúrio ofereceram uma linha de desenvolvimento possível.

O surgimento das válvulas de arco de mercúrio exigiu o estudo de domínios da ciência completamente desconhecidos na época. Enquanto as máquinas elétricas e transformadores podiam ser construídos com alta precisão devido ao avanço das leis da física nesse campo de estudo, o desenvolvimento das válvulas de mercúrio foi baseado, em grande parte, no conhecimento empiricamente adquirido.

Uma válvula experimental, testada em 1933, confirmou a validade do princípio de arco de mercúrio. Entretanto, ainda existiam grandes desafios materiais a serem superados. Tais problemas foram solucionados por meio de uma pesquisa liderada pelo Dr. Uno Lamm, considerado como o pai da tecnologia HVDC (WOLLARD, 1988).

A operação do retificador elétrico depende de um arco de descarga entre os eletrodos dentro de um envelope selado contendo vapor de mercúrio à pressão muito baixa. O mercúrio líquido permite realizar a renovação constante do cátodo fazendo com que ele não se deteriore com o tempo. Dessa forma, o mercúrio emite elétrons livremente, enquanto que o carbono presente no ânodo emite poucos elétrons, mesmo quando aquecido, de modo que a corrente elétrica só pode passar pelo tubo em uma direção, do cátodo para o ânodo, o que permite que o tubo realize a retificação da corrente alternada.

A construção de uma válvula de arco de mercúrio pode ser realizada de duas formas básicas: ampola de vidro e tanque de aço. As válvulas de tanque de aço foram utilizadas

para correntes mais elevadas, na ordem de 500 A. Na Figura 2 está apresentado um retificador de válvula de arco de mercúrio do tipo tanque de aço. O retificador apresenta valores nominais de 560 V e 1330 A, produzido pela Siemens. Tal equipamento foi muito utilizado nas primeiras aplicações da tecnologia HVDC.

Figura 2 – Válvula de arco de mercúrio tipo tanque de aço, fabricada pela Siemens.



Fonte: <https://pt.qwertyu.wiki/wiki/Mercury-arcvalve>. Acessado em 16 de novembro de 2019.

Nesse sentido de desenvolvimento da tecnologia HVDC, uma estação de teste foi construída em Trollhättan no ano de 1945 e uma linha de transmissão de 50 km foi disponibilizada para a realização de experimentos. No ano seguinte, uma estação de teste maior foi colocada em serviço no mesmo local, o que permitiu o desenvolvimento empírico das grandes válvulas de mercúrio de alta tensão. O trabalho e a pesquisa resultou na solução dos desafios finais em 1953.

Em 1954 foi construída a primeira linha de transmissão HVDC do mundo, tal empreendimento conectava a Suécia à ilha de Gotland. O sistema apresentava potência de 20 MW, tensão de 200 kV e corrente nominal de 200 A. O trabalho acelerado durante os últimos estágios do projeto de Gotland permitiu enfrentar e resolver uma série de desafios ao mesmo tempo em que novos obstáculos foram descobertos. Nesse sentido, mais de cem modificações foram sistematicamente testadas até chegar à uma solução final que englobasse parâmetros técnicos e econômicos.

No começo da década de 1950, os governos da França e da Inglaterra planejavam um sistema de transmissão de eletricidade pelo canal da inglês. Poucas semanas após o comissionamento do projeto de Gotland, o comitê de estudo concluiu que a tecnologia em corrente alternada era a mais viável para o projeto do canal inglês. Entretanto, após estudos e experiências no projeto sueco, o sistema HVDC foi escolhido para substituir o HVAC

no projeto do canal. Esta decisão foi extremamente favorável para o desenvolvimento da tecnologia, pois com a primeira experiência e erros do projeto de Gotland, foi possível construir um sistema mais confiável para o canal inglês.

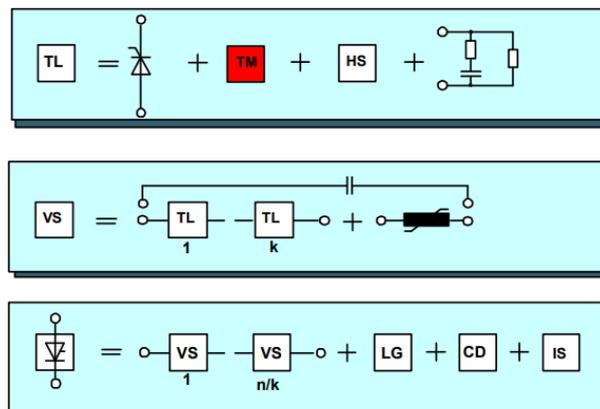
Seguindo o projeto do canal inglês, diversos sistemas de transmissão utilizando as válvulas de arco de mercúrio foram construídos na década de 1960, tais como os projetos Konti-Skan e Sakuma. A maior transmissão HVDC utilizando válvulas de mercúrio foi implementada nos Estados Unidos, nomeada de *Pacific HVDC Intertie*. Este projeto foi construído com uma potência de 1440 MW, um nível de tensão de ± 400 kV e entrou em operação em 1970, permitindo a conexão das redes elétricas do estado de Oregon até a Califórnia. Tal projeto foi ampliado por meio de tecnologias modernas e agora apresenta uma capacidade de 3100 MW e uma tensão de ± 400 kV (LITZENBERGER, 2006).

Em paralelo ao desenvolvimento da tecnologia HVDC, existia também um forte estudo acerca dos dispositivos semicondutores. Nesse sentido, foram desenvolvidos as válvulas feitas de tiristores para aplicações na transmissão de alta tensão em corrente contínua.

Em 1967 uma válvula de arco de mercúrio foi substituída por uma de tiristores em Gotland, sendo a primeira do mundo utilizada em aplicações comerciais. Após aproximadamente um ano de utilização em estado de teste, um grupo completo de válvulas de tiristores foi instalado em cada estação conversora de Gotland com o objetivo de aumentar a capacidade de transmissão em 50%. O novo grupo de válvulas foi conectado em série com os dois existentes grupos de válvulas de arco de mercúrio, dessa forma a tensão nominal do sistema foi elevado de 100 kV para 150 kV.

A válvula tiristora utilizada nas aplicações de alta tensão é composta por componentes únicos em uma determinado sequência, como está apresentado na Figura 3.

Figura 3 – Componentes da válvula de tiristores para aplicações HVDC.



Fonte: [6].

Por meio da análise da Figura 3 pode ser percebido a presença de diferentes

parâmetros, em que TM representa o sistema de monitoramento do tiristor, VS representa a seção da válvula, k é número de níveis de tiristores na seção da válvula, CD é o sistema de refrigeração, HS é o dissipador de calor, n é o número de níveis de tiristores na válvula, IS é a estrutura isolante e TL representa o nível do tiristor (SIEMENS, 2007).

Os tiristores modernos para aplicações HVDC tem uma tensão máxima de bloqueio entre 5 e 8 kV. Portanto, é necessário que tais dispositivos sejam conectados em série para aumentar a capacidade de bloqueio de tensão (LIPS, 1998). Na Figura 4 está apresentado um esquema de tiristores em série utilizados para substituir as válvulas de arco de mercúrio no projeto *Pacific HVDC Intertie*.

Figura 4 – Válvulas de tiristores em série na estação de *Pacific HVDC Intertie*.



Fonte: <http://www.ptd.siemens.de/artikel0903.htm>. Acessado em 16 de novembro de 2019.

A válvula de tiristores simplificou o processo de conversão CA-CC e vice versa e reduziu significativamente a manutenção no sistema conversor. Entretanto, as estações conversoras baseadas na tecnologia de tiristores de comutação não fornecem controle independente da potência ativa e reativa do sistema.

A maioria dos sistemas HVDC em operação atualmente são baseados nos conversores comutados pelas linhas (LCC), o qual indica que o processo de conversão depende da tensão de linha do sistema em corrente alternada ao qual o conversor está conectado. Estes tipos de conversores utilizam dispositivos de comutação que não são monitorados (diodos) ou que só podem ser controlados durante o seu processo de ativação (*turn-on*), como os tiristores. Embora os conversores HVDC possam, em princípio, ser construídos com diodos, tais conversores só podem ser usados no modo de retificação e a falta de controlabilidade da tensão contínua é uma séria desvantagem do dispositivo. Conseqüentemente, na prática, todos os sistemas LCC utilizam válvulas de arco de mercúrio controladas pela rede (até a década de 1970) ou tiristores (até os dias atuais).

Em 1990, devido aos fortes avanços tecnológicos na eletrônica de potência foi introduzido o transistor bipolar de porta isolada (IGBT). Tal dispositivo ofereceu diversas possibilidades de operação que poderiam levar os sistemas HVDC para um nível bem mais elevado. O dispositivo IGBT tem o poder de aliar as características de chaveamento dos transistores bipolares (BJT) com a alta impedância do transistor de efeito de campo de óxido de metal semiconductor (MOSFET), apresentando assim um baixo nível de tensão de saturação e alta capacidade de transmissão de corrente elétrica. O IGBT destaca-se por possuir alta eficiência e elevada velocidade de chaveamento.

Com a introdução do IGBT foi possível implementar um novo modelo de conversão para aplicações HVDC, o conhecido conversor fonte de tensão (VSC). Em 1997, o primeiro sistema VSC utilizado nas aplicações de alta tensão em corrente contínua foi testado na cidade de Hellisjón, na Suécia. Tal sistema apresentava uma potência de 3 MW e um nível de tensão de ± 10 kV. Nesse sentido, em 1990 a empresa ABB desenvolveu o primeiro projeto comercial VSC utilizado no sistema da ilha de Gotland. Esse projeto é caracterizado pela conexão submarina com uma potência de 50 MW e um nível de tensão de ± 80 kV. A partir daí, diversos projetos baseados na tecnologia VSC foram instalados pelo mundo.

3 Sistemas de Transmissão em Corrente alternada e Contínua

Em 1831 o inglês Michel Faraday criou o primeiro gerador elétrico do mundo. Tal gerador era composto por um disco de cobre que girava no campo magnético formado pelos polos de um ímã de ferradura e produzia uma corrente elétrica contínua. Além de Faraday, outros cientistas como Galvani, Volta, Oersted e Ampère apresentaram suas principais descobertas com base no campo de corrente contínua. No ano de 1882, o cientista Thomas Edison inaugurou a primeira estação de energia elétrica do mundo, localizada em Nova Iorque. Nessa ocasião, mais de 3000 lâmpadas se acenderam, iluminando ruas e prédios da cidade por meio da corrente contínua.

Apesar da inicial supremacia da utilização de corrente contínua na transmissão de energia elétrica, a tecnologia em corrente alternada superou a CC por meio da famosa "guerra das correntes" travada entre os cientistas Thomas Edison e Nikola Tesla no final do século XIX. Nessa época, Thomas Edison tinha um laboratório de pesquisa e era reconhecido no setor elétrico. Thomas defendia fielmente a utilização de corrente contínua na transmissão de energia elétrica e seus ideais eram bem aceitos por toda sociedade. Tal hegemonia começou a chegar ao fim quando o cientista sérvio Nikola Tesla viajou até os Estados Unidos com o objetivo de mostrar para o mundo as suas invenções acerca da tecnologia CA. Inicialmente, Nikola apresentou seus estudos para o renomado cientista Thomas Edison. Entretanto, Thomas não considerou viável as ideias propostas por Nikola sobre a transmissão de energia elétrica por meio da corrente alternada. A partir disso, Nikola buscou incentivos do empresário Westinghouse e conseguiu demonstrar que a utilização de corrente alternada era a mais viável nos sistemas de transmissão.

O começo da predominância da utilização de CA na transmissão de energia elétrica no início do século XX ocorreu devido aos transformadores e motores de indução. O transformador possibilita a variação do nível de tensão para fins de transmissão, distribuição e uso. Os motores de indução eram os elementos essenciais das indústrias na época, os quais operam apenas com a corrente alternada (MEAH e ULA, 2007).

