

**TRANSMISSÃO DE POTÊNCIA EM CORRENTE CONTÍNUA E CORRENTE
ALTERNADA: ESTUDO COMPARATIVO**

ORIENTADOR: Prof. Dr. Oscar Armando Maldonado Astorga

Guaratinguetá

2013

ANDRE KIYOSHI COUTINHO SATO

TRANSMISSÃO DE POTÊNCIA EM CORRENTE CONTÍNUA E CORRENTE
ALTERNADA: ESTUDO COMPARATIVO

Trabalho de Graduação Apresentado
em Conselho de Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Faculdade de
Engenharia de Guaratinguetá,
Universidade Estadual Paulista, como
parte dos requisitos para a obtenção do
diploma de Graduação em Engenharia
Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Oscar Armando
Maldonado Astorga

Guaratinguetá

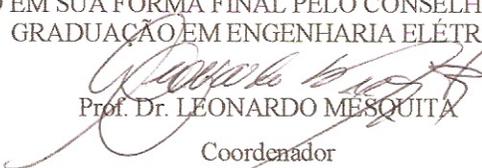
2013

S253t	<p>Sato, André Kiyoshi Coutinho</p> <p>Transmissão de potência em corrente contínua e em corrente alternada: Estudo comparativo / André Kiyoshi Coutinho Sato – Guaratinguetá : [s.n], 2013.</p> <p>90 f : il.</p> <p>Bibliografia: f. 90</p> <p>Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2013.</p> <p>Orientador: Prof. Dr. Oscar Armando Maldonado Astorga</p> <p>1. Linhas de Telecomunicação 2. Correntes contínuas 3. correntes alternadas I. Título</p> <p style="text-align: right;">CDU 621.314.572</p>
-------	---

ANDRÉ KIYOSHI COUTINHO SATO

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO
PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
"GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA"

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA


Prof. Dr. LEONARDO MESQUITA

Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. OSCAR ARMANDO MALDONADO ASTORGA
Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. DURVAL LUIZ S. RICCIULLI
UNESP-FEG


Prof. Dr. JOMAR ESTEVES BUENO
UNESP-CTIG

Dedico este trabalho de conclusão de curso à minha mãe Joana D'arc Simões Coutinho Sato e ao meu pai Mario Yoshinobu Sato que tanto me apoiaram durante todo o curso.

Coutinho Sato, A.K., **Transmissão de Potência em Corrente Contínua e em Corrente Alternada**: Estudo comparativo. 2013. 89 f. Trabalho de graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo comparativo baseado em pesquisa bibliográfica e em exemplos encontrados na literatura, das duas principais tecnologias de transmissão de energia elétrica em alta tensão: transmissão em corrente alternada e transmissão em corrente contínua. Dentro da transmissão em corrente contínua serão apresentadas as duas tecnologias atualmente empregadas, transmissão por fonte de corrente e transmissão por fonte de tensão, contribuindo para uma melhor compreensão das mesmas. O objetivo final é disponibilizar um texto para consulta que permita identificar as principais características que influenciam na escolha das futuras linhas de transmissão.

PALAVRAS-CHAVE: Linhas de Transmissão, Corrente Contínua, Corrente Alternada, HVDC, HVAC, LCC, VSC.

Coutinho Sato, A.K., **Power Transmission in Direct Current and Alternating Current**: Comparative study. 2013. 89f. Work of completion course (Bachelor in Electrical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2013.

ABSTRACT

This paper presents a comparative study based on literature and examples in the literature, the two main technologies for the transmission of electricity at high voltage: alternate current transmission and direct current transmission. Inside the direct current transmission will be shown two technologies currently employed, transmission by current source and transmission by voltage source, contributing to a better understanding of them. The ultimate goal is to provide a text for consultation to identify key characteristics that influence the choice of future transmission lines.

KEY-WORDS: Transmission Lines, Direct Current, Alternating Current, HVDC, HVAC, LCC, VSC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1-Estrutura básica de um sistema elétrico de energia.....	16
Figura 1.2-Componentes da corrente em quadratura e em fase.	19
Figura 1.3-Diagrama PQ de quatro quadrantes e tensão na referência.	20
Figura 1.4-Interconexão entre dois sistemas síncronos.....	20
Figura 1.5-Diagramas de fasores para a interconexão da Figura 2.3.	20
Figura 1.6-Efeito do fator de potencia na tensão da carga.	22
Figura 2.1-O sistema interligado Nacional.	24
Figura 3.1-Esquema básico de uma rede HVDC.	29
Figura 3.2-Linhas de campo nas imediações dos condutores.	31
Figura 3.3-Condutor ACSR de uma linha aérea.	32
Figura 3.4-Linha trifásica comparada a uma linha HVDC.	33
Figura 3.5-Secção transversal de um cabo isolado em massa impregnada.....	34
Figura 3.6-Secção transversal de um cabo de polietileno reticulado XLPE.	35
Figura 3.7-Cabos submarinos poliméricamente isolados à frente e subterrâneos atrás..	36
Figura 4.1-Convertor em ponte trifásica ou conversor a seis impulsões.....	38
Figura 4.2-Formas de onda DC do catodo e do anodo em relação ao neutro..	39
Figura 4.3-Forma de onda da saída do conversor do polo positivo em relação ao negativo.....	39
Figura 4.4-Efeito do atraso na comutação da ponte.....	40
Figura 4.5-Circuito de comutação entre as válvulas V1 e V3.....	41
Figura 4.6-Formas de onda durante o período de superposição.....	41
Figura 4.7-Retificador com ângulo de extinção $\gamma = 20^\circ$ e $\mu = 20^\circ$	44
Figura 4.8-Diagrama esquemático de um conversor LCC de um polo.....	45
Figura 4.9-Projeto Yunnan-Guangdong.....	46

Figura 4.10- Conversor a dois níveis monofásico e forma de onda da tensão na saída...	48
Figura 4.11- As quatro possibilidades para a circulação de corrente no conversor.....	48
Figura 4.12- Modos de operação de um VSC: (a) inversor. (b) STATICOM	50
Figura 4.13- Características tensão/corrente de um VSC/STATCOM.....	51
Figura 4.14- Esquema básico de interconexão de um VSC.....	52
4.15- Diagrama PQ para a transferência de potência de um VSC	52
Figura 4.16- Diagrama básico de uma subestação VSC.....	53
Figura 4.17- VSC a dois níveis com IGBTs bloqueados.....	55
Figura 4.18- Ponte VSC trifásica de onda completa.....	56
Figura 4.19- Formas de onda de tensão AC do VSC.....	58
Figura 4.20- Principais componentes de uma estação VSC.....	59
Figura 4.21- Layout físico de uma estação de conversão HVDC-VSC.....	59
Figura 4.22- Projeto Trans Bay	61
Figura 4.23- Diferentes configurações de HVDC em monopolo.....	62
Figura 4.24- Concepção de uma configuração bipolar HVDC.....	63
Figura 4.25- Diagrama de uma instalação back to back.....	63
Figura 4.26- Interconexões da rede HVDC na Índia.....	64
Figura 5.1- Comparação do ruído audível produzido por uma linha AC e uma linha DC.	70
Figura 5.2- Produção de íons de ar em uma linha de transmissão.....	71
Figura 5.3- Comparação do ruído de rádio em linhas AC e DC.....	73
Figura 5.4- Comparação de ruído de rádio causados por linhas DC e AC sob condições de máxima produção de ruído.....	73
Figura 5.5- Parques eólicos situados a 125 km da costa da Noruega.....	76
Figura 5.6- Custo da estação HVDC e HVAC em função da distância de transmissão..	80
Figura 5.7- Planta do sistema elétrico de Itaipu.....	81
Figura 5.8- Diagrama Simplificado do sistema de Transmissão de Itaipu.....	82

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1-Tabela comparativa entre a tecnologia LCC e VSC.....	66
Tabela 5.1-Custos totais de uma subestação (Meah Kahla, 2007).....	78
Tabela 5.2-Custos dos elementos de um sistema de transmissão DC (Meah Kahla, 2007).	79
Tabela 5.3-Faltas ocorridas nas linhas AC.....	83
Tabela 5.4-Faltas ocorridas nas linhas DC.....	84
Tabela 5.5-FEU somente para as linhas de transmissão AC.....	85
Tabela 5.6-FEU somente para as linhas HVDC e inclusive para as linhas HVDC.	86

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	-	Alternate Current
ACSR	-	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CSC	-	Current Source Converter
DC	-	Direct Current
EHVAC	-	Extra High Voltage Alternate Current
FCC	-	Federal Communications Commission
FEU	-	Forced Energy Unavailability
GTO	-	Gate Turn Off
HVAC	-	High Voltage Alternate Current
HVDC	-	High Voltage Direct Current
IGBT	-	Insulated Gate Bipolar Transistor
LCC	-	Line Commuted Converter
MCM	-	Mil Circular Mil
ONS	-	Operador Nacional do Sistema
PWM	-	Pulse Width Modulation
RESEB		Reforma do Setor Elétrico Brasileiro
RFI	-	Radio Frequency Interference (Filter)
SCR	-	Silicon Controlled Rectifier
XLPE	-	Cross Linked Polyethylene Insulation

SUMÁRIO

1	A transmissão de energia elétrica	15
1.1	Introdução	15
1.2	Estrutura básica de um sistema elétrico de energia.....	15
1.3	Nível de transmissão	16
1.4	A rede convencional de energia	17
1.4.1	Mecanismo de transferência de potência	17
1.4.2	A transferência de potência entre fontes ativas.....	20
1.4.3	Transferência de potência para uma carga consumidora	21
2	O sistema elétrico brasileiro.....	23
2.1	Introdução	23
2.2	O sistema interligado brasileiro	23
2.3	O sistema de transmissão no Brasil.....	25
2.4	A ONS e ANEEL	25
3	Tecnologias de transmissão	27
3.1	Introdução	27
3.2	As tecnologias de transmissão: Estações de conversão	28
3.3	Aspectos gerais que justificam a tecnologia HVDC	29
3.3.1	Aspectos técnicos	29
3.3.2	Aspectos econômicos	30
3.3.3	Assuntos Ambientais.....	30
3.4	Tipos de linhas de transmissão.....	30
3.4.1	Condutores de linhas aéreas (<i>Overhead lines</i>).....	30
3.4.2	Torres de transmissão.....	32
3.4.3	Transmissão por Cabos	33
3.4.4	Cabos da Tecnologia VSC-HVDC.....	35

4	Tecnologias de transmissão HVDC	37
4.1	Introdução	37
4.2	Transmissão HVDC - LCC	37
4.2.1	Conversor em ponte trifásica	38
4.2.2	Efeitos do Atraso do instante de disparo	39
4.2.3	A tensão contínua	42
4.2.4	O Processo de inversão (conversão DC/AC)	43
4.2.5	Estrutura da rede HVDC – LCC	45
4.2.6	Exemplo de um link de transmissão HVDC – LCC	45
4.3	Transmissão HVDC - VSC	46
4.3.1	Conversor VSC à dois níveis	47
4.3.2	Controle de Transferência de potência no VSC	50
4.3.3	Componentes de um conversor VSC	53
4.3.4	Estrutura de uma rede VSC	58
4.3.5	Exemplo de um link HVDC – VSC	60
4.4	Configurações básicas dos sistemas HVDC	61
4.4.1	Configuração <i>Back to Back</i>	63
4.5	Comparativo entre as tecnologias LCC e VSC	65
5	Comparativo da tecnologia HVDC e HVAC	67
5.1	Introdução	67
5.2	Aspectos Ambientais	67
5.2.1	Efeitos Corona	67
5.2.2	Outros aspectos ambientais que justificam a tecnologia HVDC	74
5.2.3	Resumo dos aspectos ambientais	76
5.3	Aspectos Econômicos	77
5.3.1	Custos de uma subestação e linhas de transmissão AC	77

5.3.2 Custos da subestação e das linhas de transmissão DC.....	79
5.3.3 Os custos totais em função da distância.....	80
5.4 Comparação do desempenho das linhas de transmissão HVDC e HVAC do sistema de ITAIPU.....	81
5.4.1 Visão Geral do sistema de Itaipu	81
5.4.2 Comparação do desempenho das linhas de transmissão	82
5.4.3 Discussão e outras considerações.....	86
6 Conclusão.....	88
7 Referências.....	90

1 A TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

1.1 Introdução

As unidades geradoras de energia elétrica normalmente estão situadas distantes dos centros consumidores, ou seja, cidades e indústrias. Desta forma, toda a energia produzida deve viajar longas distâncias através de um sistema de transmissão. Este sistema é composto basicamente, por cabos aéreos revestidos por um material isolante, ligados à grandes torres metálicas por estruturas isolantes de vidro ou porcelana. Todo este conjunto é chamado de rede de transmissão.

A rede de transmissão transporta uma grande quantidade de energia elétrica por longas distâncias, mas antes de chegar aos centros de consumo, esta passa por uma subestação abaixadora, que tem a função de abaixar o nível de tensão, para que esta esteja em um nível adequado para o abastecimento de pequenas cidades ou consumidores de grande porte.

A rede de subtransmissão, faz a realocação entre a energia proveniente da rede de transmissão e a energia que será distribuída para pequenos consumidores.

1.2 Estrutura básica de um sistema elétrico de energia

Todos os sistemas elétricos de energia existentes no mundo possuem uma estrutura básica com elementos comuns a todos eles. Por mais que sejam diferentes em capacidade de potência, todos eles podem ser divididos em três níveis básicos:

1. Nível de transmissão
2. Nível de subtransmissão
3. Nível de distribuição

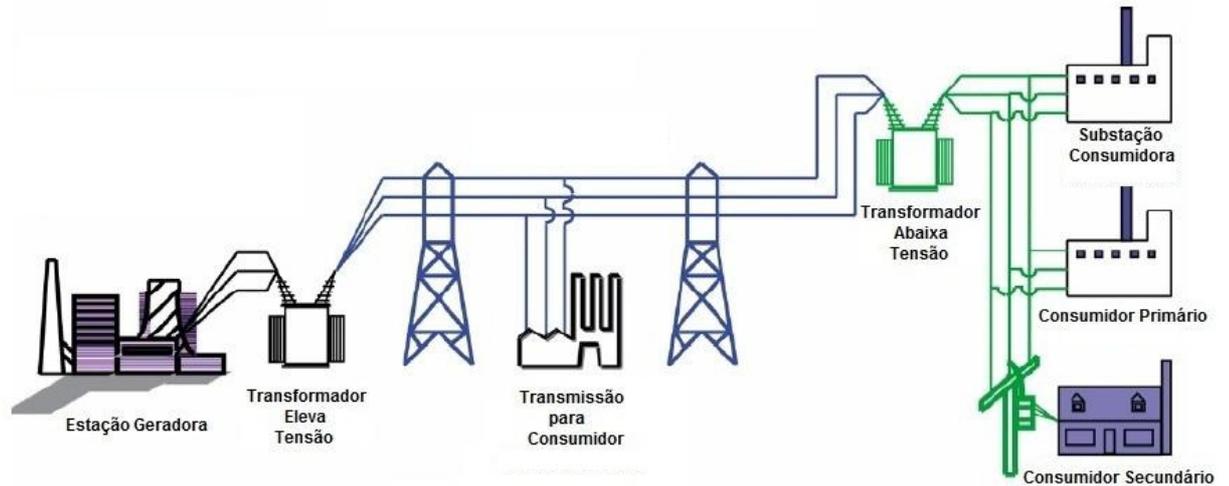
A Figura 1.1 ilustra a estrutura básica com estes três elementos. Para cada nível apresentado acima, tem-se tensões padronizadas e publicadas pela ANEEL através da Nota Técnica nº 0075/2011-SRD e estas são apresentadas a seguir:

Transmissão e Subtransmissão: 750; 500; 230; 138; 69; 34,5; 13,8 kV

Distribuição primária em redes públicas: 34,5 e 13,8 kV

Distribuição secundária em redes públicas: 380/220 e 220/127 volts, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127 volts, em redes monofásicas;

Figura 1.1-Estrutura básica de um sistema elétrico de energia



Fonte: Ruth Leão, 2009.

O foco deste trabalho está no nível de transmissão, que é no caso, o principal interesse.

1.3 Nível de transmissão

O nível de transmissão difere dos demais níveis (subtransmissão e distribuição), tanto quanto ao funcionamento quanto às características. Enquanto os níveis de subtransmissão e distribuição simplesmente retiram energia de uma dada fonte e a transmitem para cargas individuais, um sistema de transmissão tem a função tratar com grandes blocos de potência, interligando estações geradoras remotas e pontos de carga do sistema. A energia pode escoar bidirecionalmente, dependendo da necessidade técnica e atendendo também aos critérios econômicos requisitados.

Outra diferença básica entre os sistemas de subtransmissão e distribuição e o sistema de transmissão, é a sua topologia. Neste último, é evidente que se siga a topologia em anel, enquanto as outras duas se organizam em estrutura radial no sistema.

O sistema de transmissão conduz grandes quantidades de energia, sendo assim, seus componentes básicos (transformadores, linhas e dispositivos de manobra), são os mais importantes do sistema elétrico.

Deve-se salientar que o desenvolvimento de um sistema de transmissão acompanha o ritmo de crescimento de determinada região. Sendo assim, o projeto de novas redes, bem como a expansão das já existentes, deve tomar como base o crescimento populacional e industrial de determinada área.

Depois de tomadas as decisões de natureza econômica e grande parte das vezes política sobre determinado empreendimento, cabe ao engenheiro analisar o projeto de uma linha de transmissão à luz de três parâmetros básicos:

1. Ambiental
2. Econômico
3. Técnico

1.4 A rede convencional de energia

Numa rede convencional de energia, as fontes geradoras devem trabalhar exatamente na mesma frequência de operação. Cada gerador controla a magnitude da tensão em seus terminais, bem como seus ângulos de fase através do torque desenvolvido pelas turbinas. Os geradores são projetados para produzirem tensões relativamente baixas, então, a energia produzida sofre diversas transformações até serem entregues em seus centros de consumo. Estas transformações são efetuadas pelos transformadores de potência, elemento responsável pela preferência da corrente alternada frente a contínua desde o início do século XX.

A rede convencional de energia é dividida em três diferentes partes. A geração, a transmissão e a distribuição de energia, todas elas funcionando em sincronismo.

1.4.1 Mecanismo de transferência de potência

Os transformadores, os geradores e as linhas de transmissão possuem um caráter predominantemente indutivo, além disso, as cargas ligadas ao sistema também possuem certo caráter indutivo. A indutância atrasa a resposta da corrente em relação à tensão, e com este

efeito ocorre a defasagem da onda da corrente em relação à tensão, o que causa perda de eficiência do sistema.

A componente de potência instantânea (P) é dada pelo produto dos valores instantâneos de corrente e tensão nos terminais do dado componente ($P = UI$). Então, se tanto a tensão quanto a corrente variam senoidalmente e na mesma frequência, em termos de valores *rms* a potência elétrica é expressa pela equação (1.1).

$$P = UI \cos(\phi) \quad (1.1)$$

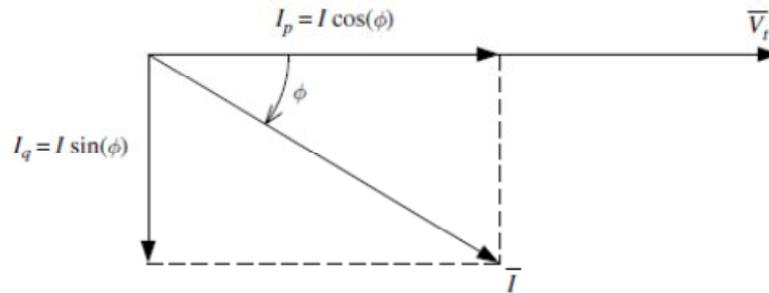
Onde ϕ é o ângulo de fase entre a componente fundamental da tensão e da corrente. Como os valores em *rms* são sempre valores positivos, o produto UI não fornece uma indicação do sinal da potência ativa. É o valor do $\cos \phi$ que fornece a informação de que o componente do circuito esta absorvendo ou gerando potência.

Na Figura 1.2, usa-se o ângulo da tensão como referência e decompõe-se a corrente I em duas componentes. Observa-se claramente que o produto da V com a componente I_p é a potência ativa P , ao passo que o produto da tensão V com a componente I_q é o que chamamos de potência reativa, conforme a equação (1.2):

$$Q = UI \sin(\phi) \quad (1.2)$$

A potência reativa é necessária para estabelecer os campos elétricos e magnéticos, sendo temporariamente estocada e depois liberada. Então, a energia associada à potência reativa oscila entre o elemento e o resto do circuito e embora a potência reativa tenha um valor médio nulo, ela ainda representa a energia recíproca que deve estar presente em virtude das indutâncias e capacitâncias da rede.

Figura 1.2-Componentes da corrente em quadratura e em fase.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Quando o ângulo de fase ϕ está entre 0 e π , a potência reativa Q tem valor positivo, o que representa que o elemento do circuito está consumindo potência reativa. Se o ângulo ϕ estiver entre π e 2π , a potência reativa Q possui valor negativo, indicando que o elemento do circuito está absorvendo potência reativa.

Esta convenção significa que quando o valor de Q é positivo a corrente está atrasada em relação à tensão, de onde se constata um caráter indutivo, ao passo que quando o valor de Q é negativo, a corrente está adiantada em relação à tensão, daí, o caráter capacitivo.

