Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEL) Associação ampla entre UFSJ e CEFET-MG





### CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE E DESEMPENHO DINÂMICO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA COM POSSIBILIDADE DE CONEXÕES MULTIPONTO

por

João Victor Carvalho Tereza

Belo Horizonte, agosto de 2011

### CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE E DESEMPENHO DINÂMICO DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM CORRENTE CONTÍNUA COM POSSIBILIDADE DE CONEXÕES MULTIPONTO

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, associação ampla entre CEFET-MG e UFSJ, como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Modelagem e Controle de Sistemas - MCS. Linha de Pesquisa: Sistemas de Controle - SC.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva

Belo Horizonte, agosto de 2011

Tereza, João Victor Carvalho

Caracterização do Sistema de Controle e Desempenho Dinâmico de uma Rede de Distribuição de Energia em Corrente Contínua com Possibilidade de Conexões Multiponto 74 páginas

Dissertação (Mestrado) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais.

1. VSC-HVDC multiterminais

2. Sistemas de distribuição

3. Controle de sistemas VSC-HVDC

I. Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Departamento de Engenharia Elétrica.

### Comissão Examinadora:

Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva DEE/UFMG

Prof. Dr. Hélder de Paula DEE/UFMG

Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira PPGEL/CEFET-MG Prof. Dra. Úrsula do Carmo Rezende PPGEL/CEFET-MG

Belo Horizonte, agosto de 2011

À minha mãe, Izabel Aparecida de Carvalho, e à Ana Paula.

## Agradecimentos

Agradeço à Deus, pelo dom da vida e pela oportunidade a mim oferecida.

Ao Prof. Sidelmo Magalhães Silva, pela excelente orientação dada na realização deste trabalho, e também pela paciência, dedicação, amizade e disponibilidade.

Aos professores que compõem o PPGEL, pela qualidade dos cursos oferecidos e pela ajuda na minha formação profissional.

Aos amigos de mestrado, pelo agradável convívio, pelas conversas e pela troca de idéias.

À minha mãe, pelos exemplos que me instruíram em minha formação moral, pelo amor e apoio incondicionais.

Ao meu tio, Jorge Luiz de Carvalho, pela imensa contribuição no deslocamento à Belo Horizonte, pela disponibilidade e pelo companheirismo.

Ao amigo Davi Gonçalves de Oliveira, pela receptividade nos momentos em que me hospedei em sua casa, pela amizade e pelo prazeroso convívio.

Ao Centro de Ensino Superior de Conselheiro Lafaiete, na pessoa do diretor, dos professores, dos funcionários e dos alunos, pelo incentivo e pela confiança em mim depositada.

À Ana Paula, por entrar em minha vida de uma forma tão especial, e por fazer de mim um homem a cada dia mais feliz.

"O único lugar onde o sucesso vem antes do trabalho é no dicionário."

(Albert Einstein)

## Resumo

Este trabalho foca na análise da operação e do controle de sistemas VSC-HVDC multiterminais. A importância, as aplicações, as vantagens e as limitações de tais sistemas, quando comparados aos sistemas HVDC clássicos, são discutidas. O estado da arte da tecnologia HVDC é descrita, apresentando vários projetos já desenvolvidos com sucesso em âmbito mundial. Neste tópico, são mostradas as principais razões para a implementação de tais projetos, bem como suas capacidades de transmissão, seus níveis de tensão de trabalho e o ano de comissionamento. Os modos distintos de controle de parâmetros c.a. e c.c. (tensão, potência ativa e reativa) e alguns cenários possíveis de conexões c.a. (cargas passivas e redes rígidas) são investigados, e a sintonia dos controladores é feita segundo o método de alocação de polos. Para avaliar o desempenho dinâmico do sistema em malha fechada quanto à rejeição de perturbações, é feita uma análise da rigidez dinâmica das malhas de tensão no barramento c.c. e da tensão c.a. em redes passivas. A partir daí, o modelo matemático e as técnicas de controle desenvolvidas são simuladas no software Matlab/Simulink, com o intuito de analisar o estado estacionário e as respostas dinâmicas de um VSC-HVDC de quatro terminais, mediante a variações nas referências de potência ativa e reativa, partida de máquinas assíncronas e curto-circuitos trifásicos. O protótipo experimental estudado possui a configuração back-to-back e consiste em um sistema de transmissão ponto a ponto. Apesar de não se tratar de um sistema multiterminal, este protótipo pode ser utilizado para um estudo preliminar e a análise de seus resultados são importantes para o desenvolvimento da tecnologia. Além disso, neste protótipo, é analisada uma estratégia de controle do fluxo de potência ativa utilizando a malha de tensão c.c. de um conversor comercial. Os resultados de simulação e experimentais validam as estratégias de controle propostas e mostram a possibilidade de se construir sistemas VSC-HVDC com vários terminais.