A tecnologia CA se tornou familiar para o uso doméstico e industrial, mas o sistema apresenta algumas limitações na transmissão de grandes blocos de potência a grandes distâncias. Outro fator negativo é a impossibilidade de conectar diretamente duas redes elétricas de corrente alternada que apresentem frequências diferentes. Além disso, a resistência de um condutor CA é maior do que um condutor CC, tal fato ocorre devido ao efeito pelicular. Este efeito é caracterizado pela distribuição uniforme da corrente elétrica contínua na seção transversal do condutor. Esta uniformidade não está presente

na transmissão em corrente alternada, gerando assim uma distribuição da corrente que depende da frequência, do campo elétrico, da condutividade elétrica, das dimensões e da forma geométrica do condutor (ROBERT, 2000). Com a resistência maior, o sistema de transmissão CA apresenta maiores perdas de potência do que o sistema CC.

A potência transferida em uma linha de transmissão em corrente alternada pode ser expressa pela seguinte expressão.

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \text{sen}(\delta) \quad (3.1)$$

Os parâmetros V_1 e V_2 representam as tensões nos terminais da linha, δ é a diferença de fase dessas tensões e X é o valor da reatância série. Da equação 3.1 é possível concluir que a potência máxima transferida ocorre em $\delta = 90^\circ$. Este valor de potência representa o limite de estabilidade do sistema. A reatância da linha é diretamente proporcional à sua extensão e à potência máxima transmitida pela linha é inversamente proporcional à sua reatância. Dessa forma, em aplicações de transmissão a longas distâncias, a maior parte da reatância do sistema está concentrado na linha de transmissão (LT). Dessa forma, é necessário implementar compensadores de reativos na extensão da LT em corrente alternada. Por outro lado, a transmissão em corrente contínua não apresenta este problema de reatância, conseqüentemente não apresenta limitações de distância de transmissão.

Neste sentido, com o início de uma nova era energética e a necessidade de construir sistemas de geração de eletricidade que utilizem recursos renováveis, a tecnologia HVDC segue em constante crescimento para complementar as redes de transmissão CA já existentes. Atualmente, a tecnologia HVDC é o método de escolha para a transmissão submarina e para interconexão de redes CA assíncronas. Além disso, a característica principal do sistema HVDC que alavanca o seu desenvolvimento é a transmissão de grande quantidade de energia a longas distâncias com um baixo nível de perdas. Este fato torna a tecnologia HVDC a peça fundamental para superar alguns problemas com a geração renovável, tais como a solar e eólica, pois estas fontes raramente estão localizadas próximas aos grandes centros de consumo.

As razões de escolha de um sistema HVDC em detrimento do HVAC são numerosas e complexas. Em muitos casos, as redes em corrente contínua são escolhidas com base em uma combinação de fatores técnicos, econômicos e ambientais. Estes fatores serão detalhados nas seções a seguir.

3.1 Fatores Técnicos

A transmissão HVDC é uma tecnologia que apresenta inúmeras vantagens técnicas distintas com relação ao sistema em corrente alternada. Por exemplo, tal sistema garante

a transmissão de grande quantidade de potência a longas distâncias, com uma maior eficiência e um baixo nível de perdas.

O sistema HVDC fornece um controle instantâneo e preciso do fluxo de carga do sistema. Uma vez instalado, o sistema HVDC se torna parte integrante da rede elétrica de potência, aperfeiçoando a estabilidade, confiabilidade e capacidade de transmissão do sistema. Os principais fatores técnicos que tornam o sistema HVDC um poderoso meio de transmissão de energia são as possibilidades de interconexão de redes assíncronas, transporte de grande quantidade de potência a longa distância, poder de controle e baixos valores de correntes de curto-circuito.

Um grande número de redes HVDC são utilizadas para interconectar dois sistemas em corrente alternada que não são síncronos. Para que dois sistemas CA sejam conectados, eles devem operar na mesma tensão e frequência. Tal fato pode ser impossível de ser alcançado em algumas situações. Como a tecnologia HVDC é assíncrona, ela pode se adaptar a qualquer nível de tensão e frequência nominal do sistema no qual está inserida.

Em um longo cabo de transmissão HVAC, o fluxo de potência reativa devido a grande capacitância do fio limita a distância máxima de transmissão possível. Com o sistema HVDC não existe tal restrição, dessa forma, para cabos de transmissão muito longos, o sistema HVDC é a alternativa técnica mais viável.

Uma vantagem fundamental da tecnologia HVDC é a facilidade de controle da potência ativa na rede de transmissão. Em muitas redes de alta tensão em corrente contínua, o seu controle principal é baseado na transferência constante de potência. Esta propriedade se tornou ainda mais importante nos últimos anos, pois os mercados de energia em muitos países são desregulados. Essa desregulação ocorre pois muitas fontes de energia elétrica apresentam períodos de sazonalidades, tais como as hidrelétricas que dependem de um período de chuva para operarem com um bom rendimento.

Em muitos casos, uma rede HVDC também pode melhorar o desempenho dos sistemas em corrente alternada conectadas à rede. Esta melhoria é realizada por meio de instalações de controle adicionais. Normalmente, esses controles são ativados automaticamente quando determinados critérios são atendidos. As funções de controle automático do sistema HVDC incluem o controle de frequência constante, redistribuição do fluxo de energia e amortecimento de oscilações de energia na rede CA. Em alguns cenários, tais funções de controle adicionais podem tornar possível o aumento seguro da capacidade de transmissão de um sistema em corrente alternada, o qual apresenta limitações de estabilidade (ABB, 2014).

A transmissão HVDC não contribui para a corrente de curto-circuito do sistema CA interconectado na rede. Quando um sistema de transmissão CA de alta potência é construído de uma usina geradora até um grande centro de carga, o nível de corrente de

curto-circuito aumenta no sistema receptor. As altas correntes de curto estão se tornando um problema cada vez mais difícil de ser solucionado em grandes centros, o que pode resultar na necessidade de substituir os disjuntores da rede e outros equipamentos de proteção existentes. Por outro lado, se esta conexão for realizada por meio de uma linha CC, este problema poderia ser resolvido.

3.2 Fatores Econômicos

Os blocos de energia podem ser transportados utilizando os sistemas HVDC ou HVAC. Antes de ser realizada a escolha do sistema de transmissão, deve ser feita uma comparação entre os custos de construção e manutenção das duas alternativas. Todos os elementos dos sistemas devem ser levados em consideração neste levantamento de custos.

No sistema de transmissão HVDC, o custo dos terminais conversores, os equipamentos de entrada e saída do sistema CA e filtros devem ser considerados. Já na rede HVAC, o custo dos transformadores, equipamentos de compensação de potência reativa, disjuntores e construção de subestações são os principais fatores a serem considerados. O custo do sistema de controle de operação deve ser considerado em ambos os casos.

Uma linha de transmissão em corrente alternada necessita de mais espaço e um maior custo de construção do que uma LT em corrente contínua para a mesma capacidade de potência transmitida. O sistema de transmissão CA precisa de três condutores para transmitir a energia, por outro lado o sistema de transmissão CC necessita apenas de dois fios condutores. Este fator aumenta bastante o custo do sistema de transmissão em corrente alternada.

Os principais equipamentos de uma estação em corrente contínua são os conversores, os quais representam mais do que 50% dos custos de transmissão de um sistema HVDC. As estações conversoras são os componentes principais para se realizar uma comparação econômica entre os sistemas de transmissão CA e CC (MEAH e ULA, 2007). Para a construção de um sistema em corrente contínua, os custos mais elevados são relacionados ao investimento nos conversores das estações terminais, entretanto os custos das suas linhas de transmissão são menores do que um sistema em corrente alternada. Na Tabela 1 está representada a porcentagem do custo de cada componente no custo total do sistema HVDC (DIEMOND et al, 1990).

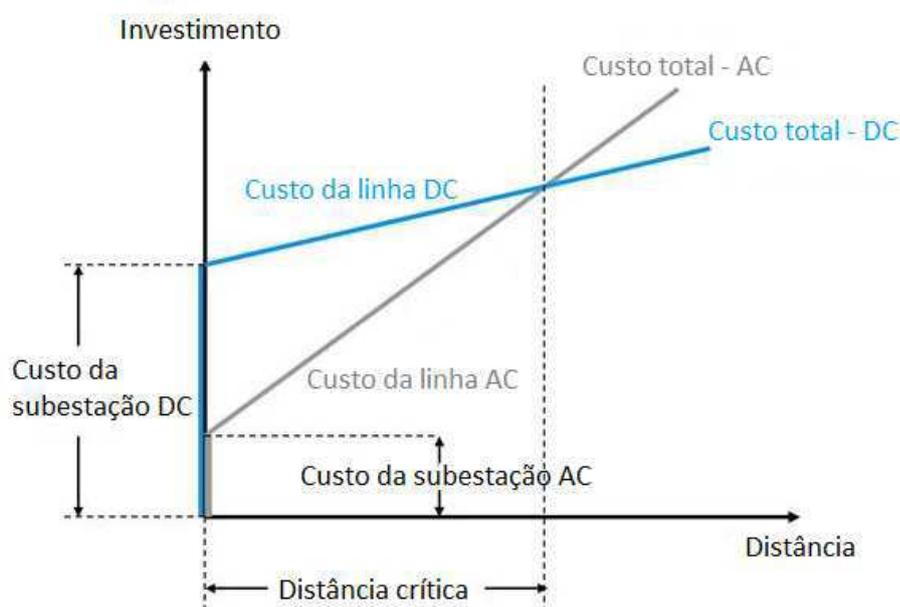
Tabela 1 – Porcentagem dos custos dos equipamentos no custo total de um sistema HVDC.

Equipamento	Porcentagem no custo total
Conversores	20-25
Válvulas (controle e refrigeração)	20-30
Filtros	5-20
Outros (comunicações, relés, indutâncias)	5-15
Engenharia (estudos, gestão do projeto)	2-5
Trabalho civil e construção da estação	15-30

Fonte: Adaptado de [8].

Por meio da análise da Tabela 1, é possível concluir que os maiores gastos de uma estação CC são realizados com os conversores e os equipamentos de controle do sistema. Na Figura 5 está representada uma comparação entre os custos de construção das estações e das linhas de transmissão para os sistemas HVDC E HVAC.

Figura 5 – Comparação dos custos de investimentos dos sistemas CA e CC.



Fonte: <https://new.abb.com/systems/hvdc/why-hvdc/economic-and-environmental-advantages>. Acessado em 05 de novembro de 2019.

De acordo com a Figura 5, os custos das linhas de transmissão no sistema HVDC são menores do que no HVAC para a mesma capacidade de transmissão. Entretanto, pode-se concluir também que as estações terminais são mais caras devido ao fato de que elas devem realizar a conversão CC-CA e CA-CC, ou seja, necessitam de conversores que custam caro. Como pode ser visto, até uma certa distância da LT, o sistema HVAC é mais vantajoso do que o sistema HVDC, entretanto a partir de uma certa distância de aproximadamente 1000 km esse cenário se inverte.

3.3 Fatores Ambientais

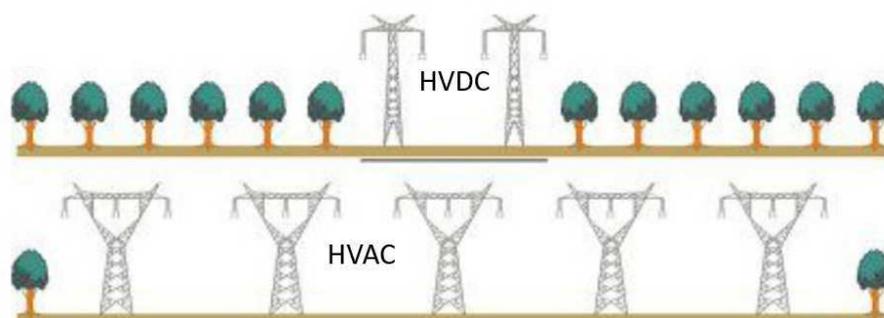
O objetivo da linha de transmissão é transmitir blocos de energia das estações geradoras até os centros urbanos e industriais. Nesse sentido, para atender a crescente demanda de energia, a capacidade de transmissão das linhas vem aumentando nos últimos anos e essa tendência continua, especialmente, com o desenvolvimento da tecnologia HVDC. As linhas de transmissão do Brasil apresentam tensões nominais entre 138 kV e 800 kV, independente do nível de tensão, tais linhas precisam ser construídas para transportar potência em diferentes tipos de áreas, tais como a região urbana, rural, montanhas, florestas, rios e entre outros. Nesse sentido, é necessário avaliar o impacto da presença desta alta tensão no meio ambiente em que está inserida a LT.