Se aplicarmos o Teorema de Pitágoras às equações 1.1 e 1.2, obtemos:

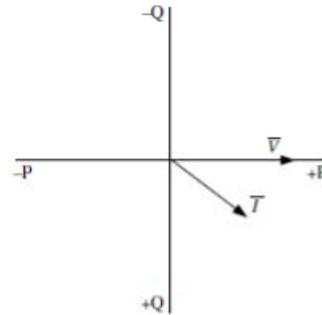
$$(VI \cos(\phi))^2 + (VI \sin(\phi))^2 = (VI)^2 \quad (1.3)$$

Então,

$$VI = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1.4)$$

Esta equação pode ser representada num diagrama complexo de quatro quadrantes como na Figura 1.3.

Figura 1.3-Diagrama PQ de quatro quadrantes e tensão na referência.

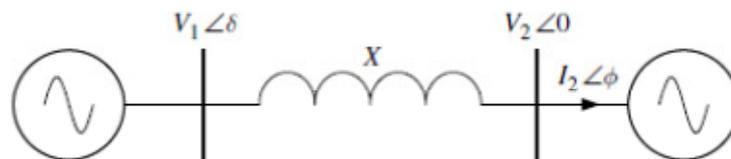


Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

1.4.2 A transferência de potência entre fontes ativas

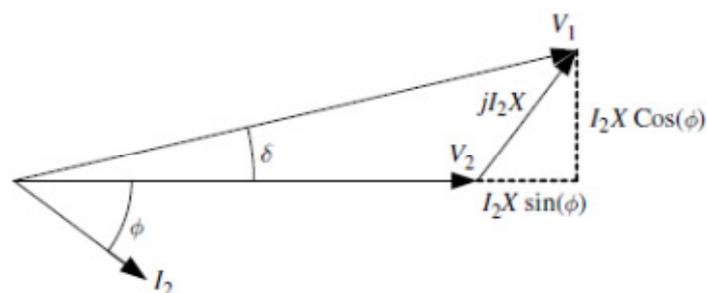
A Figura 1.4 mostra uma linha puramente indutiva interconectando duas fontes ideais de tensão V_1 e V_2 , as quais podem ser tantos geradores quanto nós de um sistema síncrono. O diagrama de fasores da Figura 1.5 representa a condição de operação quando a tensão no terminal 1 está avançada em relação ao terminal 2 por um ângulo δ e a corrente no terminal atrasada de um ângulo ϕ em relação a tensão no terminal 2.

Figura 1.4-Interconexão entre dois sistemas síncronos.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Figura 1.5-Diagramas de fasores para a interconexão da Figura 2.3.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Então, usando a tensão no terminal 2 como referencia, podemos extrair as equações (1.5) e (1.6):

$$I_2 X \cos(\phi) = V_1 \sin(\delta) \quad (1.5)$$

$$I_2 X \sin(\phi) = V_1 \cos(\delta) - V_2 \quad (1.6)$$

Assim, das equações 1.5 e 1.6 as potências ativa e reativa transferida são dadas pelas equações (1.7) e (1.8):

$$P = V_2 I_2 \cos(\phi) = \frac{V_1 V_2 \sin(\delta)}{X} \quad (1.7)$$

$$Q = V_2 I_2 \sin(\phi) = \frac{V_2 (V_1 \cos(\delta) - V_2)}{X} \quad (1.8)$$

Para efetuar o controle de transferência de potência P e/ou Q na linha de transmissão, é necessário variar pelo menos um dos quatro parâmetros (V_1, V_2, X, δ) . Como dito anteriormente, a fase e a magnitude da tensão gerada, podem ser controladas pela turbina e pela excitação do gerador respectivamente. Entretanto, do ponto de vista da transmissão de potência, o controle do gerador é lento e ineficiente, ou seja, o lento controle impõe uma restrição de transmissão de potência no ponto de operação estacionário, onde o ângulo δ deve ser mantido baixo a fim de preservar a estabilidade na transmissão e também a relativa alta demanda de potencia reativa que podem sobrecarregar desnecessariamente os sistemas de geração e transmissão.

1.4.3 Transferência de potência para uma carga consumidora

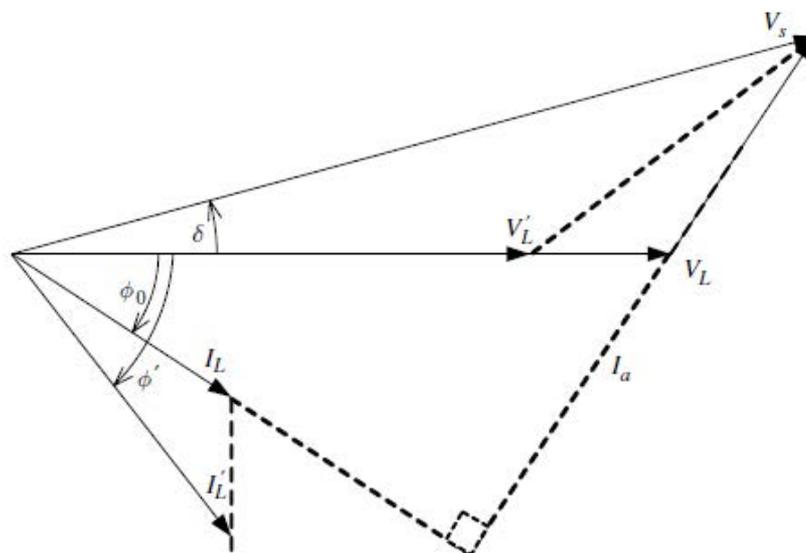
Cargas consumidoras de potência são normalmente conectadas no começo ou no final de uma rede de distribuição em alimentadores radiais. O baixo fator de potência das cargas tem um efeito prejudicial na tensão da carga e, portanto, na eficácia na transferência de potência. Este efeito é ilustrado com base na Figura 1.6, onde assume-se que o alimentador da

linha é uma fonte de tensão ideal V_s conectada a todo um sistema de uma linha puramente indutiva com impedância X_s .

Para manter a potência ativa constante quando o fator de potência é reduzido, a corrente de carga I_L aumenta, com isso ocorre um aumento na queda de tensão sobre a linha, que por sua vez, reduz a queda de tensão na carga (V_L').

Para manter o nível de potência requerida, a tensão da fonte deve aumentar ou então, o nível de tensão deve ser provido localmente, isto é conseguido adicionando-se um capacitor em paralelo com a carga. Esta ultima solução é chamada de correção do **fator de potência**. Porém, o uso de compensadores locais por meio de componentes passivos, embora seja uma solução eficiente, não é nem rápida e nem contínua e aumenta a probabilidade de haver ressonância de harmônicos de baixa ordem com a impedância do sistema.

Figura 1.6-Efeito do fator de potencia na tensão da carga.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 Introdução

Em função do crescimento da economia brasileira nas últimas décadas, há uma demanda grande e crescente por energia elétrica. Esta é fundamental para sustentar o desenvolvimento do país, e para isso é necessário que exista um sistema confiável e dinâmico, que seja capaz de abastecer os centros consumidores de forma contínua e com o preço mais adequado possível. No Brasil, chamamos este sistema de Sistema Interligado Nacional (SIN), que é o responsável por interligar unidades geradoras de potência e os centros consumidores por extensas malhas de transmissão.

2.2 O sistema interligado brasileiro

O sistema interligado brasileiro possui dimensões e características que o fazem ser considerado um dos maiores e mais complexos sistemas elétricos do mundo. O sistema de geração de energia no Brasil é hidrotérmico, com predominância de usinas hidroelétricas e que são responsáveis por 68,9% da produção nacional e atualmente somam 2800 empreendimentos em operação [Boletim mensal de monitoramento, 2013].

A rede de geração e de transmissão que constitui o sistema interligado nacional é responsável por 98% do abastecimento dos centros consumidores, sendo que o restante desta parcela não está ligada ao sistema devido às condições geográficas, pois estas estão localizadas majoritariamente na região amazônica, então pequenas unidades produtoras abastecem centros pontuais de consumo nesta região.

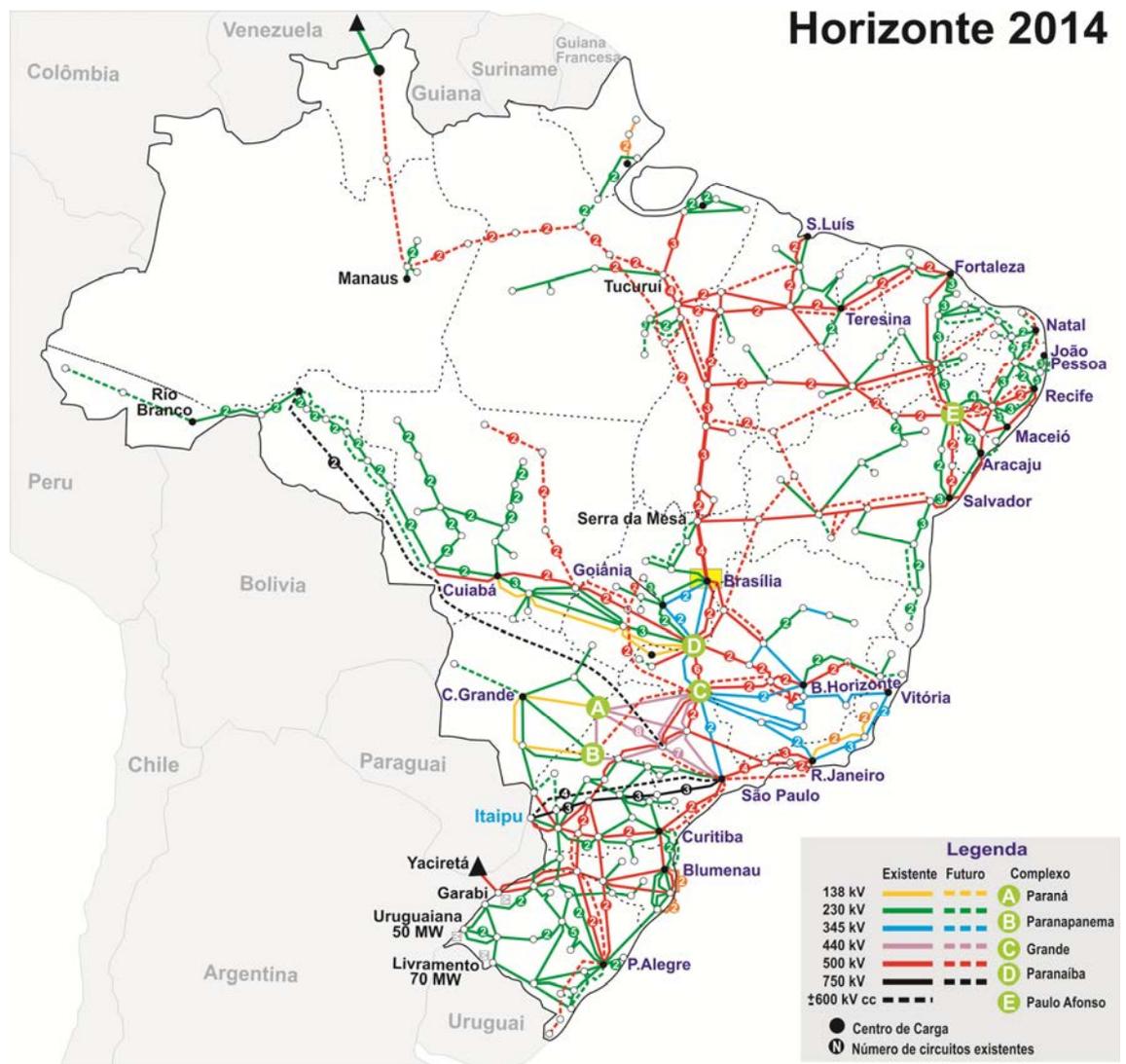
Atualmente, o Brasil conta com uma capacidade instalada de potência de 122,9 GW. Isto representa um aumento de 64,3% em relação ao ano de 2001, o que reflete o crescimento substancial do país nos últimos anos.

Segundo dados de 2013 da empresa de pesquisa energética (EPE), o governo federal deveria dispor de mais de 52 GW de potência até o ano de 2021 para sustentar o seu desenvolvimento, sem o perigo de sofrer com problemas de abastecimentos. Ainda segundo a EPE, esse adicional de potência a ser integrado ao sistema deve vir de fontes renováveis como hidrelétrica, eólica e termoeletrica. Como exemplo pode-se citar as usinas de Santo Antônio, Jirau e Belo monte, atualmente em construção.

O sistema elétrico funcionando de forma integrada proporciona diversas vantagens tais como:

- Garantia de energia mínima que permite a operação contínua das plantas hidroelétricas;
- Riscos mínimos de interrupção do fornecimento nos períodos de baixa hidrologia;
- Níveis adequados de confiabilidade da rede elétrica;
- Utilização de energia elétrica em todos os pontos do sistema, abaixando os custos de operação do sistema e o preço final ao consumidor;
- Reprogramação da geração em função da demanda e hidrologia.

Figura 2.1-O sistema interligado Nacional.



Fonte: ONS, 2013.

2.3 O sistema de transmissão no Brasil

O segmento de transmissão é responsável por conectar as unidades geradoras de energia elétrica e conecta-las as concessionárias para a distribuição. Este segmento é de vital importância pois qualquer falha que nele houver pode ocorrer o desligamento de toda uma região do país. No Brasil, este segmento é administrado por 77 concessionárias, sendo responsáveis por mais de 100.000 km de linhas de transmissão, sendo mais da metade pertencente à Eletrobrás.

No Brasil, a grande parte das linhas de transmissão é em corrente alternada, porém esta em operação duas linhas de +/-600 kV que interligam a usina de Itaipu a região sudeste (Ibiúna e Tijuco Preto), totalizando 1612 km de linha.

2.4 A ONS e ANEEL

O sistema interligado é responsável por fazer escoar a produção de eletricidade gerada em diferentes localidades de forma que todas as unidades consumidoras possam ser abastecidas conforme sua necessidade. Como a matriz energética Brasileira é predominantemente hidrogeradora, o abastecimento fica bastante dependente ao regime de chuvas ao longo do ano. Sendo assim, em determinados períodos é necessário que ocorra despacho de energia provinda de outras fontes, como por exemplo, as usinas termoeletricas. Essa operação contínua e confiável é realizada por um órgão chamado de Operador Nacional do Sistema (ONS).

Para executar toda essa operação, o operador nacional trabalha com cinco centros de operação espalhados pelo país que trabalham de forma ininterrupta na supervisão, coordenação e controle do sistema elétrico. As principais funções da ONS são agrupadas em diferentes macroprocessos como seguem:

- Aplicações e reforços na rede básica;
- Avaliação das condições futuras de operação;
- Avaliação de curto prazo de operação;
- Resultados da operação;
- Análise de carga de energia e demanda;
- Indicadores de desempenho do SIN;
- Histórico da operação;
- Integração de novas instalações ao SIN;

- Administração dos serviços de transmissão.

Na década de 90, o Brasil passou por uma reforma no setor energético, chamada de Reforma do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB), promovida pelo Ministério de Minas e Energia. Nessa reestruturação, sob um consenso político-regulatório foi criada a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta agência tem por objetivo regular o preço da energia elétrica no nível de transmissão e distribuição, bem como as operações da ONS.

3 TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO

3.1 Introdução

Em transmissão de potência é necessário alcançar a maior eficiência possível, ou seja, transportar a maior quantidade de energia com o mínimo de perdas possível. As unidades geradoras de energia elétrica geralmente se encontram distantes dos grandes centros de consumo, como usinas hidroelétricas, usinas eólicas em plataformas marítimas e usinas solares. Então, toda energia produzida por estas unidades devem viajar centenas de quilômetros até chegar aos centros de consumo, o que implica em perdas significativas nas linhas de transmissão.

No início do século XX, foi inventada a válvula a vapor de mercúrio, utilizada para ajustar o nível de tensão nos bornes de máquinas elétricas industriais, então entre as décadas de 1920 e 1940, seu uso se estendeu as redes elétricas.

Os primeiros países a usarem linhas em corrente contínua com válvulas de mercúrio foram os Estados Unidos, Rússia e Suécia, devido as suas grandes extensões.

No final da segunda guerra mundial a então União Soviética construiu a linha entre Moscou e Kashira, e juntamente com a linha entre Gotlândia e a Suécia, marcaram o início da tecnologia de transmissão em corrente contínua em alta tensão: *High Voltage Direct Current* (HVDC).

Então, no final do século XX, a invenção dos transformadores de potência, tornou possível o transporte de energia em corrente alternada por longas distâncias. Elevando-se o nível de tensão, diminui-se a corrente, logo as perdas na linha são reduzidas. O que ocorre é que em corrente alternada, as perdas joule não são as únicas presentes na linha de transmissão. À medida que o comprimento da linha se estende, as reatâncias capacitivas e indutivas presentes na linha em função da corrente aumentam, impondo perdas significativas e fazendo necessária a instalação de bancos de capacitores e indutores para controle de reativos na rede de transmissão. Este é um processo complexo e caro, porém devido à evolução tecnológica, tem-se atualmente um alto nível de confiabilidade na transmissão de potência em corrente alternada.

Somente com a evolução da eletrônica de potência foi possível à utilização da corrente contínua em alta tensão. A invenção dos Tiristores à base de semicondutores já nos anos de

1970 e suas variações como o GTO, MOS e IGBT fizeram a sua utilização aumentar a cada ano. Atualmente existem duas famílias de conexões à corrente contínua. A primeira delas funciona como fonte de corrente, utilizando Tiristores, chamada de Conversor por Linha Comutada (LCC). A segunda funciona como fonte de tensão e utilizam IGBT's, chamados Conversores por Fonte de Tensão (VSC). No decorrer deste trabalho serão ilustrados com mais detalhes as duas tecnologias.

3.2 As tecnologias de transmissão: Estações de conversão

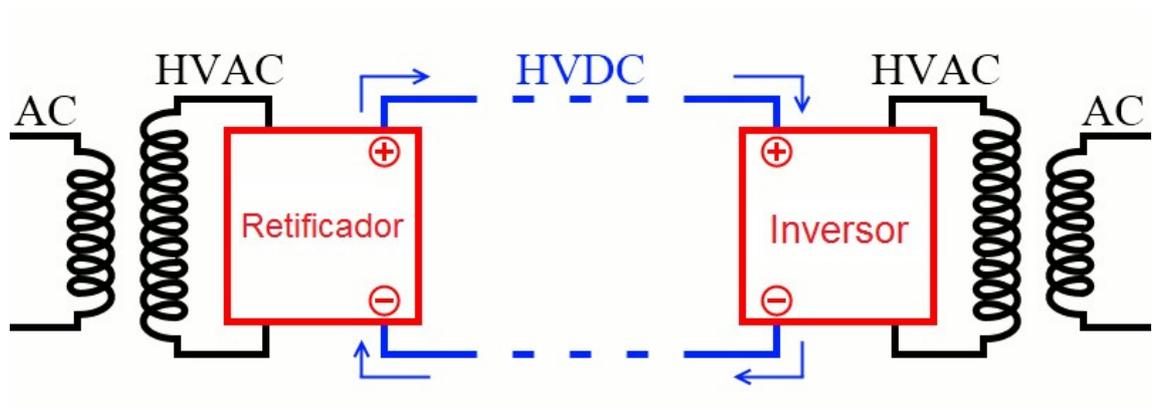
Na transmissão em corrente alternada no Brasil, a corrente oscila a frequência de 60Hz. Outros países do mundo como o Paraguai, optaram por um sistema que utiliza a frequência de 50 Hz. Em ambos os sistemas, a potência é transmitida de modo trifásico e somente em áreas rurais utiliza-se sistema monofásico, porém sua geração é local.

No sistema AC, a conversão de tensão é um processo simples. Um transformador trifásico AC permite elevar o nível de tensão e transmitir grande quantidade de potência, com alto nível de isolamento. O transformador é o principal componente de um sistema de transmissão AC, sendo o mais caro e complexo elemento dentro do sistema.

As unidades geradoras produzem potência em média tensão. A potência produzida é então transmitida às subestações que elevam seu nível de tensão para adequá-las a transmissão. Estas são chamadas de subestações elevadoras. Em seguida as linhas de transmissão se conectam novamente a outra subestação que fazem o abaixamento do nível de tensão para adequá-las ao abastecimento de grandes consumidores. Estas são chamadas de subestações abaixadoras.

No caso de uma transmissão em corrente contínua, as subestações são chamadas de conversoras. Estas tem o objetivo de receber a potência AC e convertê-las em DC para que seja efetuada a transmissão. A Figura 3.1 ilustra o esquema básico de uma rede DC.

Figura 3.1-Esquema básico de uma rede HVDC.



Fonte: Stanford University, 2010.

Apesar da tecnologia em corrente alternada ter atingido um alto grau de confiabilidade e eficácia, existem diversos pontos em que a alternativa em corrente contínua pode superá-la nestes aspectos. Dependendo da sua aplicação, pode ser mais vantajoso ambientalmente, tecnicamente e até mesmo economicamente a utilização da tecnologia HVDC.

3.3 Aspectos gerais que justificam a tecnologia HVDC

3.3.1 Aspectos técnicos

- Uma rede *DC* permite a transmissão de potência entre duas redes AC que funcionam em diferentes frequências, as quais podem ser então sincronizadas.
- Parâmetros capacitivos e indutivos não limitam a capacidade de transmissão ou o comprimento máximo de uma linha DC. O condutor é totalmente utilizado pois neste caso não ocorre o efeito *Skin*.

Para transmissão por cabos em longas distâncias, por exemplo acima de 40 km, a tecnologia HVDC pode ser a única solução técnica em função da alta corrente de carga existentes nos cabos AC. Por isso a tecnologia HVDC é de grande interesse na transmissão por mar aberto ou para dentro de grandes cidades.