**Palavras-chave:** VSC-HVDC multiterminais; sistemas de distribuição; controle de sistemas VSC-HVDC.

## Abstract

This work focuses on the analysis on the operation and control of a multiterminal VSC-HVDC system. The importance, applications, advantages and limitations of VSC-HVDC system are discussed. The state of the art of HVDC is described, showing many successful developed projects in the world. In this topic, the main reasons for project commission, power rating, voltage levels and commissioning year are showing. Different controls of AC and DC parameters (voltage, active and reactive power) and some possible scenarios of AC connections (passive load and stiff grid) are investigated, and controllers are tuned by pole placement method. The dynamic stiffness of DC voltage loop and AC passive network voltage loop is developed in order to evaluate the dynamic performance of closed loop system. Thereafter, the mathematical model and developed control techniques are simulated in Matlab/Simulink software to analyze the steady state and dynamic responses of a four-terminal VSC-HVDC, during step changes on active and reactive power reference values, start-up of assynchronous machines and three-phase faults. The studied back-to-back experimental prototype consists a point to point transmission system. Although it is not a multiterminal system, it can be considered as a preliminary study in this area, and its results are important for technology evolution. Furthermore, in this prototype, an active power control strategy is analyzed, using a DC voltage control loop of a commercial converter. Simulation and experimental results should validate proposed control schemes and show the possibility of building multiterminal VSC-HVDC systems.

Keywords: Multiterminal VSC-HVDC; distribution systems; VSC-HVDC control systems.

х

# Sumário

Li	Lista de Figuras xiv			
$\mathbf{Li}$	ista d	le Tab	elas	xv
$\mathbf{Li}$	ista d	le Abr	eviaturas e Símbolos	xvii
1	Intr	roduçã	0	1
	1.1	Relevá	ància	. 1
	1.2	Objeti	ivos	. 2
	1.3	Organ	ização do Texto	. 2
<b>2</b>	Cor	nsidera	ções Fundamentais sobre Sistemas HVDC	5
	2.1	Introd	lução	. 5
	2.2	Config	gurações dos Sistemas HVDC	. 7
	2.3	Sistem	na HVDC Clássico	. 8
		2.3.1	Histórico	. 8
		2.3.2	Constituição Básica	. 14
		2.3.3	Vantagens e Aplicações	. 15
	2.4	Sistem	a VSC-HVDC	. 17
		2.4.1	Histórico	. 17
		2.4.2	Constituição Básica	. 19
		2.4.3	Vantagens e Aplicações	. 21
	2.5	Conclu	usões	. 22
3	Mo	delos I	Matemáticos e Controle de Sistemas VSC-HVDC Multiterminais	23
	3.1	Introd	lução	. 23
	3.2	Config	gurações de Controle de Sistemas VSC-HVDC	. 24
	3.3	Conve	rsor VSC Operando como Retificador	. 25
		3.3.1	PLL Trifásico	. 28
		3.3.2	Malhas de Controle	. 30
	3.4	Conve	ersor VSC Operando como Inversor	. 39
		3.4.1	Conexão com Redes Ativas	. 39
		3.4.2	Conexão com Redes Passivas	. 40
	3.5	Modu	lação PWM	. 45
	3.6	Conclu	usões	. 47