Os principais efeitos da transmissão em alta tensão no ambiente são a criação de campos elétricos e magnéticos, interferência em sistemas de rádio frequência, efeito corona, interferência eletromagnética e impacto visual.

O campo magnético criado em volta do condutor depende da corrente elétrica que circula por meio do fio e da distância do condutor em referência ao meio ambiente. A densidade de fluxo magnético é inversamente proporcional a distância do condutor. Para uma linha de transmissão em corrente contínua de ± 450 kV, o fluxo magnético criado pelo sistema é de aproximadamente $25 \mu\text{T}$. O fluxo magnético natural do planeta Terra é de $40 \mu\text{T}$ (SCHMIDT, 1996).

O campo elétrico é produzido pela diferença de potencial entre o condutor aéreo e a superfície da Terra. Este campo elétrico pode sofrer variações em função do clima, chuvas, ar e umidade relativa. Em função do campo elétrico produzido pela linha de transmissão, é necessário manter uma certa distância entre o seu condutor e o meio ambiente, ou seja, quanto maior o campo elétrico maior será a área reservada unicamente para a construção da linha. A transmissão de potência HVDC apresenta menos problemas de campo elétrico do que a tecnologia HVAC devido à ausência de corrente de fuga no regime estacionário. Na Figura 6 está representada uma comparação entre os sistemas HVDC e HVAC em função da área necessária para a construção da linha.

Figura 6 – Área utilizada para a construção do sistema de transmissão HVDC e HVAC.



Fonte: <https://new.abb.com/systems/hvdc/overhead-lines>. Acessado em 11 de novembro de 2019.

Na Figura 6 está apresentada uma comparação entre os sistemas CA e CC da rede de transmissão da usina hidrelétrica das Três Gargantas, localizada na China. A linha de transmissão HVDC apresenta duas torres, enquanto o sistema HVAC é representado por cinco torres que deveriam ser construídas para transmitir a mesma potência de energia do sistema HVDC. Dessa forma, é notório que a tecnologia HVDC apresenta um menor impacto visual no ambiente e uma necessidade de área menor para a construção.

A diferença de potencial entre o sistema de aterramento e o condutor da linha de transmissão é denominada tensão de passo. Tal tensão pode provocar a existência de corrente de fuga do sistema. O ser humano pode suportar uma circulação de corrente elétrica de 5 mA em seu corpo de uma forma segura. Nesse sentido, outra vantagem do sistema HVDC é uma menor densidade de corrente elétrica do condutor em corrente contínua, o qual é de aproximadamente 70 nA/m^2 para uma linha CC de $\pm 450 \text{ kV}$ (MARUVADA et al, 1982).

O efeito corona na superfície da linha de transmissão aérea de alta tensão é a principal fonte de radiação do sistema de potência. Este efeito nas linhas de transmissão em corrente contínua apresenta uma pequena contribuição na produção de ozônio. A concentração natural desse gás na atmosfera é de aproximadamente 50 ppb (partes por milhão) e em áreas urbanas esse valor pode chegar a 150 ppb. A sobrecarga de tensão em uma linha em corrente contínua produz 10 ppb adicionais à concentração natural (SCHMIDT, 1996).

Os processos de comutação das válvulas dos tiristores dos conversores de potência causam rápidas comutações de corrente e mudanças do nível de tensão, o que produz correntes parasitas. Esta corrente parasita e o harmônico operacional do sistema podem causar perturbações na ordem de quilohertz e mega-hertz do espectro de radiofrequências. Estas altas frequências se propagam para a linha aérea por meio dos transformadores e conversores. O nível de radiointerferência de uma linha aérea HVDC é menor do que uma

linha aérea HVAC. Para um sistema HVDC, este nível é de 40 dB, enquanto que para um sistema HVAC este nível é de 50 dB (ARRILLAGA, 1998).

4 Conversores HVDC

Um conversor utilizado nas aplicações HVDC pode converter um sistema em corrente alternada para contínua, operando no modo de retificação ou um sistema CC em um CA, operando assim no modo de inversor. Um sistema completo HVDC sempre inclui ao menos um conversor retificador e um inversor.

Os conversores HVDC são classificados em duas categorias principais. O conversor comutado por linha (LCC) e o conversor fonte de tensão (VSC). A tecnologia LCC é baseada nos interruptores eletrônicos que podem ser controlados apenas durante o seu processo de ativação, tais como os tiristores. Por outro lado, os modelos VSC utilizam dispositivos que podem ser controlados tanto durante o seu processo de ativação quanto na sua desativação, tais como os transistores, em especial o IGBT.

4.1 Conversor Comutado por Linha

A maioria dos sistemas HVDC atuais são baseados nos conversores comutados por linha. Este termo indica que o processo de conversão depende da tensão de linha do sistema CA ao qual o conversor está conectado. A tecnologia LCC utiliza dispositivos de comutação que não apresentam controle de ativação ou desativação, tais como os diodos ou que apresentam apenas o controle do processo *turn-on*, como os tiristores.

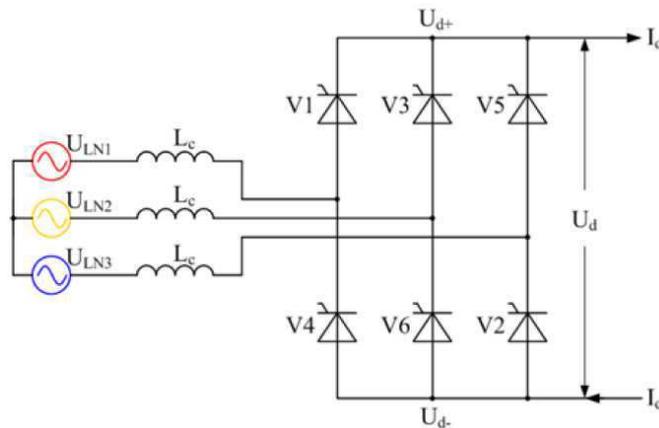
No conversor LCC, a corrente contínua não muda de direção e existe uma grande indutância no caminho desta corrente, podendo assim ser considerada constante. No lado CA, o conversor se comporta aproximadamente como uma fonte de corrente, por essa razão este equipamento é também considerado como um conversor fonte de corrente. Devido ao fato de que a corrente contínua não pode mudar de direção, a inversão da direção do fluxo de potência do sistema é realizada por meio da reversão da polaridade da tensão CC nas duas estações conversoras (SHARMA, 2013).

Apesar de que os conversores HVDC podem, em princípio, ser obtidos por meio da utilização de diodos, tais equipamentos podem apenas operar no modo de retificação. Além disso, os sistemas de potência estão sujeitos a perturbações, dificuldades de regulação de tensão e poluição harmônica, o que pode causar problemas de comutação para os conversores. Dessa forma, os equipamentos de conversão LCC podem levar um tempo alto para se recuperar dos distúrbios. Além de que a capacidade do conversor LCC no controle da energia reativa do sistema é limitada.

A configuração básica do conversor LCC em aplicações HVDC usa a ponte retificadora trifásica de Graetz, também conhecida como ponte de seis pulsos. Esta configuração

utiliza seis interruptores eletrônicos, cada um conectando uma das três fases do sistema em corrente alternada a um dos terminais CC. Na Figura 7 está representado o circuito do retificador de Graetz.

Figura 7 – Ponte conversora de seis pulsos.



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter. Acessado em 19 de novembro de 2019.

Na configuração apresentada na Figura 7, duas válvulas (tiristores) estão conduzindo ao mesmo tempo, sendo uma da parte superior e uma de fase diferente na linha inferior. As duas válvulas em condução conectam em série duas das três fases do sistema CA para os terminais CC. Dessa forma, a tensão de saída em qualquer instante é dada pela combinação em série de duas fases do sistema trifásico. Por exemplo, se os tiristores V_1 e V_2 estão conduzindo, a tensão CC de saída é dada pela tensão da fase 1 menos a da fase 3, como está apresentada na equação 4.1.

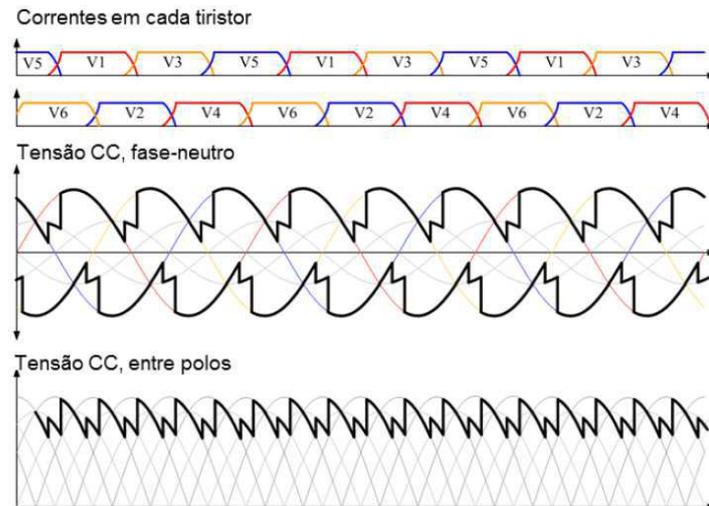
$$U_d = U_{LN1} - U_{LN2} \quad (4.1)$$

Devido à indutância inevitável nas fases do sistema CA, o processo de transição de um par de válvulas condutoras para o próximo par não ocorre instantaneamente. Nesse sentido, há um curto período de sobreposição em que duas válvulas na mesma linha da ponte estão conduzindo ao mesmo tempo. Por exemplo, se os tiristores V_1 e V_2 estiverem inicialmente conduzindo e a válvula V_3 for acionada, a condução passa de V_1 para V_3 , mas por um curto período de tempo essas duas válvulas conduzem simultaneamente. Durante este período, a tensão de saída CC é dada pela média das tensões das fases 1 e 2 menos a tensão na fase 3. A equação 4.2 caracteriza esse fenômeno.

$$U_d = \frac{1}{2}(U_{LN1} + U_{LN2}) - U_{LN3} \quad (4.2)$$

Durante o período de sobreposição, a tensão CC de saída é menor do que deveria ser e esta sobreposição produz um visível efeito de entalhe na tensão de saída. O ângulo de sobreposição (α) em um conversor HVDC aumenta com a corrente de carga, mas tipicamente é mantido em torno de 20° na situação de carga máxima. Na Figura 8 estão apresentadas as formas de onda da tensão de saída CC, considerando um ângulo de sobreposição $\alpha = 20^\circ$.

Figura 8 – Formas de onda da tensão de saída do conversor.



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter. Acessado em 19 de novembro de 2019.

A tensão média de saída apresentada na Figura 8 do conversor de seis pulsos é dada pela seguinte equação.