- Um sistema de controle digital fornece controle exato e rápido no fluxo de potência ativa.
- Através de rápida modulação no processo de conversão, a transmissão DC pode ser usada para amortecer oscilações da rede AC e então melhorar a estabilidade do sistema.

3.3.2 Aspectos econômicos

Uma vez que foram analisados os aspectos técnicos para a tomada de decisão de utilizar uma tecnologia em detrimento de outra, os aspectos econômicos também devem ser levados em consideração, tais como:

- Os custos de cada estação de conversão.
- Os custos das linhas de transmissão.
- Os custos capitalizados das perdas na transmissão.

3.3.3 Assuntos Ambientais

A tecnologia HVDC é ambientalmente amigável, pois esta é mais eficiente na transmissão de potência, logo as instalações de potência são melhores aproveitadas. As linhas de transmissão que utilizam HVDC são menores que aquelas da tecnologia HVAC. Isto reduz o impacto visual que as linhas causam, além de tornarem possível o aumento da capacidade de transmissão das linhas já existentes.

Os principais aspectos ambientais a serem levados em consideração na implementação de um projeto são:

- Ruído audível;
- Impacto visual;
- Efeitos de campo elétrico e magnético;
- Uso do retorno de terra ou mar para operação monopolar.

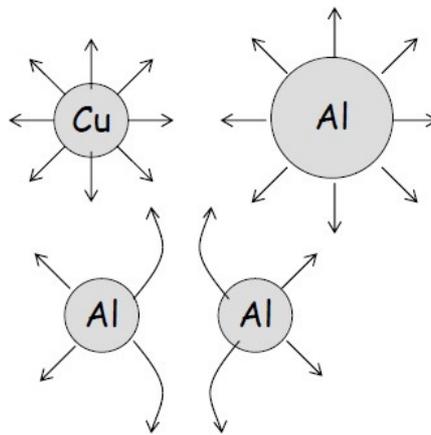
3.4 Tipos de linhas de transmissão

3.4.1 Condutores de linhas aéreas (*Overhead lines*)

Apesar de o cobre possuir praticamente o dobro da condutividade do alumínio, este último é utilizado quase que exclusivamente para a fabricação dos condutores de uma linha de transmissão. Os condutores de alumínio apresentam algumas vantagens em relação ao seu preço e seu peso, sendo de grande importância o fato de que seu diâmetro é maior do que em condutores de peso e resistência equivalente. A Figura 3.2 ilustra como se comportam as

linhas de campo elétrico em condutores singelos de cobre, alumínio e em um feixe de condutores de alumínio. O espaçamento das linhas de campo nos dá uma boa indicação da intensidade do campo elétrico na vizinhança dos condutores. Isto, como será visto com mais detalhes no capítulo 5, influencia na produção do chamado Efeito Corona, que trata-se da ruptura do dielétrico do ar nas imediações do condutor provocando assim a ionização do ar, radio interferência, ruído e etc. Observa-se na Figura que o afastamento das linhas de campo dão uma indicação da intensidade do campo elétrico, onde este decresce do cobre em relação ao alumínio.

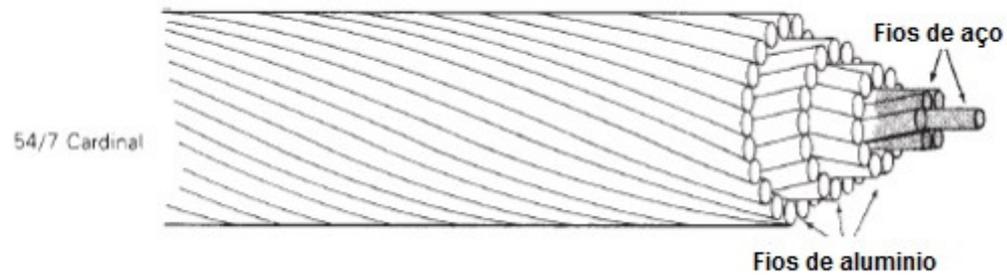
Figura 3.2-Linhas de campo nas imediações dos condutores.



Fonte: Jose Rui Ferreira, 2004.

Para tensões de 230kV já não é viável a utilização de condutores singelos. Ao invés de se usar um condutor oco, é utilizado um feixe de dois a quatro condutores por fase. A utilização de feixe de condutores faz com que sejam reduzidas de forma significativa a reatância dos condutores, aumentando a capacidade de transmissão da linha. Para as bitolas em uso atualmente (até cerca de 1.000 MCM), não é prático utilizar condutores sólidos. O mais comum é o cabo de alumínio com alma de aço (ACSR). Este é constituído com um núcleo (alma) de aço encordoado que confere ao condutor grande resistência mecânica, envolvido por coroas de fios de alumínio. Os condutores em fios são de fácil fabricação, à medida que eles são produzidos simplesmente adicionando camadas de fios uma sobre as outras. Além disso, estes são de fácil manipulação e são mais flexíveis quando comparados aos condutores sólidos.

Figura 3.3-Conductor ACSR de uma linha aérea.



Fonte: Livro, 1985.

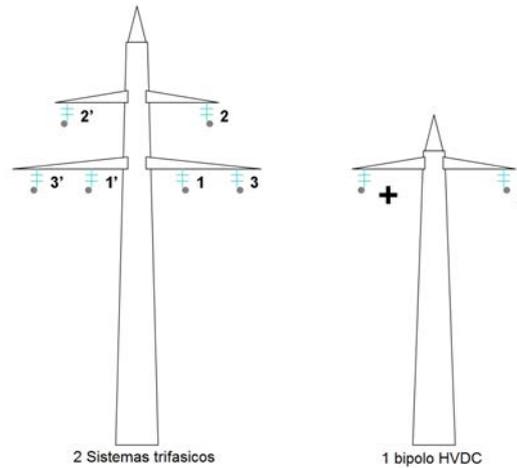
As linhas de transmissão em alta ou extra alta tensão, geralmente utilizam de mais de um condutor por fase. Estes condutores são chamados de *bundle*. Por exemplo para uma linha AC de 745kV, esta geralmente utiliza 4 condutores por fase. Condutores em *bundle* reduzem o campo elétrico, e portanto, o efeito corona, e além disso reduz também a reatância em série.

3.4.2 Torres de transmissão

As linhas de transmissão aéreas em DC possuem basicamente os mesmos elementos construtivos de base que para as linhas em AC, ou seja, as torres, cadeias de isoladores e acessórios mecânicos. No caso dos isoladores, a diferença básica entre AC e DC, é de que para este último, os isoladores são sujeitos a maior poluição devido ao efeito do campo elétrico unidirecional. Sendo assim a cadeia de isoladores em DC esta mais exposta a contaminação.

As torres de transmissão em DC não diferem muito das torres de transmissão em AC, exceto pelo seu tamanho. Com a ausência do efeito *Skin* e perdas por reatâncias capacitivas e indutivas na linha, é possível utilizar condutores mais leves e de diâmetros menores. Para o mesmo nível de redundância, dois condutores em DC substituem dois sistemas trifásico, ou seja, seis condutores, como ilustra a Figura 3.4.

Figura 3.4-Linha trifásica comparada a uma linha HVDC.



Fonte: Psem del, Janeiro de 2013.

3.4.3 Transmissão por Cabos

Neste tipo de transmissão, a tecnologia HVDC leva grande vantagem sobre a tecnologia HVAC. Neste ultimo tipo de transmissão, existe grandes limitações em relação às distâncias em que se pode transmitir a potência, em razão principalmente das correntes de carga, que impõem grandes perdas ao sistema. Geralmente na transmissão AC por cabos, as máximas distâncias que se pode alcançar são da ordem de 40 a 100 km [Siemens Energy Sector, 2009].

Diferentemente das linhas aéreas em que um colapso pode ocorrer através de um raio sobre a linha de transmissão, em cabos enterrados o colapso pode ocorrer devido à perda de isolamento. Os cabos isolados em papel impregnado em óleo, usados em AC possuem uma isolamento de em torno de 10 kV/mm enquanto os cabos DC atingem isolamento de aproximadamente de 30 a 40 kV/mm. Devido a limitações térmicas, os níveis de potencia transmitidos aumentam aproximadamente em proporção a voltagem, enquanto a corrente de carga aumenta com a distância e o quadrado da tensão.

Em consequência disso, diferentemente das linhas aéreas, a transmissão AC em cabos imersos ou enterrados, usa relativamente baixas voltagens, exceto em curtas distancias. Além disso, as correntes que circulam no invólucro e nos materiais de reforço, fazem aumentar as perdas joule, onde essas perdas são compensadas por cruzamento de cabos, revestimento e ventilação forçada, o que são soluções caras e não muito praticas.

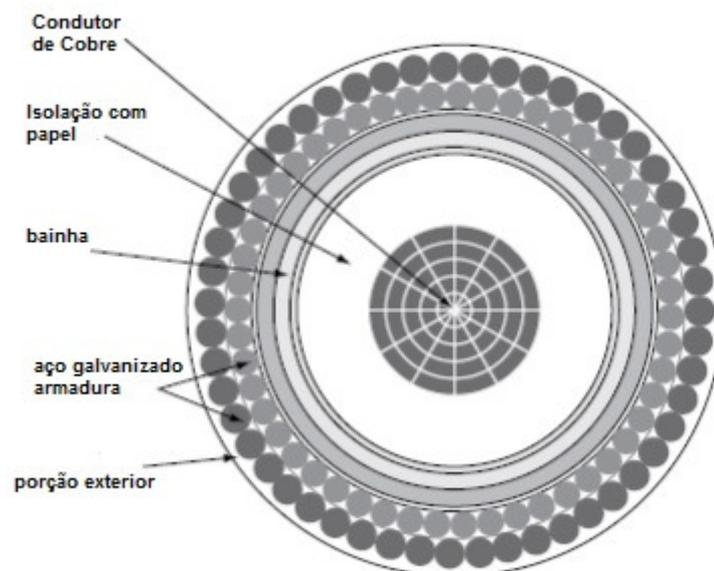
Os cabos podem ser projetados para níveis de tensão muito maiores, com grande redução do número de condutores para dados níveis de potencia, o que beneficia futuros gastos com reparos na linha.

Como tem crescido o número de projetos HVDC usando cabos imersos, projetos mais econômicos e eficientes estão sendo desenvolvidos, porque o custo total dos cabos em uma instalação tem uma importância significativa.

Atualmente existem três tipos de cabos DC isolados com papel, são eles: preenchido a óleo, massa impregnada e gás pressurizado, que são chamados de cabos sólidos. O quarto tipo é o XLPE, hoje limitado a tensão de 320 kV DC [Arrilaga, 2007], e sua aplicação é majoritária em VSC, com grande vantagem do ponto de vista ambiental.

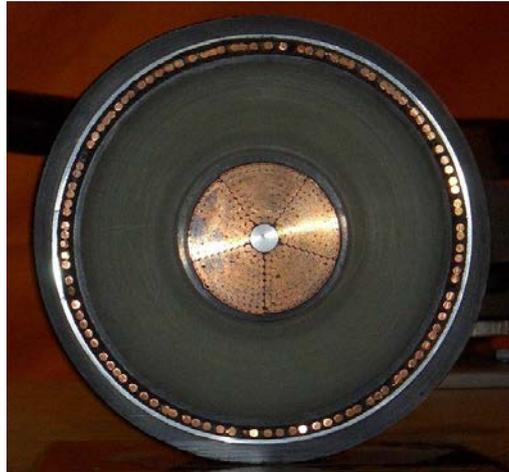
A grande parte das instalações a partir de 450 kV utiliza o cabo sólido de massa impregnada. Estes cabos são mais baratos e não são restritos em comprimento pela necessidade de estações de alimentação e/ou pressurização. A Figura 3.5 ilustra um corte na secção transversal desse cabo como exemplo.

Figura 3.5-Secção transversal de um cabo isolado em massa impregnada.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Figura 3.6-Secção transversal de um cabo de polietileno reticulado XLPE.



Fonte: Walter Dvorak, 2010.

3.4.4 Cabos da Tecnologia VSC-HVDC

Um dos principais aspectos a ser levado em consideração na tecnologia de transmissão em corrente contínua VSC é o cabo a ser utilizado. Os cabos imersos estão livres de descargas elétricas, tempestades, árvores caídas e etc., e por isso possuem a preferência frente às linhas aéreas. Outra grande importante consideração a ser feita é que quando usamos cabos imersos, não existe a necessidade de disjuntores nas duas pontas da linha, o que diminui o custo da instalação. Não existem limites de comprimento para a instalação dos cabos, sendo desnecessária a utilização de estações intermediárias. O campo magnético é praticamente eliminado adotando o sistema bipolar e não existem correntes de terra e o tempo de vida desses cabos são maiores que no caso do sistema AC [Arillaga, 2007]. Na transmissão VSC, existe somente uma polaridade DC, então não há necessidade de os cabos serem projetados para polaridades reversas, o que simplifica muito seu projeto, e isto permite o uso de isolamento polimérica que é ambientalmente menos agressivo que o cabo isolado em papel impregnado a óleo. Além disso, o cabo com isolamento polimérica é muito mais resistente a forças e flexões, portanto seu uso é muito bem aplicado em instalações submarinas.

Estes cabos isolados poliméricamente possuem tensões padronizadas de 84 kV e 150 kV, no entanto, tensões de 300 kV estão em desenvolvimento.

Figura 3.7-Cabos submarinos poliméricamente isolados à frente e subterrâneos atrás.



Fonte: Gunnar Persson, ABB Sweden, 2011.

4 TECNOLOGIAS DE TRANSMISSÃO HVDC

4.1 Introdução

Dentro da tecnologia de transmissão em corrente contínua, existem dois tipos de conversores. O primeiro deles é denominado de conversor por fonte de corrente (LCC). Esta foi a primeira tecnologia desenvolvida em HVDC e é a mais amplamente utilizada. Tal tecnologia utiliza tiristores como principal elemento de comutação, atingindo altos níveis de capacidade de transmissão de potência, altas tensões e altas correntes.

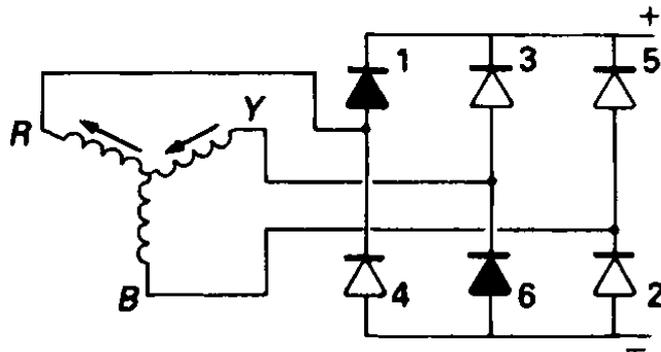
O segundo tipo de conversor, o conversor por fonte de tensão (VSC), foi desenvolvido mais recentemente e tem como seu principal elemento de conversão o *Insulated Gate bipolar transistor* (IGBT). Com este elemento, é possível atingir alto nível de controle na conversão de potência e grandes velocidades, porém tem-se menor capacidade de transmissão de potência e altas perdas na conversão.

4.2 Transmissão HVDC - LCC

A tecnologia nomeada *Line Commutated Conversion* (LCC) é atualmente a tecnologia mais utilizada para a transmissão de potência em corrente contínua. Como o seu próprio nome já sugere, os conversores dependem da rede as quais eles são conectados para efetuar a sua comutação. A dificuldade de efetuar a comutação é devido ao fato de que nesta tecnologia, o elemento básico para efetuar a conversão da potência em DC é o SCR, de maneira mais generalizada o Tiristor. Este componente, fundamental para a conversão de AC em DC, não permite o comando de *turn off*. Isto resulta em um problema do ponto de vista da flexibilidade do sistema, fazendo com que seja necessária a instalação de uma estrutura externa adicional para a compensação de reativos e filtragem de harmônicas. É importante também resaltar a baixa qualidade do sinal de saída.

A Figura 4.1 ilustra a estrutura básica da principal técnica adotada para a conversão da potência. Esta técnica é chamada de Conversor em ponte trifásica, e como podemos observar trata-se de uma estrutura simples, que não impõe grandes dificuldades de instalação.

Figura 4.1- Conversor em ponte trifásica ou conversor a seis impulsões.



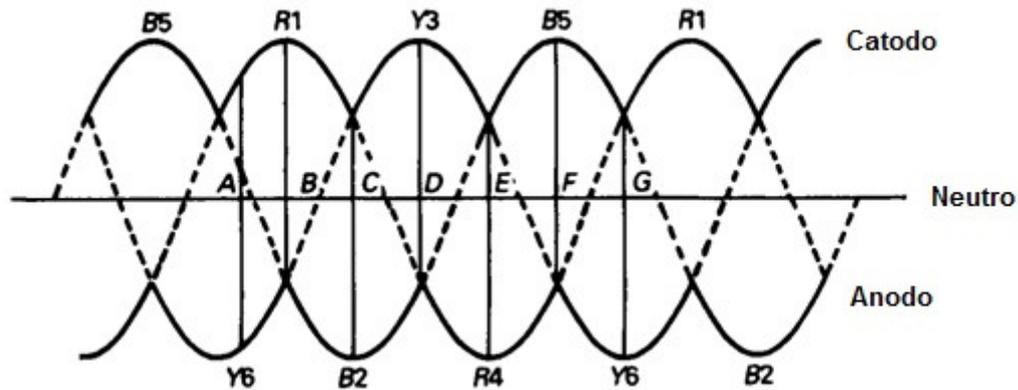
Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.2.1 Conversor em ponte trifásica

Primeiramente vamos analisar o caso ideal do conversor em ponte trifásica, onde de um lado do conversor a impedância é nula e do lado DC existe uma reatância de suavização. Sob estas condições o processo de comutação é instantâneo, e, portanto, não envolve atrasos. O processo de condução é sempre unidirecional em relação a corrente, e a cada instante as válvulas (tiristores) se tornam polarizados dois a dois, em seis instantes diferentes. Primeiramente, a partir do instante A, as válvulas V1 e V6 conduzem, assim a tensão na saída da ponte é dada pela soma das tensões das fontes R e Y.

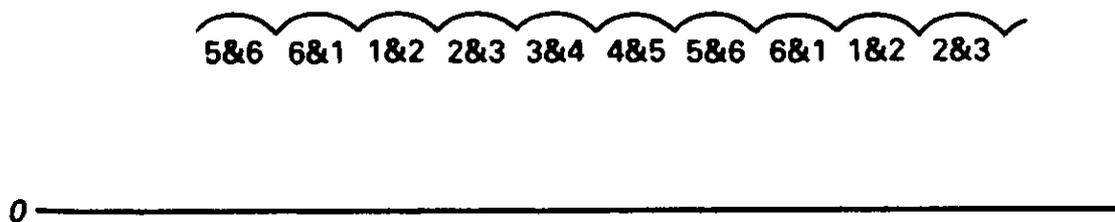
As válvulas V1 e V6 conduzem até o instante B em que a válvula V2 se torna polarizada, e dessa forma a corrente comuta naturalmente da válvula V6 para a válvula V2. Este processo se repete nos demais instantes como pode ser observado na Figura 4.2, onde é exibida a onda no catodo e no anodo do conversor, em relação ao neutro. E como resultado final, obtemos na saída do conversor o sinal do polo positivo em relação ao polo negativo como ilustrado na Figura 4.3.

Figura 4.2-Formas de onda DC do catodo e do anodo em relação ao neutro..



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007

Figura 4.3-Forma de onda da saída do conversor do polo positivo em relação ao negativo.



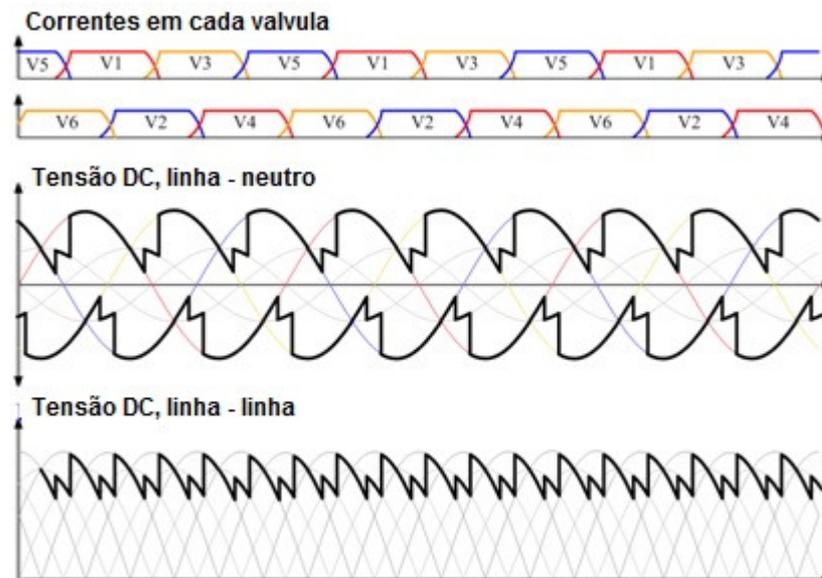
Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.2.2 Efeitos do Atraso do instante de disparo

Na prática, a curva exibida pela Figura 4.3 nunca é conseguida. Acontece que com as indutâncias das linhas AC, a passagem de uma válvula a outra, ou seja, o processo de comutação, não é instantâneo. Isso significa que durante um breve intervalo de tempo, existem duas válvulas do mesmo lado da ponte conduzindo ao mesmo tempo, isto é chamado de superposição. Por exemplo, supondo que as válvulas V1 e V6 estão conduzindo, e a válvula V2 é polarizada antes que a válvula V6 seja bloqueada, as duas passarão a conduzir simultaneamente. Isto resulta em uma pequena queda no nível de tensão DC, o que não existe na abstenção do atraso da comutação.