<b>4</b>	Sist	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados de Simulação	<b>49</b>
	4.1	Introdução	49
	4.2	Descrição do Sistema Estudado	49
	4.3	Análise do Desempenho Dinâmico	52
		4.3.1 Partida da Máquina Assíncrona	52
		4.3.2 Variações em Degrau de Potência Ativa e Reativa	54
		4.3.3 Máquina Assíncrona Operando como Gerador	55
		4.3.4 Controle de $V_{ca}$ no Terminal D	56
		4.3.5 Curto-Circuito no Terminal B	58
	4.4	Conclusões	61
5	Sist	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais	63
5	<b>Sist</b> 5.1	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais Introdução	<b>63</b> 63
5	<b>Sist</b> 5.1 5.2	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução          Descrição do Protótipo Estudado	<b>63</b> 63 64
5	Sist 5.1 5.2 5.3	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução         Descrição do Protótipo Estudado         Análise do Desempenho Dinâmico	<b>63</b> 63 64 65
5	Sist 5.1 5.2 5.3 5.4	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução         Descrição do Protótipo Estudado         Análise do Desempenho Dinâmico         Conclusões	<ul> <li>63</li> <li>63</li> <li>64</li> <li>65</li> <li>68</li> </ul>
<b>5</b>	5.1 5.2 5.3 5.4 Cor	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução         Introdução         Descrição do Protótipo Estudado         Análise do Desempenho Dinâmico         Conclusões         Inclusões e Propostas de Continuidade	<ul> <li>63</li> <li>63</li> <li>64</li> <li>65</li> <li>68</li> <li>69</li> </ul>
<b>5</b>	Sist 5.1 5.2 5.3 5.4 Cor 6.1	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução         Introdução         Descrição do Protótipo Estudado         Análise do Desempenho Dinâmico         Conclusões         Introdução         Introdução	<ul> <li>63</li> <li>63</li> <li>64</li> <li>65</li> <li>68</li> <li>69</li> <li>69</li> </ul>
5 6	Sist 5.1 5.2 5.3 5.4 Cor 6.1 6.2	tema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais         Introdução         Descrição do Protótipo Estudado         Análise do Desempenho Dinâmico         Conclusões         nclusões e Propostas de Continuidade         Propostas de Continuidade         Propostas de Continuidade	<ul> <li>63</li> <li>63</li> <li>64</li> <li>65</li> <li>68</li> <li>69</li> <li>70</li> </ul>

# Lista de Figuras

2.1	Conversor trifásico comutado pela rede.	6
2.2	Conversor trifásico comutado por capacitor.	6
2.3	Conversor trifásico com comutação forçada composto por IGBTs	6
2.4	Configuração monopolar.	8
2.5	Configuração bipolar.	8
2.6	Configuração homopolar.	8
2.7	Configuração back-to-back.	9
2.8	Configuração multiterminal	9
2.9	Limites de operação de componentes semicondutores de potência	10
2.10	Representação de um sistema HVDC clássico bipolar.	14
2.11	Custo (em milhões de dólares) por distância para transmissão de 2000 MW	16
2.12	Representação de um sistema VSC-HVDC típico	19
2.13	Conversor VSC de três níveis	20
01	Diamana anna (tian da anna interne VCC IIVDC analtitannia d	9.4
ა.1 ი ი	Diagrama esquematico de um sistema VSC-HVDC multiterminal	24
3.Z	Diagrama esquematico do circuito retificador de um sistema $vSC-HvDC$	20
3.3	Sistema de eixos de referencia para as transformações.	26
3.4	Circuitos equivalentes nos eixos $d \in q$ no lado c.a. do retificador.	27
3.5	Diagrama em blocos do retificador, mostrando todos os seus blocos funcionais.	28
3.6	Diagrama em blocos do PLL implementado	29
3.7	Tensoes de entrada do PLL em p.u. com distúrbio na fase A	30
3.8	Tensão de entrada da fase A e ângulo de saída gerado pelo PLL	31
3.9	Diagrama em blocos representando o modelo do lado c.a. do retificador VSC	32
3.10	Diagrama em blocos considerando a compensação das realimentações internas	33
3.11	Diagrama em blocos simplificado da malha aberta de corrente $i_d$	33
3.12	Diagrama em blocos da malha fechada de corrente $i_d$	34
3.13	Resposta em frequência da malha referente ao ganho integral de corrente	36
3.14	Diagrama em blocos simplificado da malha de tensão no barramento c.c	37
3.15	Rigidez dinâmica da malha de tensão no barramento c.c	39
3.16	Malha fechada para controle de potência reativa.	39
3.17	Malha fechada para controle de potência ativa.	40
3.18	Diagrama esquemático de conversor VSC conectado a cargas passivas	40
3.19	Malha de controle da tensão c.a. com filtro de saída	41
3.20	Rigidez dinâmica do filtro de saída sem a malha de controle	44
3.21	Rigidez dinâmica do filtro de saída com a malha de controle	45
3.22	Princípio de funcionamento da modulação SPWM em conversores VSC de três níveis.	46