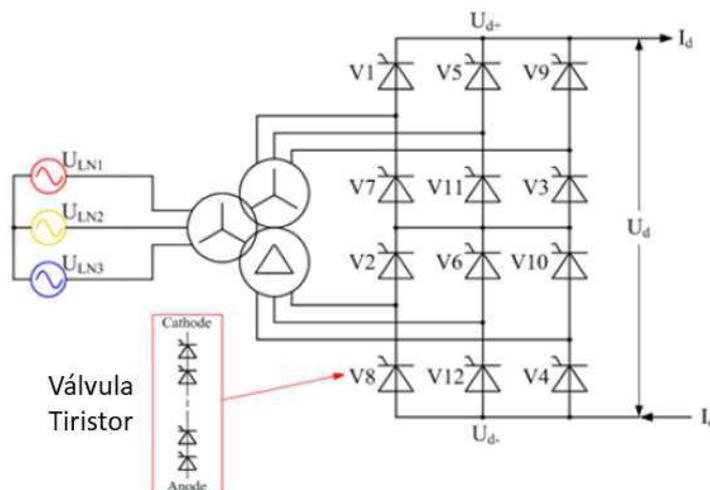
$$V_{dc} = \frac{3V_{LL,pico}}{\pi} \cos \alpha - 6fL_cI_d \quad (4.3)$$

Da equação 4.3, o parâmetro $3V_{LL,pico}$ representa o valor de pico da tensão de linha de entrada, α é o ângulo de disparo do tiristor, L_c é a indutância de comutação por fase e I_d é corrente contínua do conversor.

O ângulo α representa o atraso de tempo entre o ponto em que a tensão nos terminais da válvula se torna positiva e os tiristores são, efetivamente, ativados. Nesse sentido, para o conversor comutado por linha, o ângulo de disparo é a única maneira rápida de controlar o conversor. O controle deste ângulo é usado para regular o nível desejado de transferência de potência do conversor.

Com o objetivo de reduzir as distorções harmônicas produzidas nos terminais CC e CA na configuração de seis pulsos apresentada anteriormente, um aperfeiçoamento deste arranjo é realizado por meio de uma ponte retificadora de doze pulsos, como apresenta-se na Figura 9.

Figura 9 – Ponte conversora de doze pulsos.



Fonte: https://en.wikipedia.org/wiki/HVDC_converter. Acessado em 19 de novembro de 2019.

A ponte conversora de doze pulsos apresentada na Figura 9 é composta por duas pontes de seis pulsos conectadas em série no lado CC e dispostas com um deslocamento de fase entre suas respectivas fontes de tensão alternada, de modo que algumas das tensões e correntes harmônicas sejam canceladas. Por esse motivo, o sistema de doze pulsos tornou-se padrão na maioria dos sistemas HVDC de conversores comutados por linha.

4.2 Conversor Fonte de Tensão

A partir da década de 1990, outra tecnologia de conversão vem sendo desenvolvida, a qual utiliza um capacitor como elemento de armazenamento de energia e opera como uma fonte de tensão constante no lado CC. Tal conversor utiliza a propriedade de auto-comutação dos dispositivos IGBT. Estes conversores são chamados de conversores fonte de tensão (VSC) ou conversores de comutação própria (SCC).

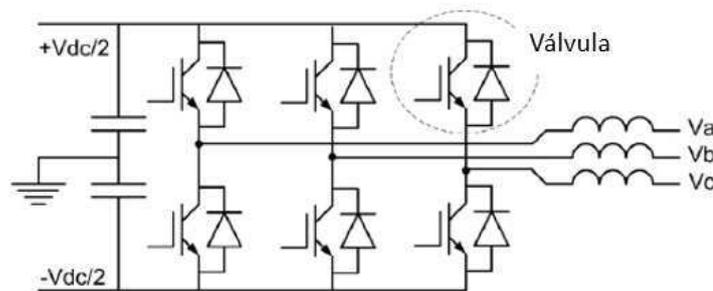
Devido ao fato de que os conversores VSC são auto-comutáveis, eles não necessitam de uma grande e estabilizada rede CA e podem operar em alta frequência, eliminando assim harmônicos de baixa ordem e controlando a variação de fase entre a tensão e corrente de saída no lado CA. Esta característica pode eliminar a necessidade de utilização de filtros CA e CC e de compensadores de potência reativa. Além disso, a utilização de conversores VSC podem reduzir significativamente o espaço ocupado pela estação conversora. Dessa forma, os sistemas de conversores fonte de tensão são utilizados em aplicações onde existem restrições de espaço de construção, tais como plataformas *offshore* e densos ambientes urbanos (BARNES e BEDDARD, 2012). Por outro lado, devido aos constantes processos

de comutação dos transistores IGBT em vez de tiristores, as perdas de potência dos sistemas VSC são maiores do que a tecnologia LCC.

O conversor VSC apresenta um esquema de modulação por largura de pulso (PWM), o que permite o controle do módulo e do ângulo de fase dos terminais CA serem feitos de forma independente. Além disso, o conversor VSC pode operar nos quatro quadrantes da operação entre a potência ativa e reativa, pois esta tecnologia não depende da comutação da linha, como no caso dos conversores LCC. Por fim, a modulação PWM permite o controle dos reativos de potência em ambos os terminais do sistema, melhorando assim a estabilidade dinâmica e permitindo o controle de potência ativa do sistema (CHUCO e WATANABE, 2010).

Os conversores VSC apresentam diferentes configurações. A primeira geração deste equipamento apresenta um conversor com seis dispositivos de comutação (IGBT) com uma modulação PWM, como está apresentado na Figura 10. Esta configuração também é conhecida como o conversor VSC de dois níveis.

Figura 10 – Conversor VSC de dois níveis.

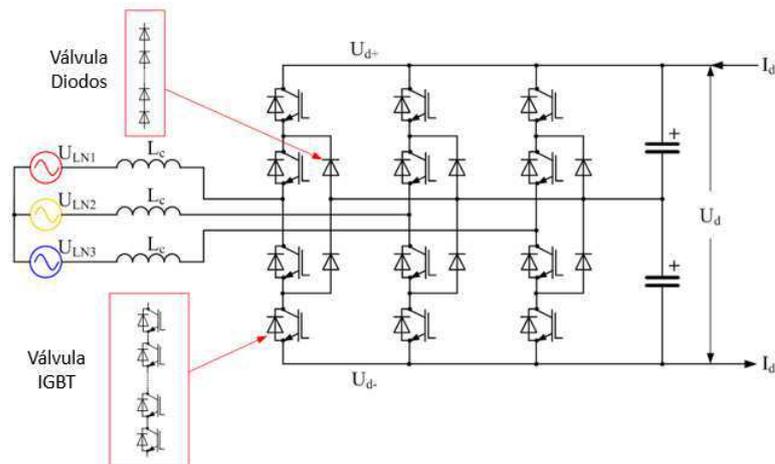


Fonte: [16].

O circuito apresentado na Figura 10 produz dois níveis de saída. As tensões de saída alternada podem variar entre $\frac{V_{dc}}{2}$ e $-\frac{V_{dc}}{2}$. Dessa forma, é necessário uma alta frequência de modulação por largura de pulso, o que gera significativas perdas de comutação. Além disso, cada grupo de válvula apresentada na Figura 10 representa uma associação de interruptores e diodos controlados para serem acionados e desativados em sincronismo.

A topologia dos conversores pode ser modificada para permitir o uso de mais de dois níveis. Neste sentido, foi implementado o conversor fonte de tensão de três níveis. Esta configuração adiciona um transistor IGBT em anti-paralelo com um diodo. Dessa forma, a tensão de saída do equipamento pode ser sintetizada em $\frac{V_{ds}}{2}$, 0 V e $-\frac{V_{ds}}{2}$. Esta configuração está apresentada na Figura 11.

Figura 11 – Conversor VSC de três níveis.

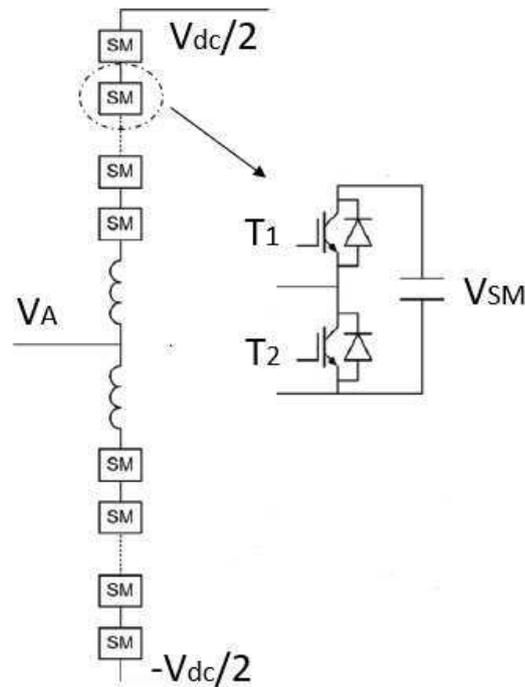


Fonte: <https://en.wikipedia.org/wiki/HVDCconverter>. Acessado em 20 de novembro de 2019.

A topologia representada na Figura 11 permite que a frequência de comutação possa ser mais alta, permitindo assim uma redução nas perdas por comutação do dispositivo sem aumentar o nível de harmônicos gerados ou influenciar na ondulação da corrente de saída.

Desde a sua inserção no mercado HVDC em 1997 até o ano 2009, todos os esquemas VSC utilizavam os conversores de dois ou três níveis. Em 2010, projeto *Trans Bay Cable* se tornou o primeiro a empregar uma tecnologia de conversores multiníveis (MMC). A metodologia MMC oferece diversos benefícios em comparação aos conversores de dois e três níveis, dentre os quais o principal é a redução de perdas de comutação do conversor (BEDDARD et al, 2014). Na Figura 12 está apresentado o esquema de um conversor MMC considerando uma fase do sistema.

Figura 12 – Esquema de um conversor MMC com submódulos em uma configuração em cascata.

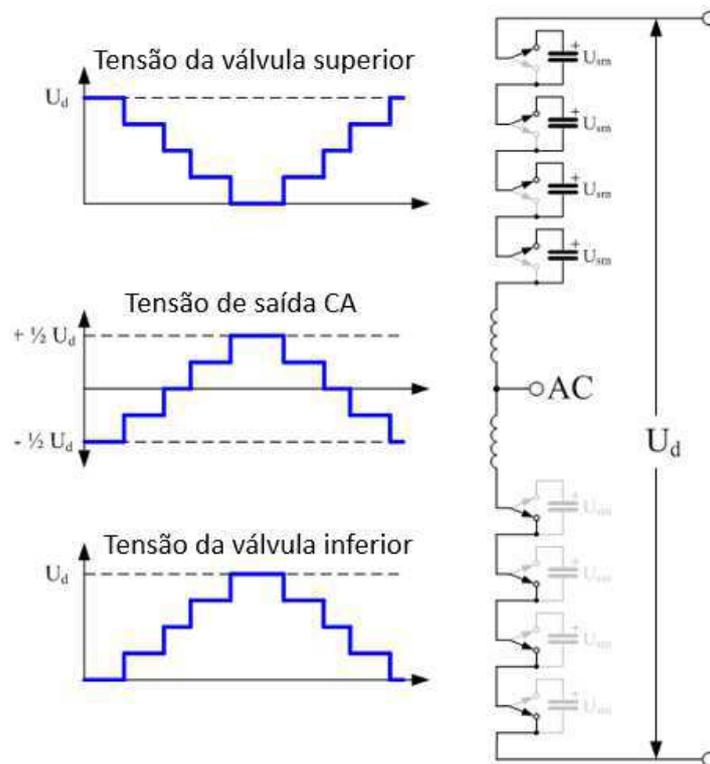


Fonte: Adaptado de [16].

Como pode ser visto na Figura 12, cada válvula do conversor consiste em um número de conversores independentes, chamados de submódulos (SM), o qual contém seu próprio capacitor de armazenamento. Na forma mais comum do circuito, o retificador de meia ponte, cada submódulo contém dois transistores IGBT conectados em série pelo capacitor. Dependendo de qual dos dois transistores de cada submódulo está ativado, o capacitor é conectado ou retirado do circuito.

Cada submódulo apresentado na Figura 12 atua como um conversor independente de dois níveis, gerando uma tensão de saída 0 ou V_{sm} . Nesse sentido, com um número adequado de submódulos conectados em série, a válvula pode sintetizar uma forma de onda de tensão que se aproxima muito de uma senoide, contendo níveis muito baixos de distorção harmônica. Na Figura 13 estão apresentadas as saídas de tensão de um conversor MMC com quatro submódulos conectados em série por válvula.