Durante o período de superposição, o nível de tensão DC decresce à medida que o tempo de atraso aumenta. Este atraso provoca na onda de saída, um dente característico como pode ser observado na Figura 4.4, bem como a curva da corrente nas válvulas que são pulsos retangulares de 120° de duração.

Figura 4.4-Efeito do atraso na comutação da ponte.

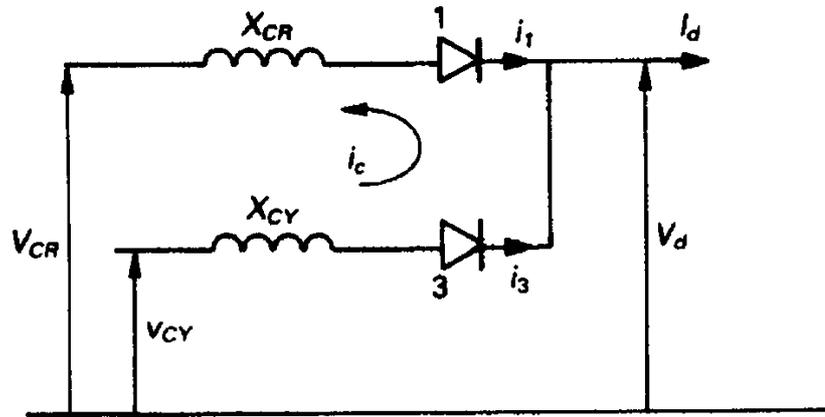


Fonte: Clampower, 2012

Para o melhor entendimento do processo de comutação do circuito, a Figura 4.5 ilustra a comutação entre as válvulas V1 e V3, onde consideramos como tensão da fonte V_C de resistência nula. A comutação da válvula V1 para a válvula V3 pode começar a qualquer momento depois do cruzamento positivo entre V_{CR} e V_{CY} , e deve acabar antes do cruzamento negativo entre as mesmas.

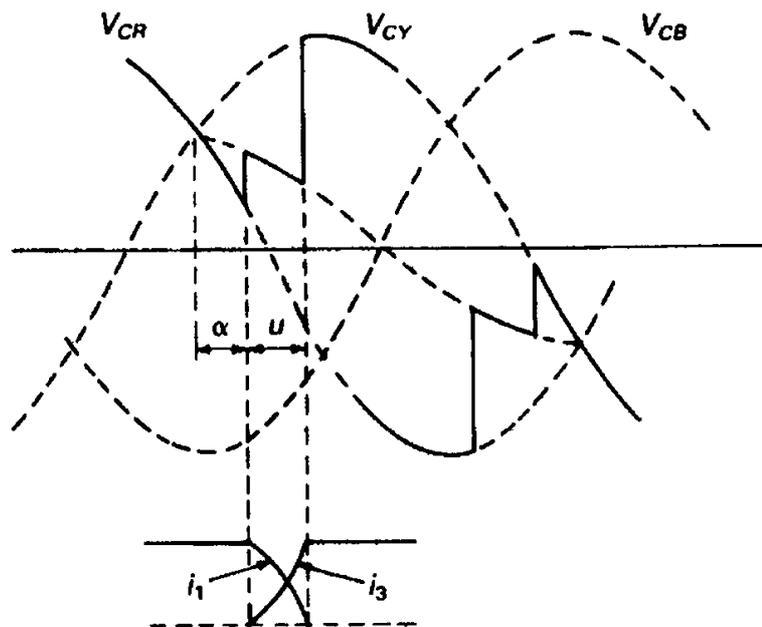
Analisando o circuito, observa-se a existência de uma corrente i_c , chamada corrente de comutação, e no borne do catodo, na saída do conversor a corrente $i_1 + i_3 = I_d$. Como as reatâncias de comutação são balanceadas, as quedas de tensão sobre cada uma são as mesmas, e, portanto, durante o período de sobreposição a tensão V_d na saída do conversor é a media dos valores de V_{CR} e V_{CY} .

Figura 4.5-Circuito de comutação entre as válvulas V1 e V3.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Figura 4.6-Formas de onda durante o período de superposição.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Admitindo que o sistema seja equilibrado, ou seja, $X_{CR} = X_{CY} = X_C$ tem-se a equação(4,1):

$$V_{CY} - V_{CR} = 2 \left(\frac{X_C}{\omega} \right) d(i_c) / dt \quad (4.1)$$

E, usando como referencia a tensão de cruzamento entre as fases R e Y:

$$V_{CY} - V_{CR} = \sqrt{2}V_C \sin(\omega t) \quad (4.2)$$

Onde V_C é a tensão entre as fases, e podemos reescrever a equação como:

$$\frac{1}{\sqrt{2}}V_C \sin(\omega t)d(\omega t) = X_C di_C \quad (4.3)$$

Integrando de $\omega t = \alpha$

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \int_{\alpha}^{\omega t} V_C \sin(\omega t)d(\omega t) = X_C \int_0^{i_c} d(i_c) \quad (4.4)$$

A expressão da corrente de comutação instantânea se torna:

$$i_C = \frac{V_C}{\sqrt{2}X_C} [\cos(\alpha) - \cos(\omega t)] \quad (4.5)$$

E por fim substituímos a condição final, $i_c = I_d$ e $\omega t = \alpha + \mu$ resultando em:

$$I_d = \frac{V_C}{\sqrt{2}X_C} [\cos(\alpha) - \cos(\alpha + \mu)] \quad (4.6)$$

4.2.3 A tensão contínua

Podemos extrair a seguinte expressão para o nível médio de tensão DC na saída do conversor:

$$V_d = \left(\frac{1}{2}\right)V_{c0} [\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)] \quad (4.7)$$

Onde V_{c0} é a máxima tensão média DC, no caso da configuração de uma ponte trifásica sem carga se sem considerar o atraso no acionamento, dado por:

$$V_{c0} = (3\sqrt{2}/\pi)V_C \quad (4.8)$$

V_c é a tensão entre as fases. A equação acima representa a tensão contínua em termos de V_c , α , μ , mas o ângulo de comutação μ não é um dado de fácil acesso, portanto a expressão mais usual é em função da corrente DC, dada por:

$$V_d = V_{c0} \cos(\alpha) - \frac{3X_c}{\pi} I_d \quad (4.9)$$

Esta equação mostra claramente que quando o ângulo de retardo α aumenta, a tensão contínua diminui. Para ângulos além de 90° a tensão se torna negativa, marcando assim o limite de funcionamento do retificador e do inversor. Observa-se então que a regulação do ângulo α é o único método para o controle rápido dos conversores, permitindo controlar o valor da tensão de cada lado da linha, controlando ao mesmo tempo a potência transferida, sendo a corrente I_D dada pela equação (4.10):

$$I_D = \frac{V_{retificador} - V_{inversor}}{R} \quad (4.10)$$

4.2.4 O Processo de inversão (conversão DC/AC)

Para o processo de inversão, é necessária a existência dos seguintes itens:

- A presença de uma fonte ativa AC para prover as formas de onda da tensão de comutação.
- Controlar o ângulo α acima de 90° .
- A fonte DC.

Na estação de saída, o nível DC será convertido novamente em AC por um conversor em ponte funcionando agora como inversor. Neste caso o ângulo de retardo ideal é de 180° . No entanto este valor jamais pode ser atingido, primeiramente devido ao fenômeno da superposição, segundo devido ao ângulo de extinção γ . Este ângulo nos mostra o fato de que

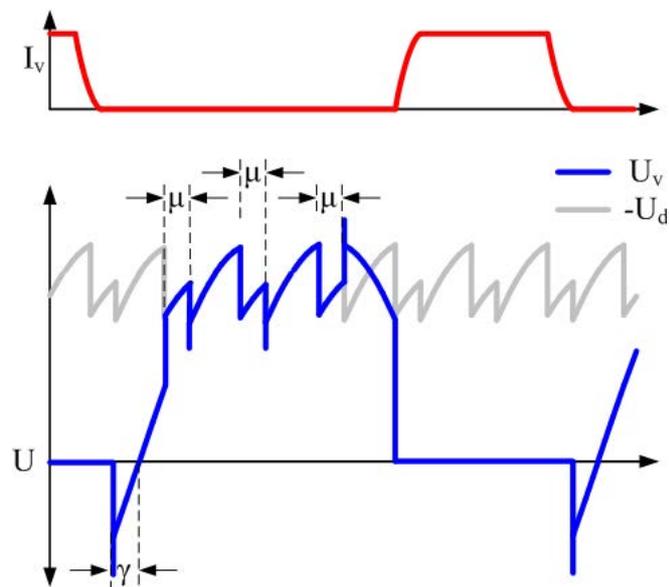
as válvulas não possuem a capacidade de se bloquearem instantaneamente uma vez que elas estavam no estado de condução.

A relação entre o ângulo γ , α , μ é dada por:

$$\gamma = 180^\circ - \alpha - \mu \quad (4.11)$$

Nesta tecnologia a estação que funciona como retificadora procura ter um ângulo de retardo próximo de 0° , a estação que funciona como inversora procura ter um ângulo próximo de 180° , sendo a diferença de tensão neste caso maximizada e, portanto uma maior potência é transferida. Devido a incertezas em relação ao ângulo de sobreposição μ , existe um ângulo γ mínimo que deve conter certa margem de segurança, onde valores como 15° e 20° são usuais. A Figura 4.7 ilustra a curva de tensão nos bornes de um retificador com $\gamma = 20^\circ$ e $\mu = 20^\circ$.

Figura 4.7-Retificador com ângulo de extinção $\gamma = 20^\circ$ e $\mu = 20^\circ$.

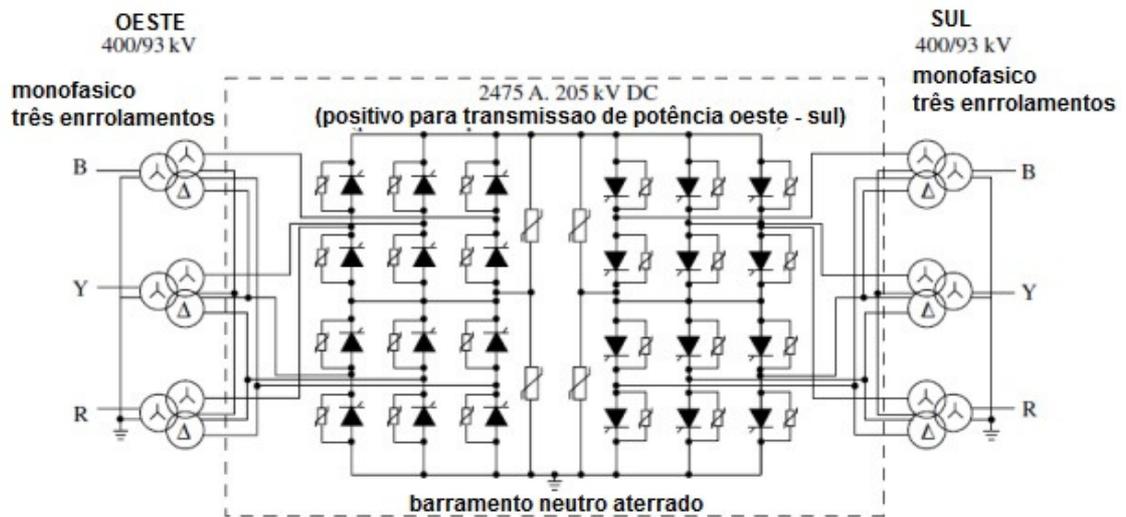


Fonte: Clampower, 2012.

4.2.5 Estrutura da rede HVDC – LCC

Foi apresentada a estrutura da tecnologia LCC a seis pulsos, porém, as redes modernas são projetadas exclusivamente para operações a doze pulsos, a qual utiliza exatamente o mesmo princípio básico. A Figura 4.8 ilustra um diagrama trifásico de um pólo de um link DC dando detalhes do conversor e da proteção das válvulas contra sobretensão.

Figura 4.8-Diagrama esquemático de um conversor LCC de um pólo.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Apesar das extensivas medidas de proteção incorporadas a cada válvula individualmente é necessário prover ao sistema total proteção contra uma sobretensão reversa de origem externa. Isto é realizado com o acoplamento de um pára-raio em paralelo com cada conjunto de conversor LCC a seis níveis.

4.2.6 Exemplo de um link de transmissão HVDC – LCC

O projeto Yunnan-Guangdong é um exemplo de aplicação da tecnologia HVDC-LCC recente. Esta rede HVDC está em operação desde 2010, e transporta 5.000 MW de potência da subestação Chuxiong em Yunnan até a cidade de Guangdong. Trata-se de uma transmissão de longa distância onde a linha percorre 1.418 km, convertendo 525 kV em 50 Hz

em +/-800 kV DC. Então a solução escolhida foi a LCC, devido ao alta capacidade de transmissão de potência em longa distância e alto nível de tensão.

Figura 4.9-Projeto Yunnan-Guangdong.



Fonte: Siemens Energy Sector, 2012.

4.3 Transmissão HVDC - VSC

No que diz respeito à flexibilidade em linhas de transmissão constata-se certa carência na tecnologia baseada em válvulas à tiristores como na LCC. Isso se deve ao fato de os SRC, usados em conversão LCC não permitirem o *turn-off*, ou seja, o controle sobre a sua abertura. Com a tecnologia de transmissão por fonte de tensão, *Voltage Sourced Converter* (VSC), os tiristores são substituídos por IGBT's (*Integrated Gate Bipolar Transistor*) que permitem o controle tanto do seu fechamento quanto da sua abertura, sendo controlados de forma independente da tensão da linha, por isso são ditos conversores auto-comutados. Como o nível de tensão nas linhas é mantido constante por capacitores, onde suas polaridades são igualmente fixas, diz-se que se trata de um conversor à fonte de tensão.

A transmissão em VSC permite o fluxo de potência ativa bem como a provisão de potência reativa, em qualquer direção e em cada ponta da linha. É particularmente muito

efetiva na transmissão por cabos, devido ao fato de que nesta tecnologia não existe a inversão de polaridade, o que simplifica o projeto de cabos, e além disso, isto representa um ganho ambiental significativo, pois os cabos são em polietileno reticulado, ao invés de cabos isolados com papel impregnado, o que é agressivo ao meio ambiente. Embora o seu nível de potência seja de aproximadamente 600 MW, atualmente níveis maiores estão em desenvolvimento.

O VSC pode ser controlado para gerar ou absorver potência reativa independentemente do fluxo de potência ativa e a máxima potência ativa que pode ser trocada com o sistema AC é somente limitada pela reatância vista dos terminais do VSC. Outra vantagem da tecnologia VSC frente a LCC é que a necessidade de utilização de filtros para controle de harmônicos é reduzida a quase zero, sendo necessária somente a absorção de harmônicos de alta frequência. Isto faz com que seja reduzido de forma significativa o espaço ocupado por uma planta em uma plataforma *offshore*, por exemplo.

Dentre suas funcionalidades, a conversão VSC é utilizada para interconectar sistemas síncronos ou assíncronos, transportar potência de plataformas eólicas *offshore* para subestações *onshore*, a conexão direta entre geradores e links DC.

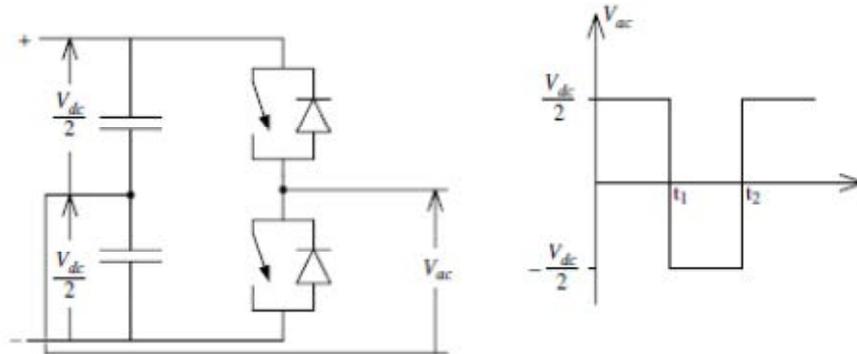
4.3.1 Conversor VSC à dois níveis

O conversor a dois níveis é a variante mais simples da tecnologia VSC, que retoma os princípios fundamentais da tecnologia precedente LCC. Como dito anteriormente, os tiristores SCR são trocados pelos IGBT's, aos quais são colocados diodos em paralelo para proteção. As bobinas de ligação que são colocadas em serie com o conversor para manter constante a corrente, são substituídos por capacitores, mantendo assim constante o nível de tensão. Como a tensão do lado AC possui apenas dois valores, este conversor é chamado de Conversor a dois níveis. Para recriar uma tensão senoidal com apenas dois níveis de tensão, utiliza-se a modulação PWM, modulação por largura de pulso, sendo necessária a utilização de filtros de baixa ordem para a eliminação de harmônicos. Para simplificar a descrição do seu princípio operacional, iremos considerar as válvulas e o transformador do conversor sem perdas, e a tensão de *ripple* dos capacitores é desprezível.

A Figura 4.10 ilustra o conversor a dois níveis, onde os terminais AC são chaveados de forma bipolar entre dois níveis discretos (+Vd, -Vd). Chaveando o circuito para apenas uma

fase, obtemos a forma de onda à direita da figura. Para este conversor a válvula conduz em períodos de 180° . Lembrando que no caso do CSC (Conversor por fonte de corrente), o conversor possui 3 níveis, onde as válvulas tiristorizadas conduzem em períodos de 120° , onde os níveis de corrente são: $+I_d$, 0 , $-I_d$.

Figura 4.10-Conversor a dois níveis monofásico e forma de onda da tensão na saída.

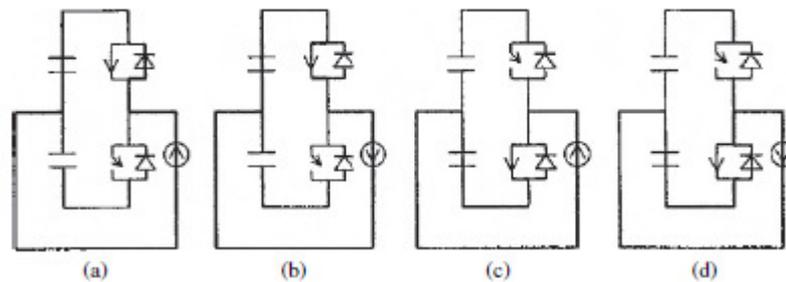


Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Para reduzir o conteúdo harmônico de alta ordem, pode-se proceder com a modulação PWM no caso do conversor a dois níveis, ou então utilizar uma estrutura bem mais complexa, chamada de conversor multi-nível.

Em componentes como o IGBT, a condução é unidirecional, então são conectados diodos em paralelo para assegurar que a tensão da ponte possui somente uma polaridade, enquanto a corrente flui em ambas as direções. O ponto médio entre os capacitores é usado como referência para a saída do circuito AC. A Figura 4.11 ilustra as quatro possibilidades de caminho para o fluxo de corrente de um conversor a dois níveis monofásico. Quando a válvula de cima esta ON, ou seja, conduzindo, a corrente pode fluir pelo IGBT se ela for positiva, ou pelo diodo se for negativa, onde para ambos os casos a tensão na saída é $V_d/2$. No caso da válvula de baixo estiver em ON, a tensão na saída é sempre $-V_d/2$.

Figura 4.11-As quatro possibilidades para a circulação de corrente no conversor.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Quando as duas válvulas principais estão bloqueadas e o conversor é alimentado com uma fonte externa AC, os capacitores DC começam a se carregar e os diodos formam um retificador incontrolável, ou seja, não temos controle de fechamento e abertura sobre este retificador. Então, os capacitores se carregam até a tensão de pico da fonte AC, deixando o VSC pronto para ser chaveado.

As chaves principais estão prontas para serem comutadas. Sempre que uma chave estiver conduzindo, obrigatoriamente a outra deve estar bloqueada para evitar que haja um curto circuito entre os capacitores DC.

Durante o chaveamento dos IGBT's, ocorre um momento em que as duas chaves estão abertas, ou seja, em *off*. Este curto período de tempo (da ordem de alguns microsegundos) é chamado de *blanking period*. Neste momento a corrente é mantida pela reatância capacitiva, e o fluxo de corrente ocorre pelos diodos. Como resultado, se tomamos como exemplo o período t_1 da Figura 4.9, onde a chave de cima que esta ON e passa ao estado de OFF, a tensão inverte sua polaridade de $+V_d/2$ para $-V_d/2$. Então, não há a necessidade de as chaves comutarem imediatamente, isto pode ser feito após o período de *blanking time*, onde a chave de baixo passa ao estado de OFF para ON, e assim assume o fluxo de corrente. É exatamente nesse processo que a tecnologia VSC apresenta um ponto negativo, onde este processo de chaveamento representa um acréscimo de perdas joule, devido à condução dos diodos.