3.23	Representação de um braço do conversor VSC de três níveis.	46
3.24	Tensão de Linha no Terminal c.a. do Conversor VSC.	47
4.1	Sistema com quatro terminais estudado na simulação.	50
4.2	Modelo com parâmetros concentrados da linha de transmissão c.c.	51
4.3	Rotação da máquina assíncrona no momento da partida	53
4.4	Torque da máquina assíncrona no momento da partida.	53
4.5	Tensão no lado c.c. do conversor ligado ao terminal A na partida da máquina	54
4.6	Potência ativa injetada pelo terminal A no momento da partida da máquina	54
4.7	Fluxo de potência reativa no terminal B	55
4.8	Fluxo de potência reativa no terminal A	55
4.9	Fluxo de potência ativa no terminal B	56
4.10	Fluxo de potência ativa no terminal A	56
4.11	Tensão no lado c.c. do conversor ligado ao terminal A	57
4.12	Torque eletromagnético da máquina no instante de operação como gerador	57
4.13	Rotação da máquina no instante de operação como gerador	57
4.14	Tensão $rms$ de linha da carga passiva no terminal D	58
4.15	Corrente de linha da fase A da carga passiva ligada ao terminal D	58
4.16	Tensão de linha da fase A da carga passiva ligada ao terminal D	59
4.17	Tensões c.a. no terminal B durante a falta trifásica à terra	59
4.18	Correntes c.a. no terminal B durante a falta trifásica à terra.	59
4.19	Fluxo de potência ativa no terminal A durante a falta trifásica à terra	60
4.20	Fluxo de potência reativa no terminal A durante a falta trifásica à terra	60
4.21	Tensão c.c. do conversor ligado ao terminal A na ocorrência da falta	61
4.22	Tensão c.a. na carga passiva ligada ao terminal D na ocorrência da falta.	61
5.1	Diagrama esquemático do protótipo experimental estudado.	63
5.2	Valores eficazes das tensões de fase da rede elétrica	65
5.3	Valores eficazes das correntes de fase da rede elétrica.	65
5.4	Distorção harmônica total das correntes de fase da rede elétrica.	66
5.5	Potência ativa por fase no lado da rede elétrica	66
5.6	Potência ativa total no lado da rede elétrica	66
5.7	Energia por fase que flui no lado da rede elétrica	67
5.8	Energia total que flui no lado da rede elétrica	68

# Lista de Tabelas

3.1	Valores de indutância e capacitância considerados no projeto do filtro	43
4.1	Impedância dos transformadores no lado c.a. de cada conversor estático	50
4.2	Dados das redes rígidas ligadas aos terminais A e B	50
4.3	Parâmetros das linhas de transmissão c.c.	51
4.4	Parâmetros do lado c.c. do conversor ligado ao terminal A	51
4.5	Dados nominais do motor assíncrono conectado ao conversor no terminal C. $\ldots$ .	52
4.6	Dados nominais da carga passiva conectada ao conversor no terminal D. $\ldots$	52
4.7	Dinâmica considerada na simulação.	52
5.1	Dados do protótipo experimental	64
5.2	Dinâmica considerada para o protótipo experimental	67

## Lista de Abreviaturas e Símbolos

$A_{cl}$	Matriz de estado da malha fechada de corrente;
$A_1$	Amplitude da onda moduladora;
$A_2$	Amplitude da onda portadora;
abc	Referencial trifásico estacionário;
$B_{cl}$	Matriz de entrada da malha fechada de corrente;
С	Capacitância equivalente no terminal de corrente contínua de um conversor;
$C_f$	Capacitância do filtro c.a. conectado a carga passiva;
c.a.	corrente alternada;
c.c.	corrente contínua;
CCC	Capacitor Commutated Converter (conversor comutado por capacitor);
$\operatorname{CSC}$	Current Source Converter (conversor fonte de corrente);
dq	Referencial bifásico síncrono;
F	Matriz que contém os polos de malha fechada desejados para a malha de corrente;
$f_c$	Frequência de corte do filtro c.a. conectado a carga passiva;
GTO	Gate Turn-off Thyristor;
HVDC	High Voltage Direct Current (corrente contínua em alta tensão);
$i_{abc}$	Correntes de fase no ponto de acoplamento comum no referencial <i>abc</i> ;
$i_c$	Corrente que circula pelo capacitor no terminal de corrente contínua de um conversor;
$i_{cc}$	Corrente que circula no barramento de corrente contínua;
$i_{cc}^{*}$	Referência de corrente que circula no barramento de corrente contínua;
$i_{dq}$	Correntes de fase no ponto de acoplamento comum no referencial $dq$ ;
$i_{dq}^*$	Referência das correntes de fase no ponto de acoplamento comum no referencial $dq$ ;
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor;
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor;
$K_p$	Ganho proporcional de um compensador proporcional-integral;
$K_i$	Ganho integral de um compensador proporcional-integral;
L	Indutância total no terminal de corrente alternada de um conversor por fase;
$\widehat{L}$	Valor estimado da indutância total no terminal de corrente alternada de um conversor
	por fase;
$L_f$	Indutância do reator série conectado a carga passiva;
m	Índice de modulação em amplitude de um conversor;
P	Potência ativa que flui no sistema de transmissão/distribuição;
$P^*$	Referência de potência ativa que flui no sistema de transmissão/distribuição;
PAC	Ponto de Acoplamento Comum;
PCC	Phase Commutated Converter (conversor comutado por fase);