Figura 13 – Princípio de operação de um MMC com quatro submódulos conectados em série.



Fonte: Adaptado de [16].

Como pode ser observado na Figura 13, a tensão de saída CA apresenta um desempenho próximo do senoidal. Além disso, quanto mais níveis apresentar o conversor, mais próximo de uma senoide ficará a forma de onda da tensão de saída, ou seja, ocorrerá uma redução dos níveis de harmônicos produzidos por este conversor. Um conversor típico MMC para aplicações HVDC contém cerca de 300 submódulos conectados em série em cada válvula, o que equivale a um conversor de 301 níveis. Conseqüentemente, o desempenho harmônico é aperfeiçoado.

O MMC apresenta duas principais desvantagens. A primeira delas é que o seu controle é muito mais complexo do que o conversor de dois ou três níveis, pois o balanceamento de tensão em cada submódulo é um grande desafio e requer alto poder computacional e comunicações de alta velocidade entre a unidade de controle central e a válvula. Além disso, os próprios capacitores de cada submódulo são grandes e volumosos. Um MMC é consideravelmente maior do que um conversor de dois níveis, embora que isso possa ser compensado pela economia de espaço por não exigir filtros.

5 Aplicações da tecnologia HVDC

As vantagens da tecnologia HVDC em comparação ao sistema convencional HVAC são consolidadas para aplicações em longas distâncias e transferências de potência ponto a ponto. Além disso, a transmissão de alta tensão em corrente contínua pode ser utilizada em aplicações subterrâneas e submarinas, em localidades onde a construção de linhas aéreas não é viável. A tecnologia HVDC também apresenta uma única capacidade de conectar redes assíncronas. Por fim, o sistema de transmissão HVDC proporciona um rápido controle da estabilidade do sistema e do fluxo de potência, além da capacidade de segmentar partes do sistema de potência, aumentando assim a flexibilidade da rede e sua confiabilidade.

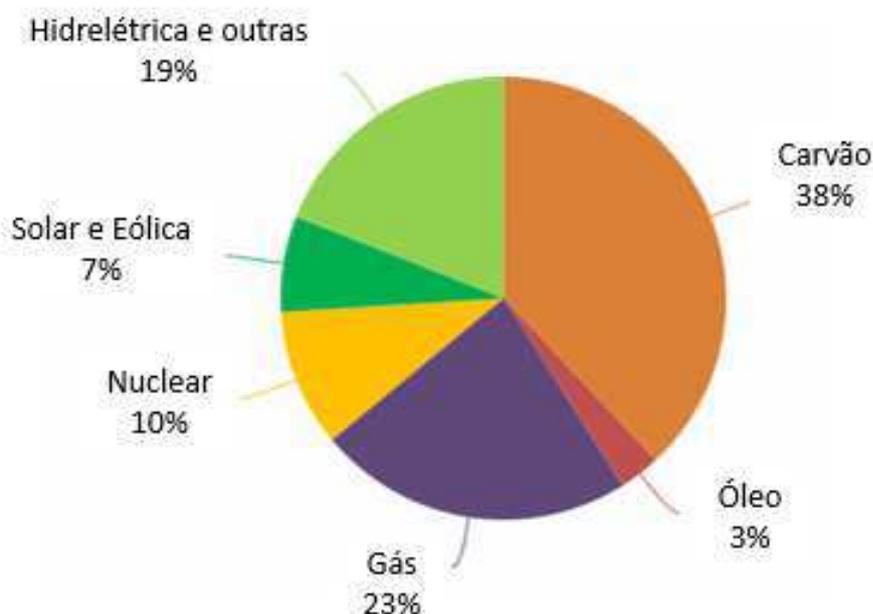
Por outro lado, o sistema HVDC apresenta algumas desvantagens, tais como o alto preço de construção das estações conversoras. Tais estações são mais complexas do que as subestações do sistema CA, não apenas nos equipamentos de conversão, mas também em sistemas de controle e regulagem mais complicados. Além disso, em contraste ao sistema em corrente alternada, o projeto e a operação de sistemas HVDC de múltiplos terminais são complexos. Em adição, os constituintes de alta frequência encontrados nos sistemas de transmissão em corrente contínua podem causar ruído de rádio nas linhas de comunicação que estão situadas perto da linha de transmissão HVDC.

Nesse sentido, neste capítulo serão apresentadas e detalhadas as principais aplicações da tecnologia de transmissão de alta tensão em corrente contínua.

5.1 Conexão da Geração Remota

Atualmente, os investimentos em geração de energia renovável são impulsionados principalmente pela legislação e diretrizes políticas, entretanto esse cenário tende a mudar. A maior parte da energia gerada no mundo é produzida pela queima de combustíveis fósseis, mas em adição aos sérios problemas ambientais causados no meio ambiente, essas fontes de energia são finitas. O gráfico da Figura 14 foi traçado em função de dados retirados do site da Agência Internacional de Energia (IEA) e representa as principais fontes de energia utilizadas na produção de eletricidade no ano de 2018.

Figura 14 – Fontes de energia elétrica utilizadas no mundo no ano de 2018.



Fonte: <https://www.iea.org/geco/electricity/>. Acessado em 11 de novembro de 2019.

No ano de 2018 foi gerado um total de aproximadamente 26700 TWh de energia elétrica no mundo. Como pode ser visto na Figura 14, a principal fonte de geração de eletricidade é o carvão, seguido do gás. Esse cenário contribui para a poluição ambiental. Outro fator importante que pode ser notado na Figura 14 é a pequena produção de energia elétrica com a utilização de fontes consideradas renováveis. Entretanto, à medida que diretrizes governamentais contemplam a geração de energia livre de emissão de gases do efeito estufa, a geração de energia renovável se torna, sem dúvida, o fator mais importante do mercado atual de energia.

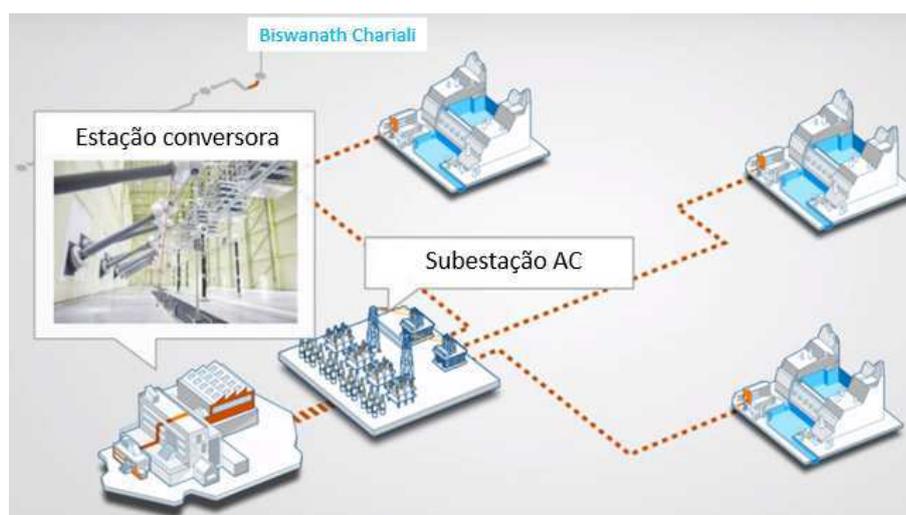
Até o momento, a integração em larga escala de recursos renováveis é a única e grande solução sustentável e de longo prazo para problemas de suprimento finito e demanda crescente de energia. Mas ainda existem desafios para realizar a integração da geração renovável no sistema de potência das redes elétricas. Para se tornarem viáveis, os projetos de energia renovável precisam ser instalados em locais onde possam ser utilizados de forma completa e eficiente, mas tais locais são tipicamente localizados distantes dos grandes centros de carga que mais necessitam de energia elétrica. Portanto, a integração da geração renovável exige um aumento considerável na capacidade e eficiência de transmissão de energia elétrica.

Os sistemas HVDC já entregam a eletricidade produzida por usinas hidrelétricas, solares e eólicas para milhares de consumidores todos os dias. Os melhores espaços para serem instaladas tais usinas são, na maioria das vezes, localizadas em áreas remotas. Dessa forma, tal eletricidade precisa percorrer grandes distâncias até chegar ao seu destino final.

O sistema HVDC é a maneira mais confiável de realizar tal transmissão, pois o baixo nível de perdas de potência da rede em corrente contínua garante que praticamente toda a geração renovável chegue aos consumidores.

Um exemplo claro dessa conexão remota de energia é o sistema *North-East Agra*, que é uma rede multiterminal de transmissão de energia elétrica por meio da tecnologia HVDC localizado na Índia. O nordeste da Índia é uma região que apresenta um grande potencial hidrelétrico de geração de energia elétrica, entretanto os grandes centros consumidores estão localizados distantes dessa região. Nesse sentido, a linha *North-East Agra* tem uma extensão de 1728 km e conecta as usinas geradoras localizadas nas cidades de Biswanath Chariali e Alipurduar até a cidade de Agra, fornecendo energia a mais de 90 milhões de pessoas, o que representa mais do que a população da Alemanha. O sistema transmite energia na tensão de ± 800 kV com uma capacidade de potência de 8000 MW. Na Figura 15 está apresentado o esquema de conversão da corrente alternada em contínua para ser realizado a transmissão em alta tensão a partir da usina de Biswanath Chariali.

Figura 15 – Esquema de geração e conversão de energia na usina de Biswanath Chariali.



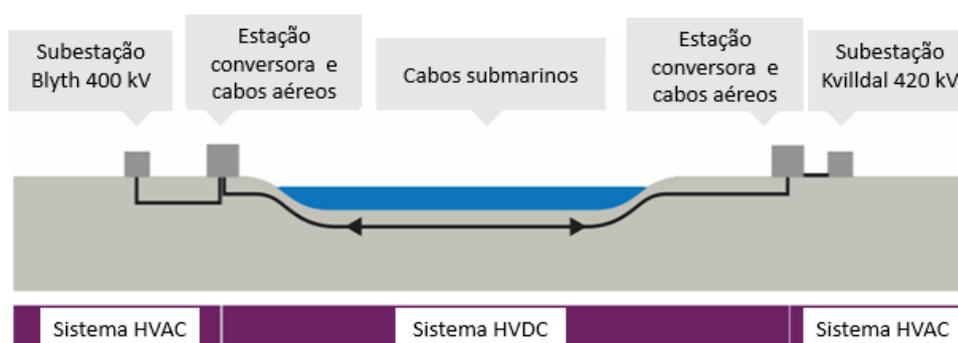
Fonte: <https://new.abb.com/indian-subcontinent/about/what-we-do/ne-agra>. Acessado em 10 de novembro de 2019.

Na saída da estação conversora apresentada na Figura 15 é iniciada o sistema de transmissão HVDC com uma extensão de 432 km até chegar a segunda usina geradora de Alipurduar. Nesse momento, uma segunda estação conversora converte a energia elétrica gerada em corrente alternada na usina em contínua. Com isso, a eletricidade produzida nas duas usinas é integrada ao sistema de transmissão HVDC e é transmitida até a cidade de Agra. Na Figura 16 está apresentado o sistema completo de transmissão e algumas características desse grandioso projeto.

transmissão, melhorar a qualidade de energia e contribuir para o aumento da utilização de energias renováveis nas matrizes energéticas dos países.

Com o objetivo de conectar os mercados de eletricidade da Noruega e Reino Unido, as empresas Statnett e National Grid estão trabalhando juntas para construir o projeto denominado *North Sea Link*. Tal iniciativa deve conectar os sistemas elétricos dos dois países por meio de cabos de alta tensão submarinos da cidade de Kvilldal, na Noruega até Blyth, localizada no Reino Unido. Na Figura 17 está apresentado de forma simplificado o projeto em questão.

Figura 17 – Esquema simplificado do projeto *North Sea Link*.



Fonte: <http://northsealink.com/en/the-project/what-is-an-interconnector/>. Acessado em 04 de novembro de 2019.