4.3.2 Controle de Transferência de potência no VSC

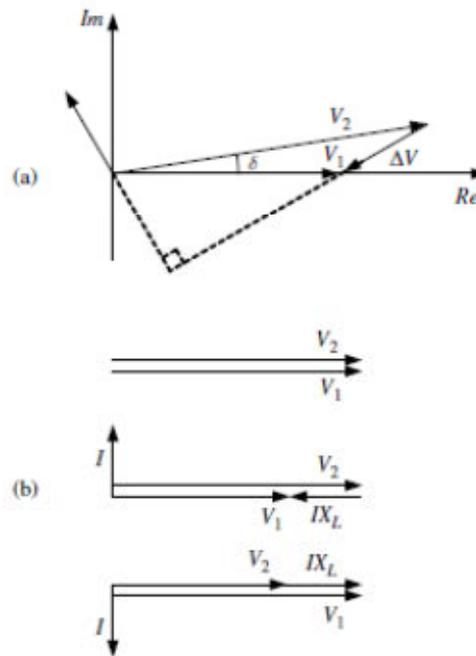
Se o VSC for conectado a uma rede passiva pelo seu lado AC, a potência flui unidirecionalmente do lado DC para a carga passiva AC. Se o VSI (Inversor), for conectado a um sistema ativo AC, a tensão de saída pode ser positiva ou negativa em relação à tensão do sistema AC a ele conectado.

A Figura 4.12(a) mostra o diagrama fasorial de um VSC operando como um inversor e fornecendo potência ativa e reativa ao sistema AC. Caso o conversor é utilizado somente como compensador de potência reativa, então não existe a necessidade de um sistema DC ativo, onde o conversor pode terminar em um capacitor DC. Entretanto, o capacitor DC deve ser suficientemente grande para permitir as cargas e descargas causadas pela sequência de chaveamento do conversor sem que isso exceda a tensão de *ripple* especificada.

A Figura 4.12(b) ilustra o caso onde o VSC opera puramente como um compensador de potência reativa, onde a tensão do conversor (V_2) e a tensão do sistema AC (V_1) estão em fase. Portanto, se elas possuem a mesma fase e magnitude, não existe troca de potência entre o conversor e o sistema (corrente nula). Se V_2 é maior do que V_1 , existe uma corrente adiantada de 90° em relação à tensão, e portanto, se comporta como um capacitor, gerando potência reativa. Caso V_2 seja menor do que V_1 , a corrente é atrasada de 90° em relação à tensão, e portanto, o conversor se comporta como um indutor, absorvendo potência reativa.

Neste modo de operação, o conversor VSC se comporta como um Compensador Síncrono Rotativo ideal e é usualmente referido como STATCOM, porém ele não possui inércia e sua resposta é praticamente instantânea.

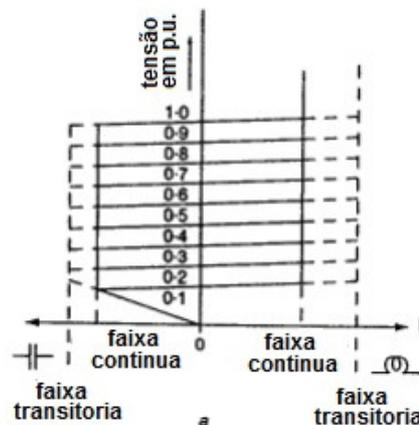
Figura 4.12-Modos de operação de um VSC: (a) inversor. (b) STATICOM



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

As características de tensão/corrente de um VSC operando como um STATCOM é ilustrada na Figura 4.13, onde pode-se observar que para tensões de até 0.15 pu o conversor pode fornecer total suporte capacitivo ao sistema. Isto representa uma grande vantagem em relação aos convencionais compensadores estáticos VAR (SVC), pois a máxima corrente capacitiva que estes últimos podem fornecer em baixas voltagens é muito limitada.

Figura 4.13-Características tensão/corrente de um VSC/STATCOM



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

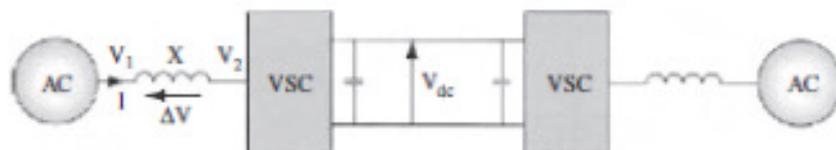
Tomemos agora como exemplo o caso onde um VSC é conectado à um sistema DC, ou seja, em um sistema onde existe um outro VSC operando como um inversor no final da linha, como ilustra a Figura 4.14. A tensão e a corrente AC podem ter uma relação, e o conversor pode atuar como um retificador ou como um inversor, controlando o fluxo de potência reativa em ambas as direções. A Figura 4.15 ilustra o círculo possível de atuação do VSC no controle do fluxo de potência. O conversor pode atuar em qualquer ponto dentro do círculo de potência.

Os limites dos valores máximos e mínimos de potência ativa e reativa são determinados pela corrente máxima permitida a circular nas válvulas e no valor máximo de tensão sobre o capacitor DC.

Em um dado sistema AC, o nível de tensão DC é determinado pelo valor máximo da tensão de saída AC que o conversor deve gerar para prover o máximo de potência reativa requerida.

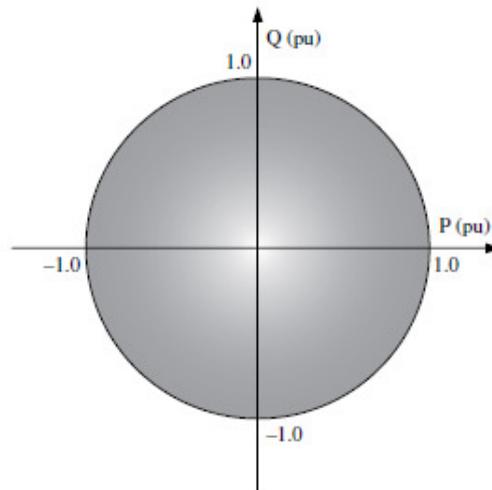
As características PQ dependem da tensão conversor AC, e portanto a interface da relação de transformação pode ser usada para otimiza-lo. Então, se for adicionado um *on-load tap changer* (OLTC), a relação de transformação pode ser continuamente modificada para otimizar a performance do sistema, desde a capacidade de conversão até as perdas na transmissão de potência.

Figura 4.14-Esquema básico de interconexão de um VSC.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.15-Diagrama PQ para a transferência de potência de um VSC

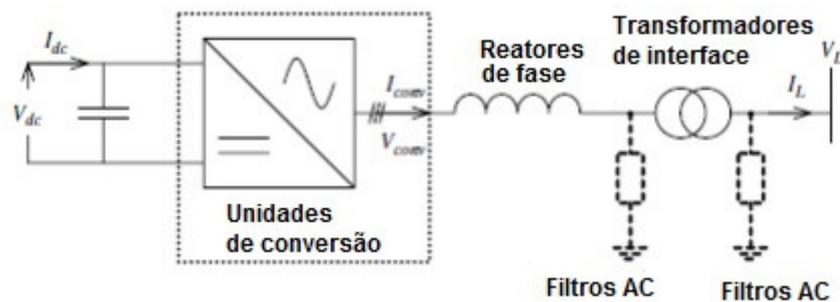


Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.3.3 Componentes de um conversor VSC

Como o próprio nome indica, a tecnologia VSC implica na presença de uma fonte de tensão no seu lado DC. Esta fonte de tensão mantém o nível de tensão pré-determinado independente da magnitude e polaridade da corrente que flui através da fonte. A Figura 4.16 apresenta a estrutura básica de um conversor VSC, e com base nesta Figura serão elencadas as funções de cada elemento.

Figura 4.16-Diagrama básico de uma subestação VSC.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.3.3.1 Capacitor DC

O capacitor DC tem a função de estabelecer a tensão DC do conversor e normalmente é considerado independente da operação do conversor, tendo o seu nível de tensão bem definido. Na prática, a operação do VSC produz algumas correntes harmônicas, e como consequência, tensões harmônicas produzindo uma tensão de *ripple* DC. Esta tensão de *ripple* é influenciada pelos seguintes fatores:

- O chaveamento das válvulas do VSC
- A capacitância DC escolhida
- O desbalanceamento do sistema AC e sua distorção

O tamanho do capacitor DC diminui conforme aumenta a frequência de chaveamento. Isso se deve ao fato de que toda a vez que as válvulas são chaveadas, a corrente no capacitor muda de direção, reduzindo o *ripple* substancialmente.

4.3.3.2 Reatância de acoplamento

A reatância de acoplamento engloba toda e qualquer reatância existente entre o sistema AC e o conversor, tal como a reatância do transformador e das fases do sistema AC. A capacidade de curto circuito do sistema AC é muito maior que a do conversor, e por esta razão a presença da reatância se faz necessária, pois ela reduz a corrente de falta e estabiliza a corrente AC, ajuda a reduzir o conteúdo harmônico de correntes e também permite o controle da potência ativa e reativa do VSC. Esta reatância deve ser capaz de suportar qualquer estresse imposto por altas frequências de chaveamento do VSC, então muitas vezes pode ser interessante a presença de algum filtro entre o VSC e o transformador.

4.3.3.3 A válvula de potência IGBT

Os IGBT's são os principais elementos de um conversor VSC. Diferentemente dos SCR, estes componentes tem a capacidade de serem completamente abertos (não conduzindo) e fechados (conduzindo). Para suportar a alta tensão do sistema de transmissão HVDC, as válvulas do conversor são compostas por inúmeros IGBTs ligados em série. Atualmente, para uma linha HVDC-VSC de 150 kV, existem mais de 300 dispositivos conectados em série. Um

típico bloco construtivo de IGBTs é constituído de uma única ferramenta de chaveamento, componentes de amortização, e um *gate drive*. O *gate board* é equipado com dispositivos de proteção contra sobrecorrente, sobretensão e subtensão.

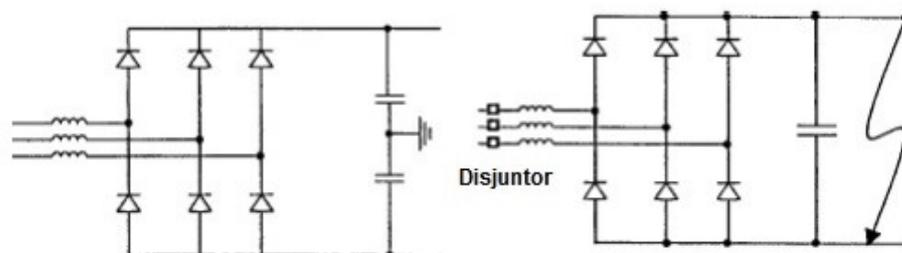
O numero de IGBTs conectados em série necessários para suportar a conversão das altas voltagens devem ser aumentados para prover ao conversor VSC redundância caso ocorra falhas individuais nas válvulas. Além disso, uma falha individual não pode causar um circuito aberto, a falta individual deve ser capaz de produzir um curto circuito até que este dispositivo seja trocado.

Em contraste com as válvulas a tiristores da tecnologia de linha comutada LCC, devem ser capazes de suportar altos níveis de tensão na maior parte do tempo em suas operações, por esta razão, a probabilidade de que ocorra uma corrente de avalanche durante o estágio de bloqueio das válvulas é aumentada significativamente.

4.3.3.4 Diodos antiparalelos

Como dito anteriormente, os diodos que são alocados paralelamente aos IGBTs, constituem uma ponte retificadora, ao qual não temos controle direto, diferentemente dos IGBTs. Os diodos devem ser projetados para suportarem todo o tipo de faltas caso ocorram. Por exemplo, no caso de ocorrer um curto circuito como ilustrado na Figura 4.17, os diodos são submetidos à circulação da corrente de curto circuito que tem seu valor limitado apenas pelo sistema AC e pelas impedâncias do conversor. Esta corrente de falta deve ser eliminada por um disjuntor alocado do lado AC do sistema. O diodo também deve ser projetado para suportar a corrente *inrush* de energização do sistema, que deve ser limitada por componentes externos.

Figura 4.17-VSC a dois níveis com IGBTs bloqueados.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

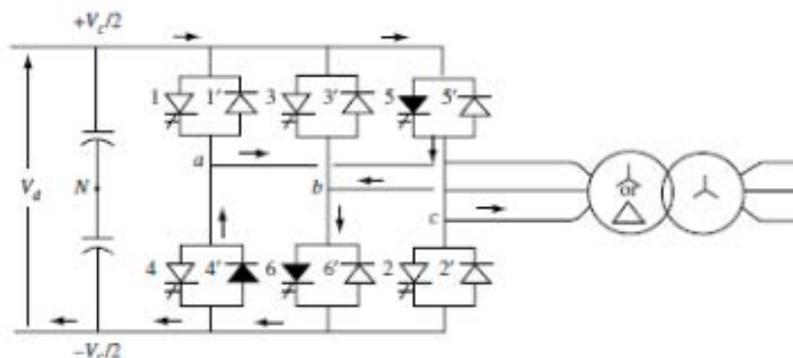
4.3.3.5 O conversor VSC trifásico

O circuito em ponte ilustrado na Figura 4.18 mostra um dispositivo de desligamento (*turn-off*) assimétrico. Esta ponte realiza a função de inversão instantânea, enquanto os diodos funcionam como um caminho para que a corrente percorra transferindo energia do lado AC para o lado DC (função de retificador) para carregar o capacitor. Durante cada ciclo existirá períodos de retificação e períodos de inversão determinados pelo ângulo de fase, e portanto a corrente média vai determinar a direção do fluxo da potência líquida (inversão ou retificação). Se o conversor opera como um retificador com fator de potência unitário somente os diodos conduzem corrente, ao passo que se na operação de inversão com fator de potência unitário somente os IGBTs conduzem.

Para rápidos transientes da rede, o capacitor DC pode ser visto como uma fonte de tensão ideal. Então neste curto período de tempo onde ocorre o chaveamento do conversor, o nível de tensão DC permanece praticamente constante e o VSC produz uma onda quadrada AC quase perfeita.

Como discutido anteriormente para a tecnologia LCC, a mesma sequência de operação de chaveamento pode ser considerada na tecnologia VSC, onde podemos considera-la o dual da LCC. Existe no entanto duas grandes diferenças básicas a serem levadas em conta. A primeira delas é o período de condução das válvulas, onde para a tecnologia VSC o período de condução é de 180° ao invés de 120° . O ângulo de condução de 180° é necessário para evitar que as duas válvulas, superior e inferior do mesmo braço da ponte estejam em bloqueio simultâneo, o que causaria incerteza em relação a forma de onda na saída. A outra grande diferença é em relação à sobreposição da comutação que ocorre no conversor LCC e não ocorre em VSC, o que torna a operação mais simples e fácil de analisar.

Figura 4.18-Ponte VSC trifásica de onda completa.

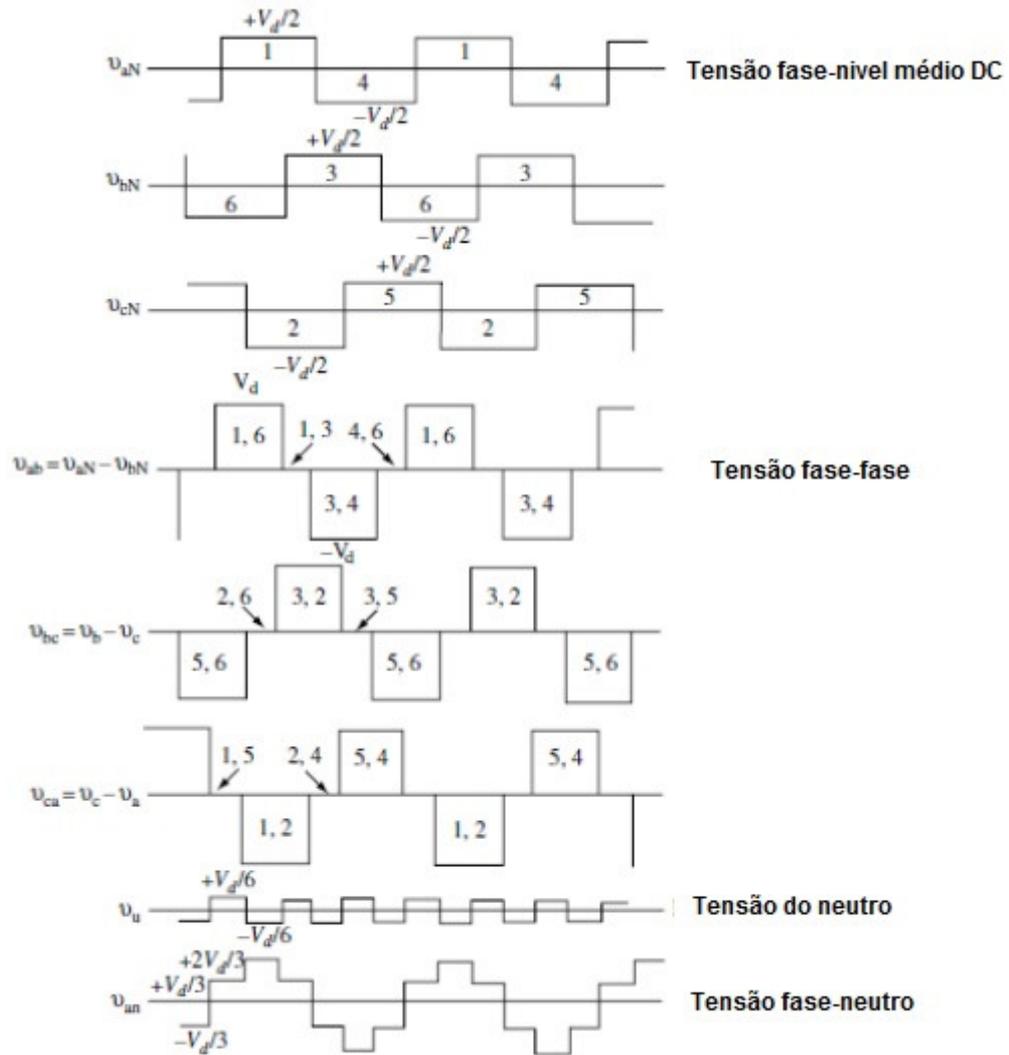


Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

A Figura 4.18 ilustra as seguintes formas de onde durante a operação do conversor:

- A tensão nas fases V_{an} , V_{bn} , V_{cn} , em relação ao ponto médio do capacitor.
- As tensões de linha do lado do conversor (V_a , V_b , V_c). Como no caso da linha comutada, o lado AC possui apenas três condutores de fase, com o neutro do transformador flutuando, e portanto, elas possuem 120° de duração.
- A tensão flutuante do neutro, do lado secundário do transformador conectado em estrela, em relação ao ponto N. Esta tensão é resultado da soma da tensão das três fases, possuindo magnitude igual a um sexto da tensão DC e frequência três vezes maior que a fundamental.
- A tensão fase-neutro V_{an} no lado secundário do transformador.

Figura 4.19-Formas de onda de tensão AC do VSC.

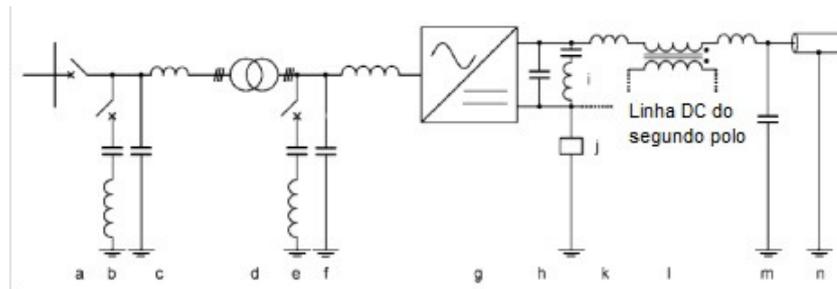


Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.3.4 Estrutura de uma rede VSC

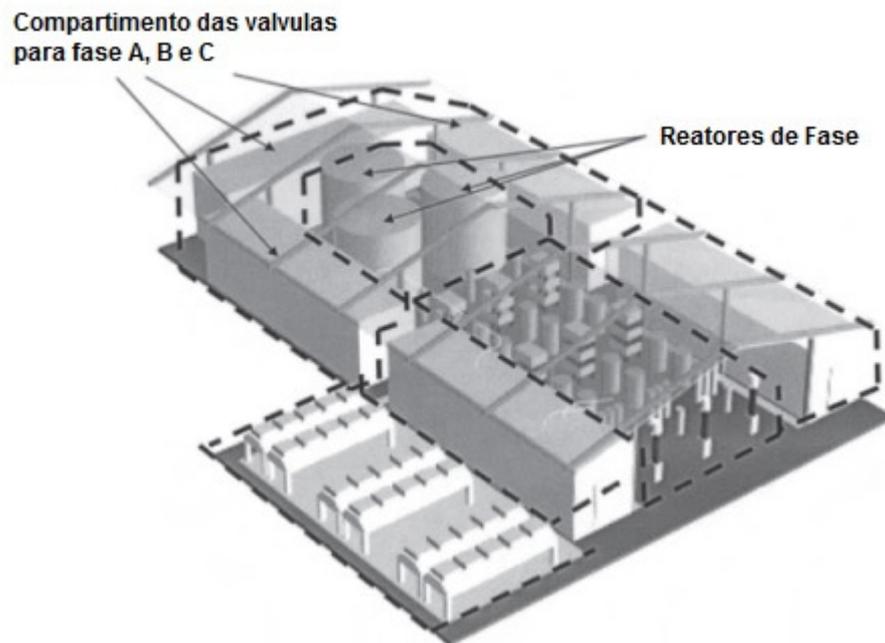
Uma típica estrutura de um terminal VSC é ilustrada no esquema da Figura 4.20, onde são ilustrados os principais componentes da rede, e logo adiante, a Figura 4.21 ilustra uma típica estação de conversão, cuja planta ocupa aproximadamente 45 m por 18 m.