PI	Proporcional-Integral;
PLL	Phase Locked Loop;
P- $Q$	Controle do fluxo de potência ativa e reativa;
pu	por unidade;
$P-V_{ca}$	Controle de potência ativa e da tensão alternada;
PWM	Pulse Width Modulation (modulação por largura de pulso);
Q	Potência reativa que flui no sistema de transmissão/distribuição;
$Q^*$	Referência de potência reativa que flui no sistema de transmissão/distribuição;
$Q$ - $V_{cc}$	Controle de potência reativa e da tensão no barramento de corrente contínua;
R	Resistência total no terminal de corrente alternada de um conversor por fase;
$R_f$	Resistência do reator série conectado a carga passiva;
rms	root mean square;
SPWM	Sinusoidal Pulse Width Modulation (modulação por largura de pulso senoidal)
$V_{abc}$	Tensões de fase no ponto de acoplamento comum no referencial <i>abc</i> ;
$V_{abc1}$	Tensões de fase no terminal de corrente alternada de um conversor no referencial <i>abc</i> ;
$V_{camax}$	Amplitude da tensão no terminal de corrente alternada de um conversor;
$V_{carms}$	Valor eficaz da tensão no terminal de corrente alternada de um conversor;
$V_{cc}$ - $V_{ca}$	Controle das tensões contínua e alternada;
$V_{cc}$	Tensão no barramento de corrente contínua;
$V_{cc}^*$	Referência de tensão no barramento de corrente contínua;
$V_{dq}$	Tensões de fase no ponto de acoplamento comum no referencial $dq$ ;
$V_{dq1}$	Tensões de fase no terminal de corrente alternada de um conversor no referencial $dq$ ;
VSC	Voltage Source Converter (conversor fonte de tensão);
VSC-HVDC	Voltage Source Converter - High Voltage Direct Current;
VHV	Very High Voltage;
$x_a$	Integral do erro na malha fechada de corrente;
lphaeta	Referencial bifásico estacionário;
$\theta$	Ângulo das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum;
ω	Frequência angular das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum;
$\omega_{ff}$	Comando de frequência angular das tensões trifásicas no ponto de acoplamento comum;
$\omega_n$	Frequência natural não amortecida;
ξ	Fator de amortecimento.

### Capítulo 1

### Introdução

#### 1.1 Relevância

Os avanços na tecnologia de produção de semicondutores e dos sistemas de controle microprocessados trouxeram uma nova gama de aplicações para dispositivos eletrônicos de potência. Uma aplicação importante em sistemas de energia elétrica nos tempos atuais é a tecnologia de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*).

A transmissão em corrente contínua HVDC é uma tecnologia baseada em eletrônica de potência e utilizada em sistemas de energia elétrica para a transmissão de potência em longas distâncias, conexão de redes não-sincronizadas e transmissão por cabos submarinos longos [1], [2].

Os primeiros sistemas HVDC utilizavam válvulas de mercúrio que, no advento da tecnologia dos semicondutores de potência, foram posteriormente substituídas por tiristores. As configurações baseadas em tiristores, aqui chamadas de HVDC clássicos, são atualmente superiores na capacidade de transmissão de energia em longas distâncias e em uma determinada direção. Com a redução do preço dos tiristores e a crescente demanda de sistemas com limites de tensão e corrente cada vez mais altos, espera-se que esta tecnologia permaneça dominante em transmissões de energia ponto a ponto e submarinas [3].

Embora o HVDC clássico tenha as vantagens acima mencionadas, a necessidade de conexão a uma rede ativa em ambas as extremidades (e, portanto, a sua incapacidade para alimentar cargas passivas), o consumo de potência reativa em ambos os terminais, a incapacidade de inverter o sentido do fluxo de corrente e a susceptibilidade a falhas de comutação são os pontos negativos de tais sistemas. Estas restrições limitam o uso do HVDC clássico para transmissão de energia entre dois pontos.

Os sistemas HVDC baseados em conversores VSC (*Voltage Source Converters*), denominados VSC-HVDC, surgem como uma alternativa interessante para eliminar os inconvenientes que ocorrem na operação do HVDC clássico, abrindo ainda novas áreas de aplicações e possibilidades. Esta tecnologia utiliza semicondutores cuja comutação é forçada, ou seja, é possível controlar estes dispositivos tanto na condução quanto no bloqueio.