O projeto *North Sea Link* deve conectar diretamente os mercados elétricos norueguês e inglês pela primeira vez, fornecendo benefícios para ambos os países. A interconexão fornecerá capacidade de transmissão adicional ao sistema para que a eletricidade seja comercializada com mais eficiência e contribuirá para uma tendência decrescente nos preços da energia elétrica em situações de alta demanda em um dos lados do cabo.

Os sistemas de energia da Noruega e Reino Unido são diferentes e complementares. No país inglês, várias usinas devem ser extintas entre os anos de 2016 e 2020. Uma nova matriz de geração entrará em operação, baseada nas fontes de energia renováveis, tais como a eólica, que por natureza é uma fonte de energia inesgotável. Por outro lado, a geração de eletricidade na Noruega tem sua base nas usinas hidrelétricas devido à presença de grandes reservatórios aquáticos em seu território. Este tipo de geração é flexível e apresenta uma rapidez de resposta às flutuações na demanda em comparação com outras tecnologias importantes de geração. Por outro lado, o nível da água nos reservatórios é uma função da precipitação de água, portanto a produção pode sofrer variações em determinadas estações climáticas do ano.

O *North Sea Link* deve maximizar o uso de fontes renováveis de eletricidade em ambos os países. Quando a geração eólica é alta e a demanda é baixa no Reino Unido, a interconexão permitirá que até 1400 MW de potência fluam do Reino Unido até a Noruega,

economizando assim a água nos reservatórios do país norueguês. Por outro lado, quando a demanda se torna alta na terra inglesa e a sua geração eólica não consegue suprir tal aumento, a mesma quantidade de potência pode ser transmitida, dessa vez no sentido inverso, ajudando a garantir o fornecimento seguro de energia.

O empreendimento é considerado um projeto de comum interesse pela comissão europeia, o qual identifica que uma moderna infraestrutura com adequados interconectores e redes confiáveis de energia é um ponto crucial para o mercado integrado. O sistema está previsto para começar a operar no ano de 2021 e será o maior interconector de eletricidade marítimo do mundo. Na Figura 18 está representada todo o tempo previsto da execução do projeto, desde a submissão das licenças de construção até a comissão final do projeto.

Figura 18 – Tempo previsto de execução do projeto *North Sea Link*.



Fonte: <http://northsealink.com/en/the-project/project-timeline/>. Acessado em 04 de novembro de 2019.

Como pode ser visto na Figura 18, o projeto tem uma duração de 9 anos. Como é sabido, para se realizar uma construção desse patamar é necessário buscar as aprovações de diversas diretrizes, tais como o governo, entidades ambientais e econômicas. O trabalho de instalação dos cabos submarinos não é uma tarefa simples e exige 3 anos de trabalho. Além disso, os investimentos dos parceiros comerciais nesse projeto é altíssimo e espera-se que tal investimento seja recompensado no futuro.

5.3 Conexões das Usinas Eólicas *Offshore*

Em muitos países, as melhores áreas na terra para realizar a construção de parques eólicos já foram desenvolvidas e as empresas de energia estão focando nos sistemas *offshore*.

A principal atração dos sistemas eólicos *offshore* é a enorme disponibilidade e constância de ventos. A velocidade média do vento no mar pode ser até 20% maior do que

na terra e a energia resultante rende até 70% a mais. A falta de obstáculos, como prédios, colinas e montanhas e a superfície lisa do mar, tornam a presença do vento mais constante e forte.

Com a construção de parques eólicos no mar cada vez maiores, são necessários grandes investimentos para encontrar maneiras de alimentar a energia da rede. A tecnologia de transmissão em corrente alternada usada nos primeiros parques eólicos *offshore* está cada vez mais atingindo seus limites de operação devido à alta demanda de energia reativa dos cabos. Para os parques eólicos muito distantes da costa terrestre, a tecnologia de transmissão em corrente contínua do tipo VSC é a ideal para transportar a potência para terra e garantir uma boa qualidade da energia. As estações conversores do tipo VSC apresentam uma área de ocupação pequena e peso reduzido, fatos que são de suma importância em uma estação *offshore*.

O mais novo exemplo de uma transmissão de potência gerada em parques eólicos *offshore* é o projeto *DolWin2*. Tal empreendimento é uma rede HVDC que transmite a potência gerada pelo parque eólico *offshore* localizado perto da cidade de Haugesund, na Noruega até Dörpen, localizado na Alemanha.

Desde 2016 o sistema *DolWin2* está em operação, conectando os parques eólicos *Gode Wind 1*, *Gode Wind 2* e *Nordsee One* à rede elétrica alemã por meio de um sistema de transmissão HVDC com uma extensão de 135 km. Além dos 45 km de cabos submarinos, o projeto necessita de 90 km de cabos terrestres para realizar o transporte de potência até a estação conversora terrestre Dörpen West. Nesta estação, a corrente contínua é convertida em alternada, o que permite à inserção da energia elétrica na rede de distribuição. Com uma capacidade de 916 MW, o projeto *DolWin2* pode abastecer mais de um milhão de residências com energia eólica limpa por ano. Na Figura 19 está apresentada a localização do projeto e dos cabos submarinos e terrestres.

Figura 19 – Localização do projeto *DolWin2*.

Fonte: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/dolwin2>. Acessado em 03 de novembro de 2019.

O coração do sistema *DolWin2* é a plataforma conversora *offshore* denominada de *DolWin beta*, considerada como a plataforma desse tipo mais potente do mundo. Para o projeto desta plataforma, a concessionária europeia de energia elétrica TenneT optou por um conceito inovador de instalação: a plataforma foi ancorada no fundo do mar apenas pela força da gravidade. Esta inovação no projeto simplificou a instalação da plataforma, pois significava que não era mais necessário empurrar pilhas para o fundo do mar. Para estabilizar a plataforma, a água foi bombeada lentamente nos seis suportes de aço durante a instalação, fazendo com que eles afundassem. Posteriormente, a água nos suportes de aço foi substituída por cascalho e areia para fixar a plataforma permanentemente. Dessa forma, a plataforma desafia as condições adversas do Mar do Norte e permanece sempre estável mesmo com a presença de ondas fortes. Na Figura 20 está representada a plataforma *DolWin beta*.

Figura 20 – Plataforma *DolWin beta*.

Fonte: <https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-projects-germany/dolwin2/>. Acessado em 05 de novembro de 2019.

Como pode ser observado por meio da Figura 20, a plataforma em questão é uma grande obra da engenharia. As dimensões do projeto são de 100, 70 e 100 metros na altura, largura e comprimento, respectivamente. Além disso, a plataforma pesa 15000 toneladas. Com uma visão mais afundo é possível imaginar o trabalho árduo e extremamente complexo necessário para construir uma obra desse porte, sobretudo nos processos de instalação da estação conversora *offshore* e dos cabos submarinos.

5.4 Sistemas CC em Redes CA

As redes de energia modernas precisam de alternativas aprimoradas e flexíveis de controle do fluxo da eletricidade na sua transmissão. Por outro lado, o aumento da capacidade e flexibilidade de transmissão com as opções de expansão em corrente alternada é uma tarefa difícil, especialmente em redes com excesso de carga.

A demanda por fontes confiáveis de energia elétrica está crescendo, o que aumenta a necessidade de um controle dos sistemas de potência mais inteligente e de alto nível. Nos investimentos em transmissão de energia, características como aperfeiçoamento da estabilidade, suporte emergencial à demanda de eletricidade, melhoria da qualidade de energia e controlabilidade dos fluxos de energia geralmente não recebem muita atenção na avaliação do empreendimento, a menos que sejam considerados absolutamente essenciais do ponto de vista técnico.

O crescimento do número de sistemas CC incorporados á rede CA pode resultar em uma troca de energia mais controlável e precisa. A tecnologia em corrente contínua fornece

um controle mais seguro e otimizado do fluxo de carga da rede, bem como uma rápida restauração de energia em caso de perturbação significativa na rede. A transmissão HVDC pode compensar flutuações de potência, tensão e frequência, tornando-a uma tecnologia ideal para estabilizar um sistema de energia elétrica.

Um exemplo claro dessa integração de sistemas CC nas redes em corrente alternada é a estação de *Mackinac*, localizada no estado de Michigan, nos Estados Unidos. Esta estação utiliza a tecnologia VSC e tem uma potência de 200 MW, ajudando a melhorar a estabilidade da rede e permitir a integração de fontes renováveis. A estação é situada na península superior de Michigan, próximo à subestação já existente de Straits e alinhada com um circuito duplo de 138 kV em corrente alternada.

As fontes de energia renováveis na região estão se desenvolvendo cada vez mais, enquanto que algumas fontes de geração tradicional, como usinas a carvão, estão encerrando ou reduzindo a produção. O tipo de instalação *back-to-back* executado no projeto permite redirecionar grandes quantidades de energia elétrica, fazendo com que a rede regional não fique sobrecarregada. Durante a manutenção ou outras paradas de um conversor, o outro é projetado para funcionar como um compensador síncrono (STATCOM), continuando a fornecer suporte dinâmico de tensão à rede.

5.5 Entrada no Centro das Cidades

As cargas de energia nas cidades estão aumentando à medida que o mundo se urbaniza e as redes de potência metropolitanas estão continuamente sendo atualizadas para atender à alta da demanda por energia. Como os espaços terrestres, na maioria das vezes, são escassos e caros, a instalação de novas linhas de transmissão em adição aquelas já existentes se torna uma tarefa complicada.

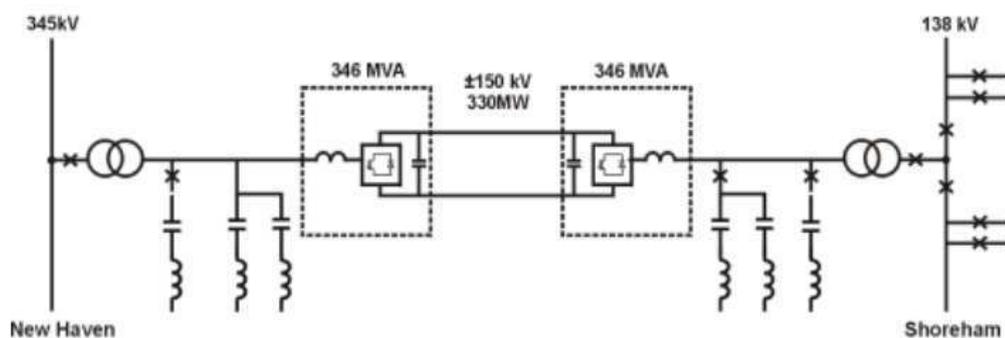
À medida que os níveis de transmissão de energia aumentam, o risco de exceder a capacidade de curto-circuito dos equipamentos de manobra e outros componentes da rede se torna uma ameaça real à expansão adicional das redes de energia. As estratégias para o desenvolvimento de redes elétricas urbanas devem abordar questões como congestionamento de energia, poluição, ruído acústico, qualidade e controle de energia e permissões para realizar a operação.

Com o uso da tecnologia HVDC, boa parte dos problemas citados acima são solucionados totalmente ou parcialmente. As estações conversoras que utilizam a tecnologia VSC são compactas e, em virtude do seu controle, não contribuem para os níveis de curto-circuito. Os controles do sistema HVDC podem equilibrar o fluxo de energia em várias entradas urbanas. Além disso, os cabos de transmissão CC podem ser facilmente instalados no subsolo usando as faixas de passagem já existentes no território.

O sistema de transmissão conhecido como *Cross Sound Cable* é um exemplo da utilização do sistema HVDC na entrada dos centros metropolitanos. Este projeto tem uma capacidade de transmissão de 330 MW no nível de tensão ± 150 kV em corrente contínua. O cabo submarino tem uma extensão de 39 km, permitindo a conexão das redes elétricas das regiões New England e Long Island, localizadas nos Estados Unidos. Além dos dois cabos do bipolo de transmissão HVDC, o sistema conta um cabo de fibra óptica utilizada para aplicações de telefonia e internet.