Figura 4.20-Principais componentes de uma estação VSC.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Figura 4.21-Layout físico de uma estação de conversão HVDC-VSC.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

Com base na Figura 4.20, observamos os principais componentes que compõe a rede VSC na estação de conversão HVDC, são eles:

- a- Disjuntor do sistema AC: Sua principal função é fazer a desconexão do sistema AC com o sistema DC no momento em que acontecer uma falta. O disjuntor é necessário pois, diferentemente da tecnologia LCC, a estação VSC não tem a capacidade inerente de eliminar faltas na linha DC. A falta causaria a descarga do capacitor DC e a corrente fluiria pelos diodos até a abertura do disjuntor.

- b- Filtros de Harmônicos do lado AC: Eles tem a função de filtrarem harmônicos da rede. Geralmente, sua necessidade é bastante limitada no caso do VSC se comparada com a transmissão LCC. No caso do VSC os filtros são mais baratos e compactos devido ao uso da modulação PWM que faz produzir somente harmônicos de baixa ordem e portanto um filtro passa alta já seria suficiente.
- c- Filtro RFI – Filtro de radio interferência: Usado para evitar que harmônicos de alta ordem penetrem na rede AC.
- d- Transformador de interface: Este é necessário para adaptar a tensão de conversão e fornecer reatância entre o sistema AC e a unidade de conversão, para controlar a corrente de saída AC. Também é uma opção utilizar um reator *pot-core*.
- e- Filtro de Harmônicos do lado do conversor
- f- Filtro de Harmônicos de alta frequência do lado do conversor consistindo em um reator e um capacitor shunt.
- g- O conversor VSC.
- h- Capacitor DC: Tem a função de manter constante e dentro dos limites de *ripple* o nível DC da linha, sendo necessário nas duas pontas da mesma para manter o sistema estável.
- i- Filtros DC: Podem ser alocados em paralelo com o capacitor DC onde os limites de tensão e corrente podem ser excedidos.
- j- Aterramento: Este é necessário para definir o potencial de referencia do circuito DC, podendo ser uma capacitância, reatância, resistência ou mesmo um eletrodo.
- k- Reator DC.
- l- Reator de bloqueio modo comum.
- m- Filtro RFI do lado DC
- n- Linha DC, podendo ser linhas aéreas ou cabos imersos.

4.3.5 Exemplo de um link HVDC – VSC

O projeto *Trans bay Cable* é um exemplo bastante recente de aplicação da tecnologia HVDC – VSC. Como era necessário interligar as cidades de Pitesburgo e São Francisco, ambas na Califórnia, através de uma linha de 85 km de extensão pelo mar, a solução escolhida foi um *link* HVDC-VSC. Esta tecnologia permitiu a transmissão de 400 MW, por uma linha que interligava uma subestação em 230 kV com outra de 138 kV, ambas em 60 Hz, através de uma linha de +/-200 kV DC por cabos submarinos. Esta solução em conversores VSC permitiu a transmissão de potência e a sua conversão em locais de pouca disponibilidade de espaço, como é o caso do centro da cidade de São Francisco.

Figura 4.22-Projeto Trans Bay



Fonte: Siemens Energy Sector, 2012.

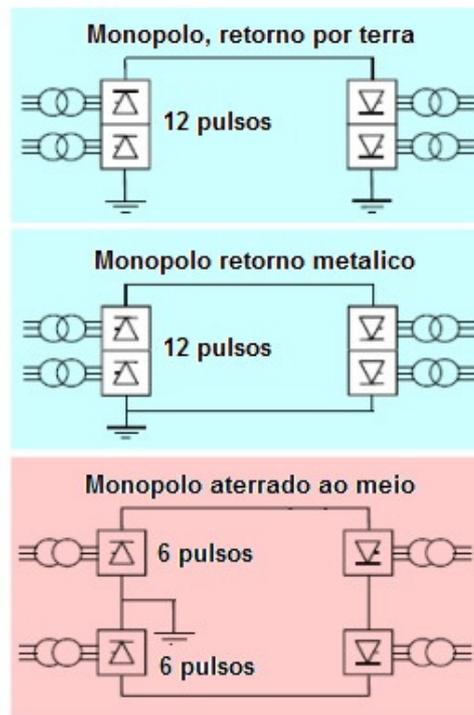
4.4 Configurações básicas dos sistemas HVDC

O esquema de HVDC mais simples utilizado pode ser visto na Figura 4.22 que ilustra uma configuração monopolar com retorno de terra. Consiste de um condutor simples e um ou mais conversores de doze pulsos ligados sejam em série ou em paralelo em cada ponta da linha e um eletrodo é necessário no final de cada linha. Devido a problemas de interferência magnética e de corrosão o retorno de terra é raramente permitido e o retorno metálico é usado no lugar. Todas as configurações necessitam de uma reatância de suavização no final de cada ponta da linha HVDC, usualmente locadas no lado de alta tensão, e se as linhas forem aéreas, filtros DC são normalmente utilizados.

Um sistema bipolar HVDC consiste em dois conversores em cada ponta da linha, com eletrodos de terra em cada ponta e utilizam dois condutores, um para polaridade positiva e outro para polaridade negativa aterrada para o fluxo em uma única direção. Para fluxo bidirecional os condutores invertem suas polaridades (o cabo XLPE não é utilizado neste caso). Outra possibilidade é o Monopolo Simétrico, que consiste em um uma linha com metade da tensão total na polaridade positiva e outra linha com metade da tensão total na polaridade negativa. É o mesmo caso que um bipolo sem condutor de neutro. Os conversores

são ligados ao terra através de uma forte impedância. Trata-se de uma configuração não muito habitual no caso de LCC, com exceção da linha NORNEED e da tecnologia VSC onde ele é mais comum.

Figura 4.23-Diferentes configurações de HVDC em monopolo.

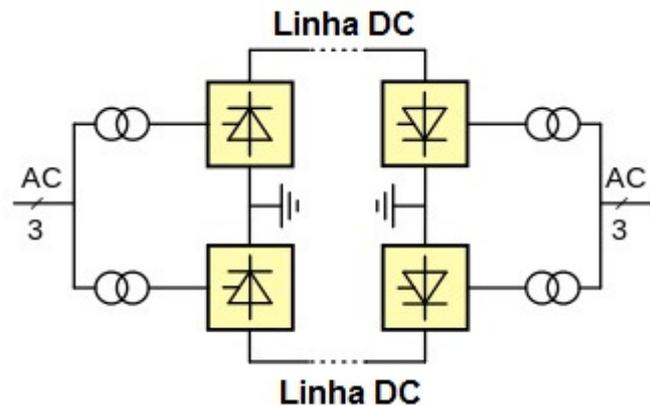


Fonte: Gunnar Persson, ABB Sweden, 2011

Existe também a configuração em bipolo, onde são utilizados dois condutores, um para cada polaridade, sendo esta opção mais custosa que em monopolo.

Em condições normais a corrente que atravessa o terra é desprezível, como no caso do monopolo com retorno metálico, o que reduz as perdas pelo terra e diminui também os efeitos sobre o meio ambiente. Se por acaso ocorrer um problema em uma das linhas, a outra linha pode continuar a operar com retorno pelo terra ou até mesmo retorno metálico caso existam disjuntores DC previstos na instalação, sendo assim o sistema perde apenas metade da sua potência. Como cada polo transporta metade da potência, os condutores são projetados com dimensões reduzidas em relação às configurações em monopolo. A Figura 4.24 ilustra esta configuração.

Figura 4.24-Concepção de uma configuração bipolar HVDC.

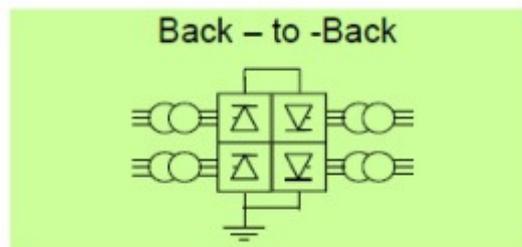


Fonte: Gunnar Persson, ABB Sweden, 2011

4.4.1 Configuração *Back to Back*

Uma estação chamada *back to back*, vista na Figura 4.24, é uma instalação HVDC na qual duas estações são coladas uma a outra, construídas no mesmo local, sendo assim tornando o comprimento da linha desprezível. Estas estações são utilizadas principalmente para conectar redes assíncronas, ou seja, que não funcionam na mesma frequência, como no caso do Japão onde metade dos pais funciona em 60Hz e a outra metade funciona em 50Hz. Instalações deste tipo também se fazem presentes nas Américas e Arábia Saudita.

Figura 4.25-Diagrama de uma instalação back to back.



Fonte: Gunnar Persson, ABB Sweden, 2011

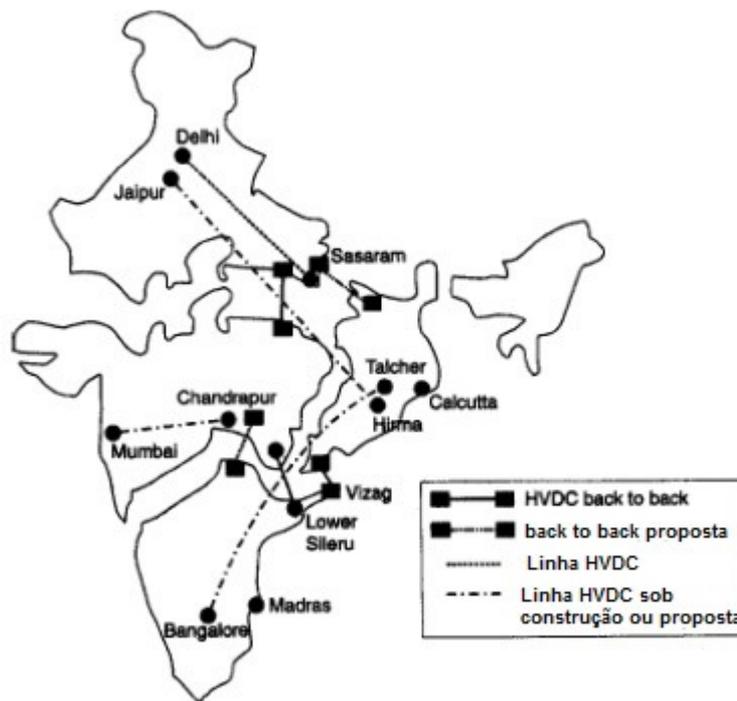
Outra aplicação para instalações *back to back* é de interconectar sistemas com diferentes números de fases. Sendo a linha curta, a tensão DC é escolhida muito mais baixa do que em estações normais, e isto permite reduzir o tamanho de componentes e a isolação dielétrica é pequena. A capacidade de potência de um tiristor aumenta com o aumento da corrente.

Entretanto, em sistemas de dois terminais, os valores de tensão e corrente são limitados pela linha e não pelos tiristores, o que significa que as limitações da linha acabam por subutilizar a capacidade máxima dos tiristores.

Em estações *back to back*, não existem empecilhos externos, e, portanto é possível que os tiristores sejam utilizados de maneira otimizada, ou seja, altas correntes e baixas tensões, reduzindo assim o numero de tiristores utilizados, e, portanto, o custo.

Como um exemplo, se tomarmos o caso de uma instalação de 500 MW, para uma corrente de 3.000 A DC, a tensão é de somente 167 kV. A Figura 4.25 ilustra o uso de instalações *back to back* na Índia.

Figura 4.26-Interconexões da rede HVDC na Índia.



Fonte: Flexible Power Transmission, 2007.

4.5 Comparativo entre as tecnologias LCC e VSC

A tecnologia HVDC LCC foi a primeira a ser comercialmente colocada em operação e por isso é a mais utilizada atualmente. Esta tecnologia utiliza Tiristores em uma topologia chamada de CSC (Conversor por fonte de corrente). Os tiristores possuem apenas capacidade de *turn on*, sendo que a sua capacidade de abertura depende da passagem natural da corrente da rede pelo zero. Sendo assim, potência reativa é consumida pelo link HVDC LCC e filtros harmônicos são necessários.

A corrente elétrica nesta tecnologia é unipolar, ou seja, flui apenas em uma direção, e o fluxo de potência é mudado alternando a polaridade da tensão DC. No entanto, para transmissões em longas distâncias, altos níveis de tensão e grande quantidade de potência esta tecnologia é mais bem adaptada.

Os conversores por fonte de tensão é a tecnologia mais recentemente empregada em linhas de transmissão HVDC. Esta tecnologia utiliza o IGBT que possui capacidade de fechamento e abertura através de um sinal externo em altas frequências. Então, do ponto de vista de flexibilidade a tecnologia VSC tem grande vantagem sobre a tecnologia LCC, pois possui controle autônomo de potência ativa e reativa, e não é necessária a compensação de reativos na rede.

Devido ao nível de flexibilidade deste sistema, não há a necessidade de filtros para controle de harmônicos na rede, como é o caso dos conversores LCC. No entanto, o intenso chaveamento dos conversores LCC faz com que suas perdas sejam da ordem de 1,6-1,8% da potência nominal de transmissão, o que representa o dobro da potência perdida se comparada à tecnologia LCC [Bram Van Eackhout, 2008].

A Tabela 4.1, resume as principais diferenças entre as duas tecnologias citadas:

Tabela 4.1-Tabela comparativa entre a tecnologia LCC e VSC.

	LCC	VSC
Maximo Nível de Tensão (kV)	1200	300
Área da subestação	600mx360m	150mx100m
Potência Transmitida (MW)	>6400	>1200
Custo de instalação		
Subestação	Alto	O mais caro
Cabos	Baixo	Baixo
Perdas		
Subestação [%Pn]	0,8%	1,6-1,8%
Cabos	Baixo	Baixo
Controle de potência Ativa	Sim	Sim
Controle de potência Reativa	Não	Sim
Controle de Fluxo	Lento	Rápido
Controle de chaveamento	<i>Turn on</i>	<i>Turn on e turn off</i>

Fonte: Fonte própria.

5 COMPARATIVO DA TECNOLOGIA HVDC E HVAC

5.1 Introdução

Para que os engenheiros possam decidir qual tecnologia utilizar quando precisam projetar uma linha de transmissão para escoar certa quantidade de potência elétrica até uma unidade de consumo, é preciso que eles levem em consideração três principais aspectos: ambientais, econômicos e técnicos.

Nas últimas décadas a preocupação com os impactos ambientais que determinado empreendimento pode causar, aumentaram consideravelmente e até mesmo os impactos visuais que as linhas de transmissão causam quando contrastam com o meio ambiente.

É necessário que dentro de um projeto as perdas na linha de transmissão sejam bem avaliadas. Esta é a principal razão que impulsiona os estudos para o desenvolvimento da tecnologia de novos cabos e inclusive o que impulsionou o desenvolvimento da tecnologia de transmissão em corrente contínua.

Atualmente, com a evolução da tecnologia, dispomos de linhas de transmissão AC confiáveis e flexíveis. No entanto, a tecnologia HVDC tem se apresentado como uma nova alternativa tanto em desempenho quanto em flexibilidade, fazendo com que sua utilização, principalmente em transmissão em longas distâncias, tenha crescido consideravelmente. Existem diversos empreendimentos em processo de construção no mundo todo, e no Brasil, a tecnologia HVDC esta presente desde 1993, interligando a usina de Itaipu a Tijuco Preto em São Paulo, percorrendo 820 km.

5.2 Aspectos Ambientais

5.2.1 Efeitos Corona

O efeito corona é um colapso elétrico do ar nas proximidades dos condutores. Isso ocorre quando o campo elétrico é grande o suficiente pra fazer com que ocorra a expulsão de elétrons das moléculas de ar na vizinhança dos condutores. A distância é usualmente de 2 a 3 cm dos condutores. Isso resulta na produção de íons de ar que podem ser positivos, no caso de perderem elétrons ou negativos, no caso de ganharem os elétrons. Estes íons são geralmente derivados do nitrogênio ou do oxigênio.

O efeito corona pode ser praticamente eliminado quando a linha de transmissão é regular e limpa. No entanto, pequenos detritos, partículas de poeira, gotículas de água e até mesmo insetos que depositam dejetos na linha podem fazer com que o campo elétrico seja realçado e, portanto, aumenta-se a produção de íons de ar. Como as linhas de transmissão estão expostas ao ar livre, elas estão sempre sujeitas a todos estes fatores e então, o efeito corona se faz constante.

Os condutores de polaridade positiva produzem íons positivos e os condutores de polaridade negativa produzem íons negativos. Desse modo, os íons de ar produzidos são afastados dos condutores, muito comumente, atraídos pelo outro condutor onde são neutralizados ou se recombina com os íons de polaridade reversa. Uma parcela desses íons também é direcionada para terra e outras direções sem serem recombinados ou neutralizados. No caso de uma linha HVAC, estes íons produzidos não trefegam como os íons produzidos por linhas HVDC, que não muda sua polaridade nunca. Dessa forma, eles são alternadamente atraídos e repelidos, e portanto, não ocorre muito movimento.

O ruído audível é maior para linhas de transmissão AC sob condições de chuva e umidade. Para linhas DC, ruído audível e radio interferência geralmente têm seu nível diminuído durante condições de tempo úmido, quando a atividade de íons de ar próximo ao condutor é aumentada. Esta intensa atividade de íons de ar envolve o condutor com cargas espaciais que fazem reduzir o campo elétrico na superfície do condutor, desse modo diminuindo a intensidade do efeito corona.

O ruído audível em uma linha DC soa como estalos enquanto em uma linha AC soa como um assovio, porém em uma linha DC o nível de ruído é bem mais baixo.

Os níveis de ruído audível e radio interferência variam com o tempo. É possível desenvolver uma completa distribuição estatística desses níveis através de longas medições. Para muitas aplicações, é habitual descrever ruído em termos de níveis excedentes. Níveis excedentes são dados em termos de L_N , onde N é a percentagem de tempo que o ruído excede dado valor. Por exemplo, se o ruído de radio é dado como sendo 45dB $N_{50\%}$ em bom tempo, isto significa que o nível de ruído esta 45 dB acima de um microvolt/metro durante 50% do tempo em boas condições de tempo

5.2.1.1 Ruídos Audíveis

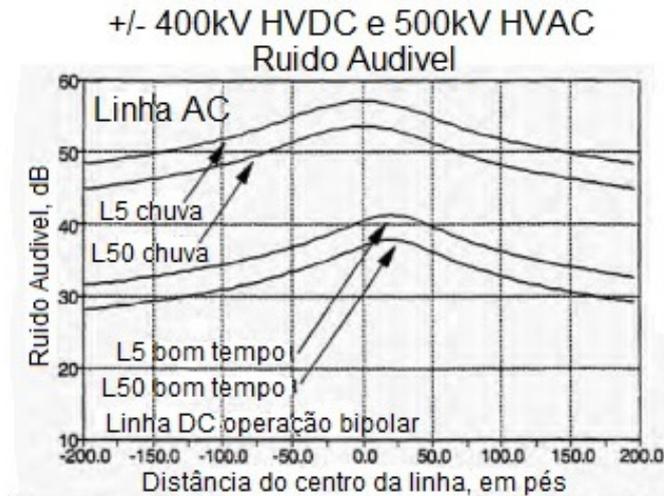
Assim como a rádio interferência, o ruído audível também é consequência do efeito corona nas linhas de transmissão. Para linhas AC ele assume duas formas: um chiado ou um som estalante denominado *ruído aleatório* ou então, um tom singular chamado *zumbido*. Para as linhas DC, somente o *ruído aleatório* esta presente.

O ruído aleatório resulta de uma variedade de pequenos estalos em diversos pontos Corona no condutor. Dessa forma, ao longo de uma linha de transmissão, cada som chega ao espectador com diferentes atrasos, resultando em distintos sons em componentes de alta frequência. Vale resaltar que tanto em AC quanto em DC, os ruídos Corona possuem um espectro de frequência similar.

Para linhas de transmissão AC, o ruído audível é uma preocupação somente em condições de mau tempo. Em condições de bom tempo, o ruído pode ser escutado, mas raramente pode ser medido devido a interferência dos ruídos de fundo. Sob chuva, ocorrem os níveis mais altos de ruído, porém o barulho da chuva mascara o ruído. Os níveis excedentes de ruído são muito comumente caracterizados por curvas L_5 e L_{50} , chamadas de níveis máximos e nível médio, respectivamente.

Diferentemente das linhas AC, os níveis mais altos de ruído em linhas DC ocorrem sob condição de tempo bom, então para uma comparação plausível entre as duas linhas, deve-se levar em conta o numero relativo de horas para o ruído em mau tempo (linhas AC) e em bom tempo (linhas DC). A Figura 5.1, ilustra a comparação entre as duas linhas de transmissão sob as condições aqui definidas e nela pode-se notar que as linhas de transmissão DC produzem ruídos aproximadamente 15 dB abaixo dos produzidos por linhas AC.

Figura 5.1-Comparação do ruído audível produzido por uma linha AC e uma linha DC.



Fonte: HVDC Power Transmission Environmental Issues Review, 1997.

5.2.1.2 Íons de Ar

Os íons de ar são componentes da atmosfera. São moléculas com elétrons a mais (íon negativo) ou elétrons a menos (íons positivos) e podem ser produzidos por tempestades, pela luz do sol e pelo efeito corona.

Em função da corrente em uma linha HVDC não variar no tempo, os íons de ar migram para fora da linha ao invés de ficarem retidos próximos dos condutores como acontece em linhas AC. Na linha DC, ambos os condutores produzem campos elétricos e, portanto, íons de ar.