O VSC-HVDC não precisa mudar a polaridade da tensão contínua para controlar ou mudar a direção do fluxo de potência. Por esta razão, é um candidato promissor para o desenvolvimento de sistemas HVDC multiterminais, que podem ser alternativas atraentes para os sistemas de distribuição c.a. convencionais. Como o próprio nome sugere, tais sistemas consistem na conexão de várias redes c.a. em um barramento c.c. comum. O limite superior da tensão no barramento c.c. é determinado pela classificação dos cabos e disjuntores c.c., bem como pela capacidade de bloqueio dos semicondu-

tores utilizados nos conversores VSC, enquanto o limite inferior é determinado pelo valor máximo das tensões c.a. de todas as redes incorporadas ao sistema.

A possível implementação de um sistema multiterminal HVDC em caráter comercial e vários aspectos relacionados a esta tecnologia têm sido estudados [4-9]. A confiabilidade de um sistema multiterminal HVDC híbrido é avaliada em [5], que efetua a análise do desempenho de tal sistema dividindo-o em três segmentos principais: os retificadores, os inversores e os cabos subterrâneos. Os modelos associados aos três segmentos são desenvolvidos e um procedimento de avaliação da confiabilidade é apresentado. Dois conjuntos de índices, denominados "índice básico no ponto de acoplamento da carga" e "índice de desempenho do sistema" são calculados para medir a confiabilidade do sistema. A técnica proposta é, então, aplicada a um sistema hipotético.

A capacidade do sistema VSC-HVDC multiterminal para melhorar a qualidade de energia e lidar com sobretensões c.c. durante a perda de um conversor é investigada em [7] e [10]. A proposta de tais trabalhos é utilizar os demais conversores interligados ao sistema para lidar com problemas que podem ocorrer em regime transitório, tais como faltas em geradores, bem como faltas e componentes harmônicos em consumidores vizinhos que podem se propagar no sistema VSC-HVDC considerado.

A proteção dos VSC-HVDCs multiterminais contra faltas c.c. é estudada em [11], indicando como um sistema VSC-HVDC pode ser preservado na ocorrência de faltas c.c. com a utilização de um esquema de proteção, levando em consideração a confiabilidade e rapidez na detecção de falhas, o bloqueio dos semicondutores os quais compõem os conversores, a localização de faltas na linha c.c, o isolamento de tal linha e o religamento do sistema.

#### 1.2 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho consiste no estudo do controle dos sistemas de transmissão VSC-HVDC multiterminais conectando redes ativas e passivas. Estes sistemas devem atender a requisitos de desempenho de forma satisfatória, tanto na operação em regime permanente quanto nos casos de partida de motores, de variações nos valores de referência do fluxo de potência ativa e reativa e nos distúrbios causados por faltas trifásicas.

As principais contribuições são: elaboração de estratégia de controle de VSC-HVDCs multiterminais, considerando o modelo matemático dos conversores abordado na literatura; investigações sobre o impacto de distúrbios provenientes de variações nas cargas conectadas ao sistema e de faltas no lado c.a. e o estudo do desempenho dinâmico do VSC-HVDC para instalações com e sem geração local.

#### 1.3 Organização do Texto

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, tal como descrito na sequência.

O estado da arte dos sistemas HVDC é visto no segundo capítulo, que apresenta o histórico das tecnologias existentes, as configurações possíveis, os componentes mais relevantes e as aplicações do HVDC clássico e do VSC-HVDC em vários projetos comerciais comissionados no mundo.

No capítulo três, o modelo matemático dos conversores VSC é mostrado mediante diagramas de blocos e equações que regem o comportamento destes equipamentos. A partir daí, é possível adotar estratégias de controle das variáveis que determinam a dinâmica dos sistemas VSC-HVDC multiterminais, por meio da alocação dos polos de malha fechada nas frequências naturais e amortecimento desejados. A análise do comportamento da resposta de tais sistemas é feita considerando o rastreamento das referências e a rejeição de perturbações, por meio dos gráficos de resposta em frequência e rigidez dinâmica de cada malha.

Com o modelo e as estratégias de controle definidas, é preciso verificar o comportamento do sistema em condições de operação e também mediante a distúrbios e mudanças nos valores de referência. Para tanto, o capítulo quatro mostra e analisa resultados de um sistema com quatro terminais simulado no programa de análise *Matlab*.

O capítulo cinco mostra resultados retirados de um protótipo experimental, na configuração *back-to-back* com dois terminais. Estes resultados são considerados ainda como preliminares para o tema abordado nesta dissertação, embora sejam importantes para a continuidade dos estudos nesta área.

O sexto e último capítulo traz a conclusão do trabalho, apresentando ainda as propostas de continuidade para o estudo dos sistemas VSC-HVDC multiterminais.