O projeto conta com duas estações conversoras idênticas em ambos os terminais do sistema de transmissão. A estação localizada em Long Island converte a corrente alternada em contínua para realizar uma transmissão eficiente. Já a segunda estação converte a corrente contínua recebida alternada, possibilitando à integração da energia na rede elétrica. O sistema melhora a confiabilidade do fornecimento de energia nas redes elétricas de New England, enquanto fornece a eletricidade necessária para a região de Long Island. O esquema de transmissão do projeto está apresentado na Figura 21.

Figura 21 – Esquema de transmissão do projeto *Cross Sound Cable*.



Fonte: [19]

Como pode ser visto na Figura 21, o projeto tem duas estações conversoras de 346 MVA que permitem a conversão de corrente contínua em alternada e vice-versa. Tais estações utilizam a tecnologia VSC que empregam os processos de comutação do transistor IGBT no controle de operação do conversor. Além disso, o sistema na região de New England (subestação New Haven) opera em 345 kV, enquanto que a rede elétrica em Long Island (subestação Shoreham) opera com a tensão nominal de 138 kV.

A transmissão submarina tem uma extensão de 39 km e os cabos de transmissão HVDC e o cabo de fibra óptica foram agrupados juntos com o objetivo de reduzir o impacto marítimo. Os cabos foram enterrados em uma profundidade de até 1,8 metros no fundo do mar para fornecer uma proteção para as atividades de pesca e âncoras de navios. Dessa forma, o fundo do mar retorna naturalmente à sua constituição inicial.

5.6 Conexão de Cargas Remotas

Na maioria das vezes, os sistemas elétricos são constituídos de redes com múltiplas interconexões entre várias cargas e estações geradoras. Em tais redes elétricas, a potência pode ser transmitida em diferentes caminhos e o custo da energia pode ser considerado comum a todas as cargas na rede. Por outro lado, existem lugares difíceis de serem alcançados por tais redes elétricas, o que causa problemas de interconexão do sistema de eletricidade.

Os lugares de difícil acesso ao sistema elétrico incluem ilhas, cidades em localidades muito distantes dos grandes centros de consumo e indústrias em locais remotos, tais como as minas. O fornecimento de energia para uma carga remota pode ser realizado por uma transmissão radial ou por geração local usando geradores a diesel ou turbinas a gás. Em função da quantidade de energia elétrica necessária, da distância da carga e outros fatores geográficos, transmissão CA ou CC pode complementar ou até substituir a geração local como fonte de alimentação para uma carga remota. A decisão de utilizar a transmissão em corrente alternada ou contínua depende de condições técnicas e econômicas específicas de cada projeto.

No caso de travessias marítimas para ilhas e penínsulas, os cabos em corrente alternada são viáveis apenas para distâncias relativamente curtas, cerca de 80 km, dependendo do nível de tensão e corrente. Dessa forma, a tecnologia HVDC pode ser utilizada em tais aplicações.

O sistema de *Gotland*, na costa leste da Suécia, foi a primeira rede de transmissão HVDC no mundo. O sistema iniciou sua operação no ano de 1954 e conecta a cidade de Vastervik à ilha de Gotland, tal rede apresentou uma capacidade de transmissão de 20 MW em um nível de tensão de 100 kV.

As válvulas de conversão utilizadas no primeiro projeto de *Gotland* foram de arco de mercúrio. Em 1970, as estações conversoras foram suplementadas com válvulas tiristoras que foram conectadas em série com as antigas válvulas. Dessa forma, a tensão foi aumentada para 150 kV e a capacidade de transmissão para 30 MW. Esta foi a primeira ocasião em que válvulas tiristoras foram utilizadas em redes HVDC comerciais no mundo.

Em 1983, um novo cabo foi instalado entre as duas estações conversoras, caracterizando o sistema *Gotland 2*, o qual apresenta uma tensão nominal de 150 kV e 130 MW de capacidade de transmissão. Os sistemas de transmissão *Gotland 1* e *2* operavam de forma independente e juntos atendiam às necessidades de energia da ilha de Gotland. A geração de combustíveis fósseis na ilha foi desativada e usada apenas como fonte de geração reserva.

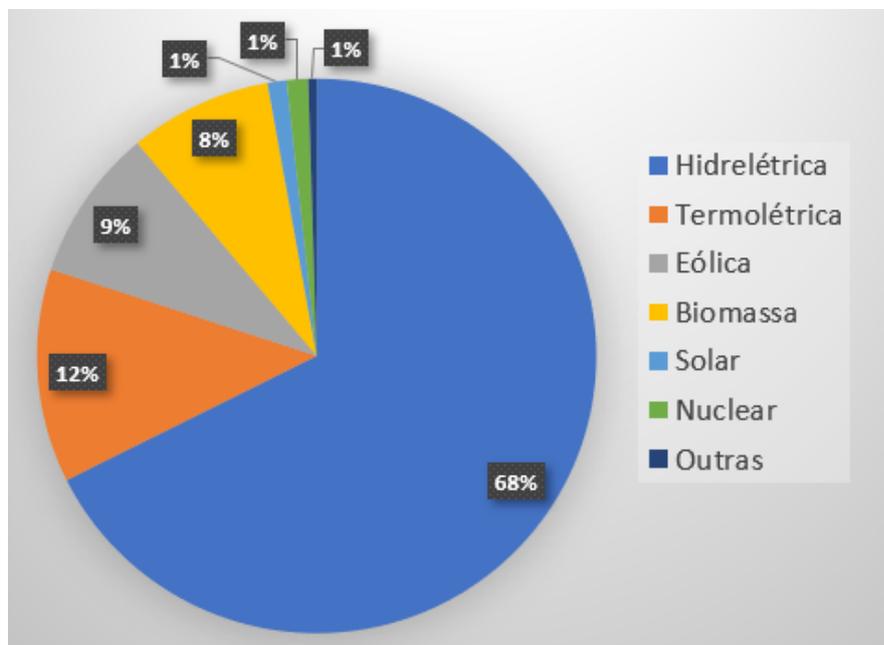
O aumento da demanda energética culminou na decisão de construir outro *link* HVDC para a ilha. Esse novo sistema ficou conhecido como *Gotland 3* e geralmente opera

junto com *Gotland 2* para formar um sistema bipolar, mas também pode funcionar de forma independente. A capacidade total de transmissão desse sistema foi elevado para 260 MW. O cabo e os equipamentos terminais do primeiro projeto foram retirados de operação em 1986 quando o sistema *Gotland 3* foi construído.

6 Sistema de Transmissão HVDC no Brasil

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte, como está apresentado na Figura 1. Na Figura 22 está representada a matriz energética brasileira no ano de 2018.

Figura 22 – Capacidade instalada no SIN - 2018.



Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acessado em 01 de novembro de 2019.

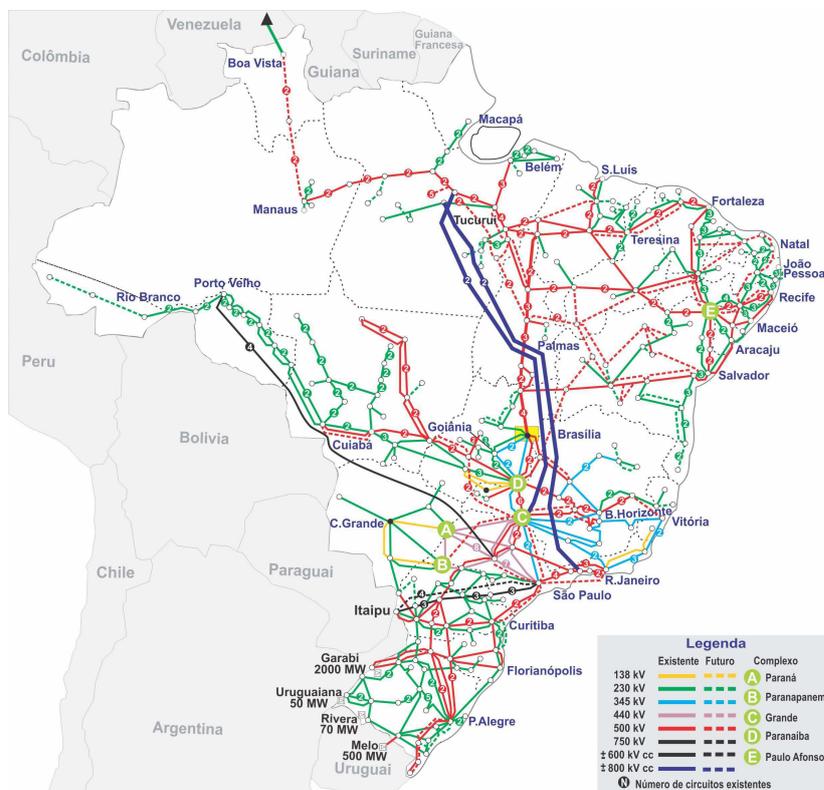
Como pode ser concluído por meio da análise da Figura 22, as hidrelétricas são as principais geradoras de energia elétrica no Brasil. Além disso, as principais usinas hidrelétricas que fornecem energia ao país estão localizadas distantes do grande centro de consumo nacional que é a região Sudeste, como a usina de Belo Monte, localizada no estado do Pará. Dessa forma, o sistema de transmissão de energia deve ser operada de uma forma a atingir o menor nível de perdas possíveis e com o maior fator de segurança.

6.1 Linhas HVDC

A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas. A integração dos recursos de geração e

transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade. Na Figura 23 está representado todo o sistema de transmissão elétrico brasileiro.

Figura 23 – Sistema de transmissão brasileiro.



Fonte: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acessado em 16 de outubro de 2019.

Na Figura 23 estão apresentadas todas as linhas de transmissão presentes no país, no qual pode-se perceber a grande presença de linhas de corrente alternada que ligam diversos pontos por meio de subestações. Por outro lado, dentro de todo o território nacional encontram-se apenas a presença de três linhas de transmissão em corrente contínua.

O sistema de escoamento da energia gerada na usina hidrelétrica de Belo Monte, localizada no Pará até os submercados da região sudeste é feito por meio de dois bipolos de transmissão em ultra alta tensão em corrente contínua. O primeiro bipolo interliga a subestação de Xingu no Pará até a subestação de Estreito em Minas Gerais. Este elo opera com uma tensão de ± 800 kV, capacidade nominal de 400 MW e 2300 km de extensão (NEVES, 2018). O segundo bipolo sai da cidade de Anapu, no Pará e vai até Paracambi, no Rio de Janeiro. Tal empreendimento possui a maior linha de transmissão de ultra alta tensão em corrente contínua do mundo e opera com uma tensão de ± 800 kV. Com extensão de 2.539 quilômetros, o bipolo é composto por uma linha de transmissão de ± 800 kV e duas estações conversoras, com capacidade de transmissão de 4000 MW.

Uma parte da energia elétrica produzida na usina hidrelétrica binacional de Itaipu

é transmitida no território brasileiro por meio de um elo de corrente contínua, tal elo existe pois a energia produzida no setor paraguaio de Itaipu é gerada em 50 Hz e não pode se integrar diretamente ao sistema brasileiro, onde a frequência é de 60 Hz. A energia produzida em 50 Hz em corrente alternada é convertida para corrente contínua e escoada até o estado de São Paulo, onde é convertida novamente para alternada, mas agora na frequência de 60 Hz. O sistema de transmissão é formado por duas linhas de ± 600 kV, com extensão de aproximadamente 810 km, entre as subestações de Foz do Iguaçu, no Paraná e Ibiuna, em São Paulo. A conversão CA/CC é feita por meio de oito conversores em cada subestação, cada dois formando um polo, que compõem os dois bipolos em ± 600 kV, sendo a transmissão realizada através de quatro linhas, uma em cada polo. Esse sistema começou a operar em 1984.