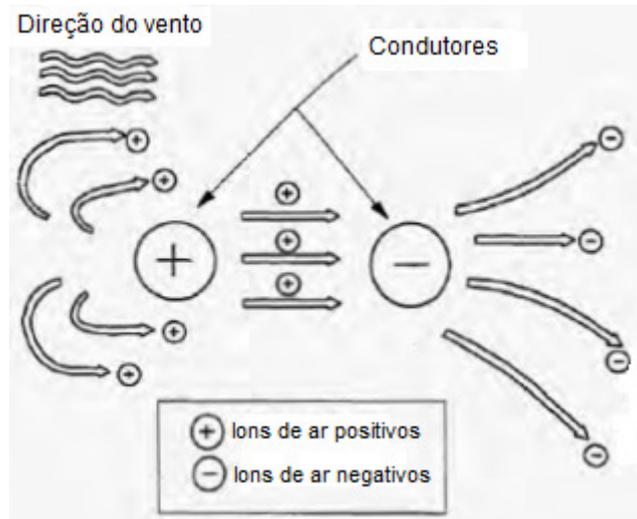
A grande maior parte dos íons produzidos são atraídos pelos condutores de polaridades opostas a polaridade dos mesmos. A neutralização ocorre quando os íons de ar se combinam entre eles com os de polaridade opostas. Em linhas HVDC a maior parte dos íons é neutralizada. Aproximadamente 10% dos íons escapam e migram para fora das linhas de transmissão, preenchendo os espaços ao redor das linhas. Entre os condutores existe uma região bipolar de íons. A migração dos íons é função de sua mobilidade, tão bem como das condições atmosféricas e estes podem ser carregados pelo vento.

A densidade de corrente iônica (medida em A/m^2) deposita carga em objetos próximos, causando um acúmulo de tensão na superfície dos mesmos se o objeto for bem isolado da terra. Pessoas e outros objetos possuem baixa resistência e assim limitam o acúmulo de cargas em níveis muito baixos. Se a resistência de um dado objeto for suficientemente alta, um

objeto de grandes dimensões pode acumular cargas suficientes para dar um choque similar ao experimentado quando se toca a maçaneta de uma porta, ou a antena de uma TV. Esta carga é de ordem de 5 a 10mJ, sendo esta insuficiente para sustentar um choque estável de corrente. Isto esta em contraste com as linhas de transmissão AC, onde a indução do campo elétrico pode resultar em choques transientes e contínuos.

O campo elétrico DC induz cargas estáticas na superfície de objetos condutores próximos à linha. Isto pode resultar em descargas similares as de objetos isolados carregados pela deposição de íons. Descargas podem ocorrer tanto em objetos condutores e não condutores, devido à ação do campo elétrico de uma linha DC.

Figura 5.2-Produção de íons de ar em uma linha de transmissão.



Fonte: HVDC Power Transmission Environmental Issues Review, 1997.

5.2.1.3 Ruído de Rádio

Em uma linha de transmissão DC, é constatado que o polo positivo da linha é a maior fonte de ruído nos sinais de rádio. O polo negativo por sua vez produz a metade do ruído produzido por aquele do polo positivo. A rádio interferência causada por uma linha DC tem os seus níveis reduzidos em razão da influência do tempo úmido, sob chuva ou neve e outras condições atmosféricas. O vento também afeta bastante os níveis da rádio interferência em DC, sendo maximizados na presença dele e principalmente quando as rajadas são na direção do polo negativo para o polo positivo.

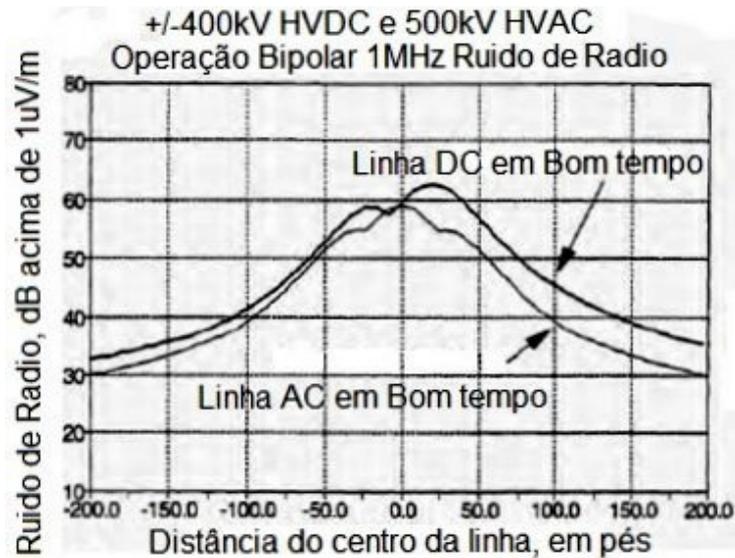
Por comparação, o ruído de rádio causado por ação de uma linha AC é produzido por duas fontes distintas, são elas: corona e centelhas (*sparking*). Como já mencionado anteriormente o efeito corona ocorre quando o campo elétrico na vizinhança do condutor excede um valor crítico. Isto se dá em função do diâmetro do condutor, das condições da superfície do condutor e das condições atmosféricas. O ruído corona pode ocorrer tanto em linhas de transmissão quanto na cadeia de isoladores. Geralmente as maiores fontes de ruído corona são as linhas de transmissão, a menos que os isoladores sejam de vidro, que tendem a ser mais ruidosos que os isoladores de polímeros ou porcelana. O ruído por centelhas (*Sparking*), ocorre na presença de conexões elétricas mal feitas e com o surgimento de pontos de corrosão.

Em ambas as linhas de transmissão e distribuição, o ruído por centelha podem ser uma séria fonte de interferência em rádio e televisão. A minimização destes efeitos de ruídos é muito mais uma questão de manutenção do que de projeto de linhas.

Nos Estados Unidos a FCC (Comissão Federal das Comunicações), especifica o mínimo de 1mv/m de potência de sinal para diferentes áreas de cobertura das estações de rádio, e as medições são usualmente feitas em dB acima de 1mv/m.

A Figura a seguir ilustra a comparação de uma linha de transmissão AC com uma linha de transmissão DC equivalente, ou seja, com capacidade de transmissão equivalente. As duas linhas sob boas condições de tempo. Através da Figura 5.3 constata-se que o ruído de rádio é um pouco maior no caso de linhas DC, aproximadamente 5dB acima do ruído produzido por uma linha AC a uma mesma distância, quando observamos nos arredores do polo positivo da linha DC.

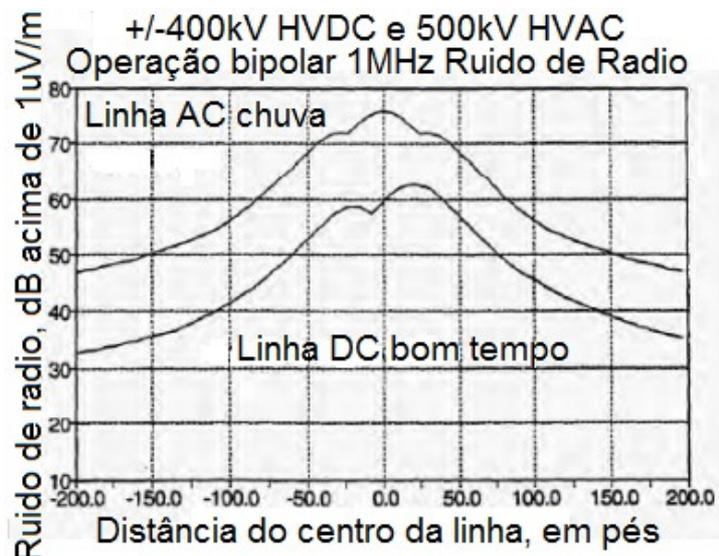
Figura 5.3-Comparação do ruído de rádio em linhas AC e DC.



Fonte: HVDC Power Transmission Environmental Issues Review, 1997.

A Figura 5.4 ilustra a mesma comparação para as linhas submetidas em suas condições de máximo ruído, ou seja, no caso da linha AC as medições foram efetuadas em condições de tempo úmido e chuvoso, e no caso das linhas DC, as medições correspondem a bom tempo. E então, pode-se constatar que o ruído causado pelas linhas DC é em torno de 13 a 15 dB menor do que o ruído causado pelas linhas AC sob condições equivalentes.

Figura 5.4-Comparação de ruído de rádio causados por linhas DC e AC sob condições de máxima produção de ruído.



Fonte: HVDC Power Transmission Environmental Issues Review, 1997.

5.2.2 Outros aspectos ambientais que justificam a tecnologia HVDC

Um dos pontos cruciais na opção pela tecnologia HVDC em detrimento da HVAC é o aspecto ambiental que pode ser amplamente beneficiado com o uso da chamada HVDC-VSC. A denominação HVDC Light, dada pela ABB, faz referencia a sua estrutura simples se comparada à estrutura da tecnologia HVDC LCC, que possui uma planta maior e mais complexa.

A tecnologia HVDC-VSC torna economicamente possível e vantajosa a conexão de unidades produtoras de energia elétrica, oriundas de fontes renováveis, à rede AC. Da mesma forma, é possível transportar energia provinda da rede principal à ilhas isoladas, distritos de mineração e plataformas de perfuração, eliminando a necessidade do uso de fontes de energia à combustíveis fósseis como o diesel por exemplo, ineficiente e ambientalmente agressivo.

Outro ponto positivo no aspecto ambiental, é a possibilidade da utilização de uma nova tecnologia de cabos em polietileno reticulado, o que representa diversos ganhos ambientais, pois não utiliza papel impregnado em óleo.

5.2.2.1 Redução de impacto visual e melhor aproveitamento de espaço

De maneira geral, a instalações de linhas aéreas encontra diversas barreiras que tornam a sua instalação impraticável do ponto de vista técnico e econômico. As tradicionais linhas de transmissão modificam a paisagem e a sua instalação sofre forte oposição por parte do público. As pessoas sentem-se desconfortáveis e com medo de possíveis problemas de saúde por viverem perto de uma linha de transmissão e é extremamente difícil obter autorização para a sua instalação por parte das autoridades competentes, tornando sua execução cara e lenta.

A transmissão via cabos subterrâneos é muito mais fácil e ágil. Além de não se modificar a paisagem, os cabos subterrâneos não encontram resistência pública para a sua instalação, o campo magnético por ele gerado é extremamente baixo e o processo na obtenção do direito de instalação por parte das autoridades competentes é muito mais ágil e barato que no caso das linhas aéreas.

Em casos onde não é viável a instalação de linhas aéreas para o transporte de energia, como é o caso do projeto Trans Bay visto no Capítulo 4, devido a estação de conversão estar situada em uma região urbana, a tecnologia HVDC-VSC apresenta boa solução.

5.2.2.2 Substituição de geração local de energia

No caso de locações remotas como ilhas, áreas de mineração, campos de gás e petróleo e plataformas de perfuração, é necessário suprir o consumo energético localmente, muitas vezes através de turbinas à gás e mais comumente a queima de diesel. Então, a instalação de uma conexão HVDC-VSC via cabos pode ser uma eficaz solução para levar a estas locações remotas energia sem que seja necessária a geração local, conectando a rede AC via um *link* HVDC-VSC, significando um ganho substancial no ponto de vista ambiental. Além disso, o nível de poluição do ar e sonora provocado pelo transporte do diesel até estas estações remotas será totalmente eliminado, em função das constantes manutenções das suas unidades geradoras.

5.2.2.3 Conectando centros distantes de produção de energia

As fontes geradoras de energia renovável são construídas a partir de uma unidade muito pequena, e vão se expandindo com o tempo. Como elas são construídas onde a natureza permite, elas são geralmente afastadas das unidades consumidoras.

De um modo geral, no início elas não são capazes de serem auto sustentáveis energeticamente, e muito menos capazes de suprir uma unidade consumidora, como uma cidade. Então, um link HVDC-VSC é uma solução ideal para, primeiramente, suprir a unidade consumidora a partir da rede principal AC e ao mesmo tempo fornecer potência reativa para um parque eólico por exemplo. À medida que novas turbinas eólicas são adicionadas ao parque e este se torna suficientemente capaz de atender a unidade consumidora, o fluxo de potência se inverte automaticamente, fazendo com que a potência do parque eólico abasteça a rede principal.

Outro exemplo prático é visto no caso de plataformas de perfuração marítimas, onde o gás natural normalmente é queimado e seu conteúdo energético é desperdiçado pelo fato de que é muito caro e tecnicamente inviável transmitir esta energia via um cabo AC. Com a tecnologia HVDC o gás é aproveitado como combustível de turbinas a gás, suprimindo a plataforma e a rede principal AC através da instalação de cabos submarinos, onde o processo de queima do gás em turbinas produz uma exaustão muito mais limpa do que uma simples queima, e a sua energia é então aproveitada [Lars Weimers, ABB Power System].

Figura 5.5-Parques eólicos situados a 125 km da costa da Noruega.



Fonte: ABB Sweden, 2013.

5.2.3 Resumo dos aspectos ambientais

Sistemas HVDC são ambientalmente mais amigáveis que sistemas HVAC. As linhas de transmissão HVDC produzem campos magnéticos e elétricos estáticos, os quais são incapazes de induzir correntes e tensão em objetos próximos as instalações por meio de acoplamento indutivo ou capacitivo. Em contra partida, a tensão e corrente induzida por acoplamento são os efeitos primários das linhas de transmissão AC.

Um fator ambiental que esta presente apenas nos sistemas de transmissão DC é o fluxo de íons de ar que são produzidos pela linha através do efeito corona e estes, migram para fora da linha por ação do campo elétrico e do vento, no entanto, este fluxo de íons são insuficientes para sustentar uma corrente elétrica.

A rádio interferência e o ruído audível produzido por linhas DC são geralmente maiores quando em boas condições de tempo, enquanto para as linhas AC, a radio interferência e o ruído audível são maiores em condições de mau tempo. No entanto os níveis máximos de ruído para uma linha HVDC em boas condições de tempo são menores do que os níveis máximos de ruído para uma linha HVAC em má condição de tempo, onde se conclui que as linhas HVDC tem um impacto menor em relação a uma linha equivalente AC.

A possibilidade da utilização de tecnologia HVDC-VSC, faz com que seja possível transportar energia para as unidades de produções remotas que ainda não são capazes de suprirem energeticamente, evitando assim que estas utilizem a queima de combustíveis fósseis. Além disso, a tecnologia de cabos e o reduzido tamanho de uma estação VSC tornam possível a sua instalação em perímetros urbanos reduzindo também o seu impacto visual.

5.3 Aspectos Econômicos

Uma grande quantidade de energia pode ser transportada da unidade produtora até os grandes centros consumidores, tanto através de um sistema HVDC quanto HVAC. Antes de se tomar uma decisão sobre qual alternativa utilizar é necessário avaliar os aspectos econômicos do empreendimento.

Afim de comparar os custos dentre uma alternativa e outra, é necessário que se leve em conta todos os componentes de cada sistema. Para a alternativa DC, é necessário avaliar os custos dos conversores, dos equipamentos de entrada e saída AC, filtros e a linha de transmissão. Para a alternativa AC, deve-se avaliar os custos dos transformadores elevadores e abaixadores de tensão, as linhas de transmissão, compensação de carga, compensadores de reativos e disjuntores. Os sistemas de controle devem ser avaliados para ambos os casos. Para o comparativo de custos entre um empreendimento HVDC e HVAC, foi utilizado a linha de transmissão em HVDC do bipolo 1 de Nelson River, no Canadá [Meah Kahla, 2007].

5.3.1 Custos de uma subestação e linhas de transmissão AC

A estimativa de custos não se trata obviamente de um cálculo exato, até porque os custos dos equipamentos variam muito em função dos lugares e em função das companhias que os fornecem. Para este cálculo, o custo de toda a instalação inclui os materiais e equipamentos, custo de construção, terreno, entrega de material, pesquisas e usualmente despesas gerais. Para a comparação de considera-se o Bipolo 1 da subestação de +/- 450kV DC de Nelson River no Canadá. Então, como trata-se de um sistema de transmissão DC, aqui é estimado o custo como se este bipolo fosse AC.

A Tabela 5.1 ilustra os custos totais da subestação transmissora e receptora, totalizando aproximadamente um custo de \$37,69 milhões de dólares. Estes custos foram calculados com base no ano de 1985. Naturalmente com o passar do tempo, os custos de materiais e

equipamentos diminuem, devido à evolução tecnológica. Porém a construção de uma subestação e suas linhas de transmissão envolvem custos de trabalho humano, o que tende a aumentar com o tempo. Então, podemos de maneira grosseira, considerar que os dois se compensam e assim podemos fazer a correção levando em consideração somente uma correção da inflação para a presente data.

Tabela 5.1-Custos totais de uma subestação (Meah Kahla, 2007).

Tipo de equipamento	Custo (milhões de \$)
Disjuntor	1,5000
Transformador	1,5345
Capacitores Shunt	1,7875
Capacitores Série	2,2000
Siliac Var System	8,2500
Reatores Shunt	3,5750
Subtotal	18,8470

Uma linha de transmissão AC necessita de um grande espaço físico e sua construção é mais custosa que a construção de uma linha de transmissão DC de capacidade de transmissão equivalente. Uma linha de transmissão AC possui três condutores de potência, ao passo que uma linha DC possui apenas dois. Assim o custo da linha de transmissão AC aumenta significativamente. O custo médio típico para uma linha de transmissão AC em 500 kV é de aproximadamente \$955/kV-milha [Meah Kahla, 2007]. O bipolo 1 de Nelson River possui 895 km de extensão, ou seja, aproximadamente 556,2 milhas. Então o custo total da linha de transmissão AC será de \$265,6 milhões, somado ao custo das subestações totaliza-se um custo de \$303,29 milhões.

5.3.2 Custos da subestação e das linhas de transmissão DC

O principal equipamento de uma estação DC é o conversor e, este, custa mais até 25% do custo de todo o sistema de transmissão HVDC. As estações conversoras são os componentes chave para fazer uma comparação econômica entre duas tecnologias AC e DC. No caso de uma estação AC os custos das linhas de transmissão predominam, enquanto em uma estação DC os custos das estações conversoras predominam. A Tabela 5.2 mostra o custo percentual em relação ao custo total, de cada elemento do sistema de transmissão DC.

Tabela 5.2-Custos dos elementos de um sistema de transmissão DC (Meah Kahla, 2007).

Equipamento	Percentual do custo total
Conversores	20-25
Válvulas (inclui controle e ventilação)	20-30
Filtros e compensadores de reativos	5-20
Diversos	5-15
Engenharia (estudos, projeto)	2-5
Trabalho civil e instalações	15-30

O bipolo 1 de Nelson River possui uma tensão de operação de +/-450 kV DC, 1.854 MW de capacidade de transmissão de potência, e é conectada a uma barra de 138 kV em Radisson e em outra barra de 230 kV AC em Dorsey.

Os custos de uma estação conversora DC varia bastante em função dos seus componentes de eletrônica de potência (Tiristores ou IGBT's), tensão de operação, potência e etc. Então, é razoável utilizar a média destes valores para um cálculo estimativo. Para 1.854 MW, a relação de custo \$/MW varia de 0,7 a 0,93 por unidade. O fator multiplicador para uma tensão de 450 kv é de 1,15, para as tensões de 138 kV e 230 kV é de 1. Tem-se então um fator que varia de 0,805 [0,7x1,15x1] até 1,0695 [0,93x1,15x1]. Se tomarmos como base o

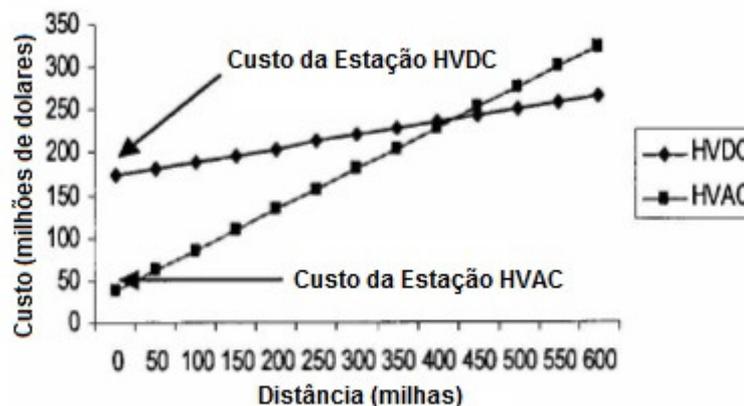
custo de 100\$/kW, tem-se um custo total variando de \$149,25 milhões a \$198,28 milhões, portanto uma média de \$173,77 milhões.

O custo da linha de transmissão é de \$320-370/kV-milha, para tensões de 400 kV a 700 kV. Então toma-se em média o valor de \$345 para uma tensão de operação de 450 kV. Como a linha de transmissão é de 556,2 milhas, totaliza-se um custo de \$86,3 milhões. O custo total para o sistema de transmissão DC é então de \$259,8 milhões, \$43,5 milhões mais barato que para o sistema HVAC equivalente.

5.3.3 Os custos totais em função da distância

A Figura 5.6 ilustra o ponto crítico, onde justifica-se economicamente o uso da tecnologia HVDC em detrimento da HVAC em função da distância da linha de transmissão.

Figura 5.6-Custo da estação HVDC e HVAC em função da distância de transmissão.



Fonte: (Meah Kahla, 2007).

De acordo com a Figura 5.6, pode-se observar que o valor crítico entre as duas tecnologias está em 425 milhas. Como cada milha equivale a 1,6093 km, pode-se dizer que o comprimento crítico da linha que compensa a utilização da tecnologia HVDC é de aproximadamente 680 km. Porém este valor varia em função de diversos fatores como o custo dos componentes em países específicos, taxa de juros para financiamento de projetos, avaliação de perdas e etc. Então se pode considerar que este valor crítico varia de 500 km a 800 km. [Siemens Energy Sector, 2012].

5.4 Comparação do desempenho das linhas de transmissão HVDC e HVAC do sistema de ITAIPU

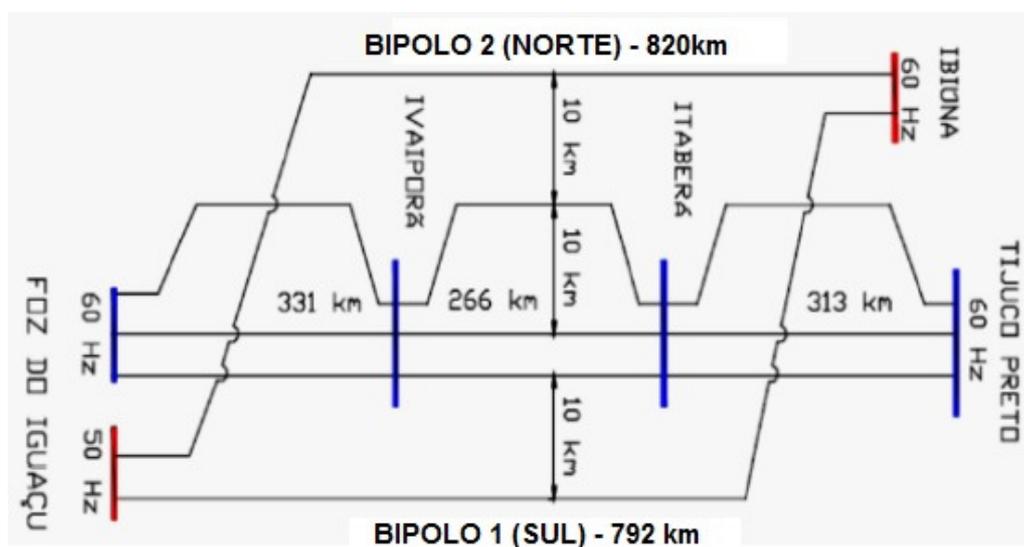
5.4.1 Visão Geral do sistema de Itaipu

Para finalizar o estudo comparativo entre linhas de transmissão HVDC e HVAC, este último tópico tem como objetivo analisar o desempenho das linhas de transmissão que fazem parte do sistema de Itaipu. Até o presente momento, analisou-se as duas tecnologias sob o ponto de vista ambiental e econômico, e agora é feita a análise do ponto de vista de desempenho, que compreende a eficácia e confiabilidade dos sistemas de transmissão, utilizando como exemplo Itaipu.

O sistema de transmissão associado à Itaipu uma capacidade de geração de 14.000MW e compreende dois conjuntos paralelos de linhas de transmissão.

Existem dez hidrogeradores funcionando em 50Hz e outros dez hidrogeradores funcionando em 60Hz. Os alimentadores em 60Hz são conectados a três linhas de transmissão de 765 kV AC interligando o sudeste do Brasil. Os alimentadores de 50Hz são conectados a linhas de 500 kV ao Paraguai e então a uma estação conversora de 6.300MW situada no Brasil. Toda a potência produzida em 50Hz não requeridas pelo Paraguai é transmitida ao Brasil por um sistema de transmissão HVDC bipolar de +/-600 kV. A Figura 5.7 ilustra um diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão de Itaipu operado por Furnas.

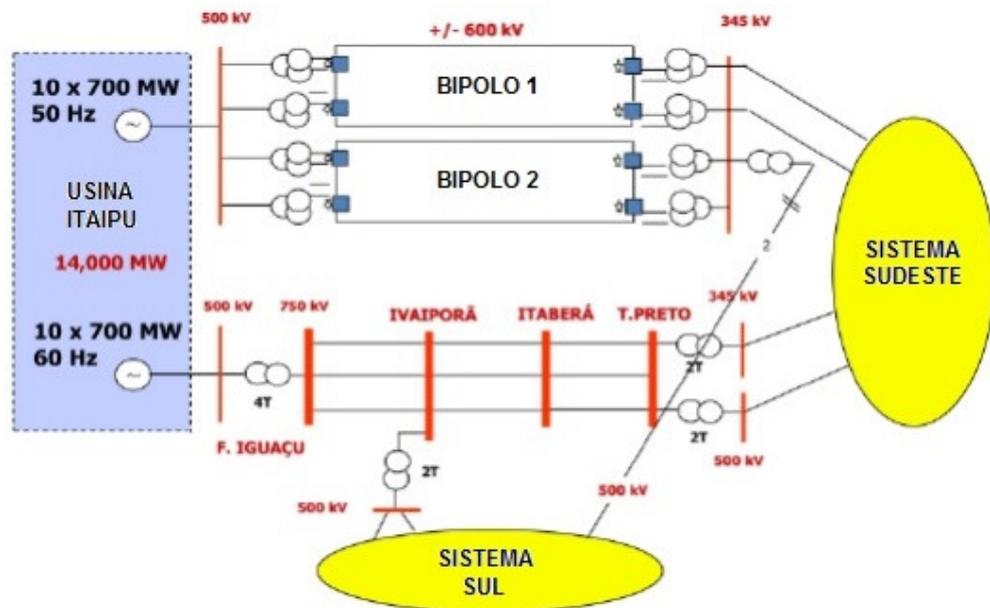
Figura 5.7-Planta do sistema elétrico de Itaipu.



Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

O sistema de transmissão de Itaipu é composto por três circuitos AC de 765 kV e dois bipolos de +/- 600 kV como mostrado na Figura 5.8. Os circuitos entre Foz do Iguaçu no Paraná e Tijuco Preto em São Paulo, tem aproximadamente 900 km de extensão, possuindo duas subestações intermediárias em Ivaiporã(PR) e Itaberá(SP). Os dois bipolos HVDC que interligam Foz do Iguaçu a Ibiúna (SP) têm aproximadamente 800 km de extensão.

Figura 5.8-Diagrama Simplificado do sistema de Transmissão de Itaipu.



Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

Cada bipolo do sistema HVDC possui capacidade de potência de 3.150 MW em +/-600 kV e é equipado com dois conversores de 12 pulsos por polo. Os conversores possuem uma corrente de sobre carga de 12% da nominal durante 2h e sob uma temperatura de 40°C ou por tempo indeterminado sob uma temperatura de 30°C.

5.4.2 Comparação do desempenho das linhas de transmissão

Afim de comparar o desempenho dos sistemas, utilizam-se o número de diferentes tipos de faltas ocorridas durante um determinado intervalo de tempo e o cálculo da FEU – *Forced Energy Unavailability*, que se trata da porcentagem de tempo em que determinada unidade geradora permanece fora de serviço devido a uma interrupção forçada.

5.4.2.1 Número de faltas ocorridas nas linhas HVDC e HVAC

A Tabela 5.3 mostra o número de faltas transitórias e permanentes ocorridas nas linhas HVAC do sistema durante o período de 1993 a 2009. A terceira linha entrou em operação somente no ano de 2000. Todas as interrupções no pleno funcionamento do sistema foram consideradas incluindo aquelas causadas por falhas nas torres. A Tabela 5.3 considera as três linhas paralelas de Foz do Iguaçu até Tijuco Preto como circuitos separados.

Tabela 5.3-Faltas ocorridas nas linhas AC.

	Linha 1			Linha 2			Linha 3		
	Trans.	Perm.	Comprimento	Trans.	Perm.	Comprimento	Trans.	Perm.	Comprimento
1995	0	4	891	1	11	891			0
1996	1	13	891	0	7	891			0
1997	0	6	891	2	13	891			0
1998	1	9	891	1	15	891			0
1999	1	26	891	1	9	891			0
2000	3	12	891	3	11	891	2	7	602
2001	2	3	891	3	5	891	2	3	915
2002	4	8	891	1	6	891	0	7	915
2003	2	6	891	5	10	891	2	4	915
2004	1	5	891	2	8	891	0	3	915
2005	2	6	891	0	11	891	0	4	915
2006	2	5	891	0	6	891	0	2	915
2007	0	4	891	4	16	891	0	4	915
2008	3	2	891	0	2	891	1	3	915
2009	4	9	891	5	12	891	1	6	915
Total	26	118	13365	28	142	13365	8	43	8837
Media	1,73	7,87		1,87	9,47		0,8	4,3	Med.(10 anos)

Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

Considerando todas as linhas, tem-se uma média de 0,174 faltas transitórias (uma tentativa bem sucedida de religamento) a cada 100 km de linha por ano. Para faltas permanentes, tem-se uma média de 0,852 faltas a cada 100 km de linha por ano.

Existem varias razões para falhas em torres, e as principais delas são devido à ação dos ventos e elas ocorreram todas entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã no dado período.

O desempenho das linhas HVDC é mostrado na Tabela 5.4, onde ela ilustra o numero de religamentos bem sucedidos em plena tensão (falta transiente) e em tensão reduzida (após 3 tentativas e 1 tentativa em 450 kV) e religamentos mau sucedidos (faltas permanentes) no período de 1993 e 2012, com um cálculo separado de 1995 a 2009, para cobrir o mesmo período de medição das linhas AC. As informações são apresentadas por polo e todas as interrupções são consideradas, inclusive aquelas causadas por falhas nas torres.

Durante o período de 15 anos, tem-se os seguintes valores médios:

- 0,488 faltas por polo a cada 100 km de linha por ano (religamento bem sucedido em plena tensão)
- 0,057 faltas por polo a cada 100 km de linha por ano (religamento bem sucedido em 450 km)
- 0,169 faltas por polo a cada 100 km de linha por ano (religamento mau sucedido). As falhas na torre estão inclusas nesta media.

Tabela 5.4-Faltas ocorridas nas linhas DC.

Itaipu HVDC +/-600kV	BIPOLO 1						BIPOLO 2					
	P1			P2			P1			P2		
	Trans.	Red.V	Perm.									
1993	0	0	1	7	2	2	2	0	3	2	0	0
1994	3	0	3	3	0	1	1	2	3	3	0	1
1995	4	0	0	3	0	1	0	0	0	3	1	0
1996	2	0	0	6	0	0	0	0	0	5	0	0
1997	5	1	5	0	1	1	0	0	0	2	0	1
1998	2	1	0	4	1	2	0	0	1	1	0	1
1999	2	0	0	3	0	0	2	0	1	2	0	1
2000	5	0	1	6	1	1	2	0	0	2	1	0
2001	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1
2002	0	0	1	2	0	2	1	0	0	0	0	2
2003	5	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0
2004	7	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	1	0	2	3	1	1	4	0	0	2	1	1
2006	6	0	0	3	1	0	1	0	0	4	1	1
2007	1	0	0	4	0	0	0	0	1	0	1	0
2008	1	0	0	1	0	3	1	0	0	1	0	3
2009	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	0	0
2010	2	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
2011	0	0	0	3	0	0	0	0	0	1	0	0
2012	0	0	0	4	0	0	0	0	1	0	0	1
Total	47	4	17	56	7	15	14	2	12	34	5	13
Media total	2,35	0,2	0,85	2,8	0,35	0,75	0,7	0,1	0,6	1,7	0,25	0,65
Total(15 anos)	42	4	13	38	5	12	11	0	5	27	5	11
Med.(15 anos)	2,80	0,27	0,87	2,53	0,33	0,80	0,73	0,00	0,33	1,80	0,33	0,73

Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

Embora estejam apresentados os valores por polo, cada bipolo experimentou falhas em torres. Uma falha na torre sempre afeta os dois polos. Para o período de 1993 a 2012 existiram cinco falhas em torres. Duas delas ocorreram no bipolo 2 em 1997 e 2012, mais três no bipolo 1. Uma falha ocorreu em 2012 devido a um caminhão que se chocou com uma torre.

5.4.2.2 *Forced Energy Unavailability (FEU) para as linhas de transmissão AC e DC*

A Tabela 5.5 apresenta os valores de FEU para a linha de transmissão AC de 765 kV no período de 2000 a 2009. As informações são apresentadas por linha, considerando o sistema de transmissão composto por três linhas de transmissão independentes. O ano de 2000 foi o marco inicial devido ao fato da terceira linha ter entrado em operação somente este ano. Devido a esta consideração, interrupções de parte da linha foram consideradas como indisponibilidade da linha toda. Por exemplo, se por qualquer razão o circuito #2 foi desarmado, considera-se que a linha 2 esta indisponível. Por outro lado, não considerou-se indisponibilidade de outros equipamentos, especialmente falha em transformadores. Os valores apresentados como FEU de uma determinada linha é a soma aritmética do FEU das três diferentes linhas que as compõe, pois a probabilidade de existir um problema em mais de uma parte da linha é muito pequena.

Tabela 5.5-FEU somente para as linhas de transmissão AC.

Itaipu	FEU (%) - somente LT		
	Linha 1	Linha 2	Linha 3
2000	0,091	0,035	0,051
2001	0,013	0,017	0,024
2002	0,071	0,074	0,141
2003	0,015	0,655	0,643
2004	0,01	0,045	1,466
2005	4,952	4,306	2,387
2006	0,014	1,418	0,774
2007	0,094	0,1	0,049
2008	0,004	0,007	0,001
2009	0,0892	1,201	0,034
Méd.(10 anos)	0,616	0,786	0,557

Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

Em seguida, tem-se o desempenho das linhas HVDC exibidos na Tabela 5.6, onde são dados os valores para o sistema HVDC de Furnas (Itaipu) entre os períodos de 1993 e 2010. Neste caso, os dados são apresentados por bipolo. A Tabela apresenta dois valores diferentes para comparação. O primeiro deles são os valores de FEU somente para as linhas de transmissão, enquanto o segundo leva em consideração todo o sistema (bipolo completo) inclusive as linhas de transmissão. Os valores de 2011 e 2012 não foram apresentados, pois os dados não foram disponibilizados. A Tabela mostra a média em 18 anos, que corresponde a

todo o período considerado e a média em 10 anos que corresponde ao mesmo período de operação medido das linhas HVAC.

Tabela 5.6-FEU somente para as linhas HVDC e inclusive para as linhas HVDC.

Itaipu	FEU (%)- somente LT		FEU (%) - incluindo LT	
	Bipolo 1	Bipolo 2	Bipolo 1	Bipolo 2
1993	0,002	0,001	0,179	0,191
1994	0,002	0,003	0,354	0,229
1995	0,001	0	0,052	0,486
1996	0	0	0,226	0,087
1997	0,004	0,004	0,86	0,126
1998	0,001	0,008	0,029	0,611
1999	0,001	0,001	0,221	0,713
2000	0	0	0,048	0,047
2001	0,001	0,002	0,26	0,104
2002	0,007	0,052	0,367	0,845
2003	0	0	0,524	0,293
2004	0,013	0	0,401	9,358
2005	1,333	0,001	1,509	0,101
2006	0	0,005	0,405	0,15
2007	0	0,001	0,22	0,013
2008	0,002	0	0,152	0,112
2009	0	0	1,847	0,33
2010	0	0	0,775	0,018
Med.(18 anos)	0,0759444	0,0043333	0,46827778	0,767444444
Med. (10 anos)	0,1356	0,0061	0,5733	1,1353

Fonte: Graham, J.; Santo S.E.; Kumar A. , 2013.

5.4.3 Discussão e outras considerações

No caso das linhas de transmissão HVAC tem-se que levar em consideração de que no caso de uma falta ocorrer em uma determinada fase, as outras duas podem funcionar em plena potência ainda devido ao capacitor série. Deve-se lembrar ainda que não foram considerados falhas na operação devido aos equipamentos em geral que compõem o sistema e ainda, se uma das fases, das duas restantes, sofrer uma falta, ocorre o desligamento do sistema a partir da geração.

No caso das linhas HVDC, considerou-se que as perdas de potência nos conversores, ou um oitavo da capacidade de potência nominal, é compensada por duas horas de sobrecarga

dos conversores sob a temperatura de 40°C ou sobrecarga permanente sob a temperatura de 30°C. Além disso, no caso da perda de operação de uma linha toda (falha na torre), a transmissão em plena potência pode ser restaurada com a operação paralela.

As razões principais para faltas nas linhas de transmissão podem ser sumarizadas como segue:

- Tempestades
- Ventos fortes
- Incêndios próximos às linhas de transmissão
- Crescimento de vegetação próximo às linhas de transmissão
- Acidentes envolvendo as torres de transmissão

De acordo com os resultados apresentados nas tabelas, o número total de faltas ocorridas nas linhas de transmissão HVAC totalizam 1,03 faltas a cada 100 km de linha por ano (0,174 transitórias + 0,852 permanentes). Já para as linhas de transmissão HVDC detecta-se a ocorrência de 0,714 faltas por polo a cada 100 km de linha por ano. Logo, detecta-se que as linhas de transmissão HVDC têm um desempenho ligeiramente melhor quando comparadas as linhas HVAC.

De forma similar, observa-se que as linhas HVDC são bem melhores que as linhas HVAC quando observamos o FEU, o que reflete maior confiabilidade.

No entanto vale ressaltar que apesar do sistema DC apresentar desempenho superior ao AC, ambos possuem ótimos desempenhos e bom nível de confiabilidade.

6 CONCLUSÃO

Mediante ao estudo realizado, comparando as tecnologias de transmissão aqui apresentadas sob aspectos ambientais, econômicos e técnicos, já se tem base para entender e analisar qual escolha os engenheiros podem fazer em relação à tecnologia de transmissão a ser utilizada em determinado empreendimento.

Um importante fator na análise para a tomada de decisão em questão é o fator ambiental. Foi apresentado que a tecnologia HVDC mostra-se mais ambientalmente amigável que a tecnologia HVAC em diversos aspectos. O Efeito Corona, produzido por ambas as linhas de transmissão, produz mais ruídos audíveis, rádio interferência e íons de ar em linhas de transmissão HVAC, no entanto, devido ao campo elétrico unidirecional em linhas DC, a cadeia de isoladores está mais exposta à contaminação. Além disso, com a tecnologia HVDC-VSC têm-se ganhos ambientais significativos com a possibilidade de utilização de cabos XLPE em detrimento de cabos sólidos que utilizam papel impregnado em óleo ou isolamento a gás, agressivos ao meio ambiente. Também vale ressaltar a sua utilização em conjunto com plataformas eólicas *off shore*, o que elimina a necessidade de queima de combustíveis fósseis como o diesel para geração de energia das plataformas.

Sob o aspecto econômico, é necessário levar em consideração que as estações conversoras DC são bem mais caras que as subestações de transformação de tensão em AC. No entanto existe um comprimento crítico das linhas de transmissão, que vai de 500 a 800 km. Este comprimento crítico estabelece um marco a partir do qual é economicamente mais viável a implementação da tecnologia HVDC, mediante ao impacto que as linhas de transmissão possuem em relação ao custo total de todo o sistema de transmissão.

Por fim, foi constatado que as linhas de transmissão HVDC possuem um desempenho maior do que o desempenho das linhas HVAC, ao serem estudadas as linhas de transmissão do sistema de Itaipu. Isto foi constatado, mediante a dois indicadores básicos: o FEU e o número de faltas transitórias e permanentes ocorridas nas linhas. Para o FEU as linhas de transmissão HVDC apresentam desempenho 43,7% melhor que as linhas HVAC. Em relação aos números de faltas totais, o sistema HVDC apresentou um desempenho 820% mais satisfatório que as linhas HVAC no caso em questão. No entanto, vale ressaltar que ambas as linhas de transmissão conferem ao sistema elevado grau de confiabilidade.

Mediante aos resultados encontrados é possível concluir que as linhas de transmissão HVDC representam um grande avanço tecnológico. Suas qualidades e vantagens justificam o

crescimento da sua utilização em todo o mundo e a tendência para os próximos anos é de que a sua implementação faça diminuir os custos das estações conversoras, hoje bastante elevados.

7 REFERÊNCIAS

ARRILAGA, J.; LIU, Y. H.; WATSON, N. R. **Flexible Power Transmission The HVDC options**: John Wiley & Sons. 1° ed. Chichester, England: Wiley, 2007. 375p.

BAILEY, W. H.; WEIL, D.E.; STEWRT J.R. **HVDC Power Transmission Environmental Issues Review**: ORNL. US Department of Energy, 1997. 103p.

ELGERD, O. I. **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**: McGraw-Hill. 1° Ed. São Paulo, 1987.

GLOVER, J. D; SARMA M. S.; OVERBYE T. J. **POWER SYSTEM ANALYSIS AND DESING**: Cengage Learning. 5° ed. Stamford, USA: 2012. 828p.

WEIMERS L.; ABB Power Transmission Systems. IEEE Winter Meeting, Tampa, Florida, USA. **HVDC Light – A new technology for a better environment**.

Meah, K.; Ula, S. **Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems**. IEEE, 1997.

GRAHAM, J.; SANTO S.E.; KUMAR. A. GRIDTECH, 2013, Nova Delhi, Índia. **Comparison of the Performance of HVDC and HVAC Overhead Transmission Lines for the Itaipu System**. 2013.

SAKSVIK, O. INTERNATIONAL CONFERENCE ON FRONTIER COMPUTING ,Hong Kong, 2012. **HVDC TECHNOLOGY AND SMART GRID**.

ELETOBRAS. Como a Energia Elétrica é Transmitida no Brasil. Disponível em: <<http://www.eletobras.com/elb/natrilhadaenergia/energia-eletrica/main.asp?View=%7B05778C21-A140-415D-A91F-1757B393FF92%7D>>. Acesso em: 04 Nov. 2013.

VIEIRA D.; SILVA FILHO, A. Nota técnica nº0075/2011 – SRD/ANEEL. 10, Dez. de 2011. Disponível em:<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0075_DANIEL_SRD.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2013.

HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT. Siemens Energy Sector. 2012. Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/br/pt/transmissao-de-energia/>>. Acesso em:06 nov. 2013

PORTAL BRASIL. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2011/12/sistema-interligado-nacional>>. Acesso em: 04 Nov. 2013.