O Linhão do Madeira, como é conhecida a linha de transmissão que interliga a subestação de Porto Velho, em Rondônia até Araraquara 2, em São Paulo é composta por um bipolo de ± 600 kV em corrente contínua. A linha apresenta uma extensão de aproximadamente 2.375 km e permite o escoamento da energia produzida das usinas hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio presentes no rio Madeira, na bacia amazônica até os grandes centros de carga no sudeste do país.

6.2 Visão de Futuro

Como é sabido, os sistemas HVDC são utilizados fortemente para a transmissão de grande quantidade de potência a longas distâncias, por meio de uma conexão ponto a ponto. Além disso, a tecnologia de corrente contínua também pode ser aplicada em dimensões menores, quando é necessária a utilização de cabos submarinos. Nesse sentido, a exploração de petróleo no litoral do Brasil abre portas para um mercado de transmissão submarina HVDC. Estas possibilidades de mercado podem ser novas unidades de produção de gás e óleo em águas profundas.

O mercado de transmissão em corrente contínua avançou muito nos últimos anos devido ao amplo uso de energias renováveis na geração de energia elétrica. A previsão de crescimento anual do sistema HVDC (capacidade MW) no mundo é de 9%, enquanto a previsão de transmissão em geral é de 6% (ANEEL, 2017). Portanto, a utilização do sistema HVDC pode contribuir para o aumento da matriz energética renovável do sistema brasileiro por meio da possibilidade de construção de usinas eólicas *offshore* no litoral do país.

A tecnologia de corrente contínua está sendo utilizada também em configuração *back-to-back*. Nesta configuração, o sistema pode ser utilizado como conversor de frequência para acoplar sistemas assíncronos. Como a maior parte dos países vizinhos do Brasil usam a frequência de 50 Hz, tal aplicação pode ser muito útil para uma possível interconexão

do sistema de transmissão dos países da América do Sul. Além disso, a principal aplicação da tecnologia HVDC no Brasil é o transporte da energia gerada em usinas hidrelétricas remotas para os grandes centros de consumo elétrico.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030 (Ministério de Minas e Energia, 2007), uma expansão hidroelétrica de 172 GW deve acontecer até 2040. Desse aumento total, 105 GW estão concentrados na bacia do Amazonas e 18 GW na bacia Tocantins/Araguaia. Este total de 123 GW está dividido em sub-bacias: a do Tapajós tem 25 GW e as do Xingu e do Madeira ainda tem 17 GW a desenvolver. Este total de 42 GW seria bem atendido pelos elos HVDC de ± 800 kV. As sub-bacias na margem da esquerda do rio Amazonas, como a do rio Trombetas, têm um total de 10 GW, que deve ser implementado por meio da integração com os sistemas já existentes.

O sistema de transmissão em corrente contínua em ± 800 kV atende bem às necessidades de transmissão a longa distância no Brasil. Na China, uma linha de transmissão HVDC de ± 1.100 kV está em construção, mas a sua aplicação em território brasileiro não parece favorável nos cenários estudados. Nota-se que a tensão de ± 1.100 kV está no limite de uso em linhas aéreas, devido às necessidades de nível de isolamento no ar. Além disso, também existe um limite imposto pela infraestrutura de transporte, em consequência das dimensões e do peso de transformadores conversores (ANEEL, 2017).

A tendência atual do sistema elétrico nacional de transmissão é caracterizada pela grande concentração carga na região Sudeste, tornando-a propícia a receber vários elos de corrente contínua. Tal tendência contribui para o surgimento da situação de *multi-infeed*, no qual a rede transmissão em corrente alternada da região metropolitana será alimentada por diferentes elos HVDC (BRANDT et al, 2004). Esta concentração torna necessário realizar estudos acerca da mitigação de efeitos devido às múltiplas entradas de alta tensão em corrente contínua.

A tecnologia de transmissão de energia elétrica em alta tensão utilizando corrente contínua permanece como uma tendência forte de avanço no território brasileiro, tanto para o transporte de grandes blocos de energia, quanto para sistemas de menor potência em situações específicas, tais como a integração de fontes de energia renováveis.

7 Conclusões

Este trabalho apresentou de uma forma cronológica e detalhada o desenvolvimento da tecnologia HVDC no domínio da transmissão de energia elétrica. Devido ao aumento da demanda de eletricidade e da necessidade de um suprimento confiável da energia, a transmissão em corrente contínua voltou a ganhar espaço no mercado energético mundial.

Atualmente, o cenário da transmissão de eletricidade é baseado na crescente inserção de redes em corrente contínua para tornarem possível a realização de inúmeros projetos, principalmente aqueles que envolvem grandes distâncias. O desenvolvimento da transmissão em HVDC é aliada ao avanço tecnológico dos dispositivos semicondutores, tais como os transistores. Tais dispositivos permitem a construção dos conversores de potência com um maior nível de eficiência e confiabilidade.

A comparação entre os sistemas HVDC e HVAC é uma tarefa de suma importância antes de realizar um projeto de transmissão de energia elétrica, pois existem inúmeros fatores que podem influenciar na decisão de qual alternativa é a mais viável para ser utilizada em determinados projetos. Este trabalho avaliou os fatores técnicos, econômicos e ambientais. Nesse sentido, na maioria das vezes a tecnologia HVDC se mostrou ser a mais eficiente para aplicações que envolvam grandes distâncias e alta potência. O fator negativo da construção de um sistema HVDC é o alto custo dos conversores. Este alto custo pode ser superado em função de uma grande distância de transmissão, pois os gastos para construir uma linha de transmissão em corrente alternada são mais elevados em comparação à linha CC. Além disso, o sistema HVDC não apresenta o problema de elevada reatância da linha em função da sua distância, o que gera um menor nível de perdas de potência durante a transmissão.

Os conversores são os equipamentos chaves para o desenvolvimento da tecnologia HVDC. O equipamento de conversão ideal é aquele que converte 100% da sua potência de entrada em potência de saída, mas na realidade devido à diversos fatores este nível de conversão não é alcançado. Nesse sentido, o desenvolvimento de dispositivos semicondutores auxiliam a diminuição de perdas de comutação dos conversores. Os equipamentos com a tecnologia VSC apresentam uma maior visão de utilização no futuro em comparação aos conversores LCC devido aos conversores modulares de multiníveis que apresentam um menor nível de distorção harmônica.

As aplicações do sistema HVDC são inúmeras, dentre as quais podem ser citadas a conexão de geração remota, interconexão de redes CA assíncronas, implantação de usinas eólicas *offshore* e conexão de cargas remotas. Dessa forma, o avanço da implementação da tecnologia HVDC no mercado de transmissão pode contribuir para o aumento da

porcentagem de utilização de fontes renováveis nas matrizes de geração elétrica dos países, atendimento aos locais mais remotos das regiões e diminuição do nível de perdas de potência do sistema elétrico.

A transmissão em HVDC no Brasil está presente em três diferentes linhas de transmissão. Tais linhas foram construídas a fim de conectar redes assíncronas ou realizar a conexão entre a usina geradora até o grande centro de consumo através de longas distâncias. Além disso, os estudos energéticos brasileiros apontam para a constante evolução da tecnologia HVDC no país, devido, principalmente, a grande presença de usinas hidrelétricas nas bacias hidrográficas do país, as quais estão localizadas distantes do grande centro consumidor do Sudeste. Além disso, os sistemas HVDC podem contribuir para o crescimento da geração de eletricidade por meio de fontes renováveis, tais como a solar e a eólica, sobretudo na região Nordeste.

Como apresentado neste trabalho, os sistemas de transmissão HVDC vem ganhando cada vez mais espaço no mercado mundial e a tendência é que esse avanço cresça ainda mais. Com a forte preocupação de governos, empresas e populações acerca da poluição ambiental, a tecnologia HVDC mostrou-se uma grande aliada ao desenvolvimento da geração de eletricidade por meio de fontes renováveis. Além disso, os sistemas de alta tensão em corrente contínua são temas de diversas pesquisas e estudos ao redor do mundo e as grandes empresas de eletricidade estão investindo bastante no avanço desta tecnologia. Nesse sentido, a tendência atual no cenário de transmissão de energia elétrica mundial é baseada na inserção da tecnologia HVDC com o objetivo de construir sistemas de potência mais estáveis, confiáveis e eficientes.

Para a realização de toda a pesquisa descrita neste relatório, as disciplinas Sistemas Elétricos, Eletrônica de Potência, Operação e Controle de Sistemas Elétricos e Proteção de Sistemas Elétricos do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande foram de fundamental importância.

Referências

- [1] E. de Pesquisa Energética e Operador Nacional do Sistema Elétrico, “Nota técnica epe dea 011/18 - ons 063/2018 - ccee 025/2018 - 1^a revisão quadrimestral das projeções da demanda de energia elétrica do sistema interligado nacional 2018-2022.” 2018.
- [2] P. M. M. Portugal, *Transmissão em Corrente Contínua com Tecnologia Híbrida Multiterminal de Conversores Fonte de Tensão e Corrente*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- [3] C. technical journal, “The early hvdc development,” ABB, 2004.
- [4] K. Wollard, “Uno lamm: inventor and activist,” *IEEE Spectrum*, vol. 25, no. 3, pp. 42–45, 1988.
- [5] W. Litzemberger, “A short history of the pacific hvdc intertie,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 24–27, IEEE, 2006.
- [6] Siemens, “Thyristor valves - curso de transmissão em corrente contínua.” 2007.
- [7] H. P. Lips, “Technology trends for hvdc thyristor valves,” in *POWERCON’98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No. 98EX151)*, vol. 1, pp. 451–455, IEEE, 1998.
- [8] K. Meah and S. Ula, “Comparative evaluation of hvdc and hvac transmission systems,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5, IEEE, 2007.
- [9] R. Robert, “Efeito pelicular,” *Revista Brasileira de Física*, 2000.
- [10] C. technical journal, “Special report 60 years of hvdc,” ABB, 2014.
- [11] C. Diemond, J. Bowles, V. Burtnyk, M. Lebow, E. Neudorf, D. Povh, E. Starr, C. Taylor, and R. Walling, “Ac-dc economics and alternatives-1987 panel session report,” *IEEE transactions on power delivery*, vol. 5, no. 4, pp. 1956–1979, 1990.
- [12] G. Schmidt, “Bernd fiegl and stefan kolbeck”hvdc transmission and the environment”power engineering journal, p 204-10,” 1996.
- [13] P. Maruvada, R. Dallaire, O. Norris-Elye, C. Thio, and J. Goodman, “Environmental effects of the nelson river hvdc transmission lines-ri, an, electric field, induced voltage and ion current distribution tests,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 4, pp. 951–959, 1982.

-
- [14] J. Arrillaga and J. Arrillaga, *High voltage direct current transmission*. No. 29, Iet, 1998.
- [15] S. Sharma, “Comparison between lcc and vsc,” *International Journal of Scientific Research Engineering & Technology (IJSRET)*, vol. 2, no. 7, pp. 445–449, 2013.
- [16] M. Barnes and A. Beddard, “Voltage source converter hvdc links—the state of the art and issues going forward,” *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 108–122, 2012.
- [17] B. Chuco and E. Watanabe, “A comparative study of dynamic performance of hvdc system based on conventional vsc and mmc-vsc,” in *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control-VIII (IREP)*, pp. 1–6, IEEE, 2010.
- [18] A. Beddard, M. Barnes, and R. Preece, “Comparison of detailed modeling techniques for mmc employed on vsc-hvdc schemes,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 2, pp. 579–589, 2014.
- [19] C. technical journal, “Cross sound interconnector,” ABB, 2014.
- [20] A. Neves, “Desafios na operação do bipolo ± 600 kv xingu - estreito,” *Encontro para Debates de Assuntos de Operação*, 2018.
- [21] C. de Gestão e Estudos Energéticos, “Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro - volume 4-8 - evolução tecnológica nacional no seguimento de transmissão de energia elétrica.” 2017.
- [22] M. de Minas e Energia, “Plano nacional de energia 2030.” 2007.
- [23] D. Brandt, H. Huang, V. Ramaswami, R. Hong, and H. Chao, “Design considerations for multi-infeed hvdc power transmission systems,” *Siemens*.