### Capítulo 2

# Considerações Fundamentais sobre Sistemas HVDC

Este capítulo apresenta os aspectos gerais dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica em corrente contínua. A descrição dos sistemas HVDC clássico e VSC-HVDC é feita considerando o histórico, a constituição básica, as topologias existentes e as principais vantagens e aplicações de cada uma destas tecnologias.

#### 2.1 Introdução

Os sistemas HVDC baseiam-se na utilização de tecnologias provenientes da eletrônica de potência empregadas em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Estes vêm se mostrando como um método eficiente e econômico de se transmitir energia em potências elevadas a distâncias longas, por meio de linhas de transmissão aéreas, subterrâneas ou submarinas. Além disso, é possível utilizá-los para conectar sistemas de geração assíncronos. O primeiro sistema de transmissão HVDC comercial foi construído para alimentar a ilha de *Gotland* (Suécia), no ano de 1954 [12-14], com capacidade de transmitir até 20 MW a uma tensão c.c. de 100 kV, utilizando cabos submarinos [12]. Desde então, a tecnologia HVDC vem se consolidando como uma alternativa interessante, sendo amplamente difundida e utilizada em todo o mundo [14].

O princípio básico de funcionamento do HVDC consiste na conversão da tensão elétrica c.a./c.c. (retificação) na estação geradora, bem como na conversão c.c./c.a. (inversão) na estação receptora. Esta conversão é feita por conversores estáticos compostos por chaves semicondutoras. Os HVDCs são classificados de acordo com o tipo de conversor que o integra [13]. São eles:

- Conversores comutados pela rede: também denominados PCCs (*Phase Commutated Converters*), são baseados em arranjos de conversores à tiristores, como mostra a figura 2.1. Constituem a tecnologia chamada de HVDC clássico. Geralmente, são usados em sistemas de transmissão que exigem níveis de tensão e potência elevados, devido à característica de operação dos tiristores que permitem este tipo de aplicação.
- Conversores comutados por capacitor: também conhecidos como CCCs (*Capacitor Commutated Converters*), são baseados nos conversores a tiristores, com a adição de capacitores entre os semicondutores e os transformadores de entrada para auxiliar o processo de comutação, como mostra a figura 2.2. São aplicados principalmente na conexão de redes "fracas", ou seja, que geram ou consomem pouca energia [15].



Figura 2.1: Conversor trifásico comutado pela rede.



Figura 2.2: Conversor trifásico comutado por capacitor.

• Conversores com comutação forçada: estes tipos de conversores são conhecidos como VSCs (*Voltage Source Converters*) e são compostos por chaves eletrônicas que podem ser controladas na condução e no bloqueio, tais como os IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistors*), conforme mostrado na figura 2.3, os GTOs (*Gate Turn-off Thyristors*) e os IGCTs (*Integrated Gate Commutated Thyristors*). Constituem a tecnologia denominada VSC-HVDC. A comutação das chaves é feita em frequências bem maiores que a rede (tipicamente entre 1 e 2 kHz) utilizando modulação por largura de pulso. Por possuir o barramento c.c. em tensão, há possibilidade de conexões deste barramento em vários pontos.



Figura 2.3: Conversor trifásico com comutação forçada composto por IGBTs.

As seções seguintes discorrem sobre os sistemas HVDC clássico e VSC-HVDC, dando maior destaque ao segundo devido à utilização desta tecnologia no sistema considerado neste trabalho. Todavia, primeiramente são mencionadas as principais configurações dos HVDCs.

#### 2.2 Configurações dos Sistemas HVDC

Os conversores e os cabos que compõem um sistema HVDC podem ser dispostos em uma série de configurações, as quais são apresentadas a seguir [12]:

- Sistema HVDC monopolar: Na configuração monopolar, dois conversores estão ligados por uma única linha c.c., que pode ser o polo positivo ou o negativo. Contudo, geralmente o condutor que liga os conversores possui polaridade negativa, pois na ocorrência de uma falta c.c. nesse condutor, somente o lado inversor é capaz de alimentar esta falta. Isso impede o fluxo de corrente no lado retificador, ficando este automaticamente isolado nesta situação [16]. O retorno pode ser feito por cabos subterrâneos ou submarinos. Alternativamente, um condutor de retorno pode ser utilizado, geralmente em baixa tensão. O diagrama esquemático é mostrado na figura 2.4.
- Sistema HVDC bipolar: Esta é a configuração mais comumente utilizada de sistemas de transmissão HVDC. A configuração bipolar, mostrada na figura 2.5, utiliza dois condutores isolados com polos positivo e negativo, os quais podem ser operados de forma independente, se ambos os neutros são aterrados. A configuração bipolar aumenta a capacidade de transferência de energia. Sob operação normal, as correntes em ambos os polos são idênticas e não há corrente de terra. Em caso de falha de um polo, a transmissão de energia pode continuar no outro, o que aumenta a confiabilidade desta configuração. A maioria das linhas aéreas de sistemas de transmissão HVDC usa a configuração bipolar [12], [16].
- Sistema HVDC homopolar: Na configuração homopolar, mostrada na figura 2.6, dois ou mais condutores têm a polaridade negativa e podem ser operados com retorno feito pela terra ou por condutor metálico. Com dois polos funcionando em paralelo, a configuração homopolar reduz os custos de isolamento. No entanto, o retorno por terra é a principal desvantagem, devido à possibilidade de dutos de gás ou água serem eventualmente utilizados como caminho pelas correntes de retorno, o que provocaria a corrosão dos mesmos [12], [16].
- Sistema HVDC back-to-back: Esta é a configuração mais utilizada para interligar dois sistemas c.a. assíncronos, ou seja, que operam em diferentes frequências nominais. As duas estações conversoras estão localizadas no mesmo local e a linha de transmissão c.c. não é necessária nesta configuração, exigindo um menor nível de isolação e menor espaço. O diagrama esquemático do sistema back-to-back é mostrado na figura 2.7. Exemplos desta configuração podem ser encontrados no Japão e na América do Sul [12], [16].
- Sistema HVDC multiterminal: Na configuração multiterminal, três ou mais estações conversoras HVDC são interligadas através de linhas de transmissão. Geralmente, os conversores deste sistema são dispostos em paralelo, ou seja, estão ligados à mesma tensão, como mostrado na figura 2.8. Logo, os conversores mais utilizados nesta configuração são os VSCs [12].



Figura 2.4: Configuração monopolar.



Figura 2.5: Configuração bipolar.



Figura 2.6: Configuração homopolar.

#### 2.3 Sistema HVDC Clássico

#### 2.3.1 Histórico

Após o comissionamento do primeiro sistema HVDC comercial em *Gotland* no ano de 1954, muitos HVDCs foram projetados em todo o mundo com a finalidade de transmitir energia em linhas longas. Os primeiros conversores utilizavam chaves de mercúrio a arco, mas o baixo rendimento destes equipamentos, aliado ao alto grau de poluição do mercúrio, fizeram com que estes fossem substituídos, aos



Figura 2.7: Configuração back-to-back.



Figura 2.8: Configuração multiterminal.

poucos, pelos tiristores. Em muitas situações, várias chaves conectadas em série são usadas para formar um único semicondutor, com o intuito de suportar tensões reversas mais altas. Mesmo com o avanço da tecnologia dos IGBTs e GTOs, o HVDC clássico ainda é vastamente utilizado nas transmissões em alta tensão (entre 138 kV e 500 kV) e, mais recentemente, extra-alta tensão (entre 500 kV e 800 kV) e ultra-alta tensão (acima de 800 kV). A figura 2.9 mostra os limites de operação de alguns semicondutores, indicando limites aproximados de tensão de bloqueio, corrente de condução e frequência de comutação [17], lembrando sempre que estes limites podem evoluir com o desenvolvimento tecnológico das chaves estáticas.

A maioria dos HVDCs clássicos já existentes transmitem potências na ordem de centenas a milhares de MW a distâncias que podem chegar a milhares de quilômetros. Para se ter uma idéia mais ampla destes números, os principais fabricantes de sistemas HVDC no mundo apresentam listas de projetos de referência com vários dados técnicos, bem como o ano de comissionamento dos mesmos [18], [19]. Estas listas são tomadas como as principais referências no levantamento do estado da arte feito neste trabalho, sendo que alguns dos principais sistemas implantados com sucesso em várias partes do mundo são apresentados a seguir.

• Pacific Intertie: No início da década de 1960, os principais recursos hidrelétricos dos Estados Unidos estavam sendo explorados no rio *Columbia*, localizado no noroeste daquele país. As autoridades federais tinham interesse em realizar a transmissão deste local para *Los Angeles* de uma forma econômica. Devido a longa distância entre estes lugares, a tecnologia HVDC foi a escolhida para realizar esta tarefa.

A tecnologia HVDC já era considerada como consolidada naquela época. No entanto, este projeto representou um grande desafio, uma vez que a tensão ( $\pm 400$  kV), a potência (1440 MW) e o comprimento da linha foram maiores do que qualquer projeto HVDC anterior [18].



Figura 2.9: Limites de operação de componentes semicondutores de potência.

O primeiro projeto da linha denominada *Pacific HVDC Intertie* foi comissionado em 1970, utilizando conversores de mercúrio a vapor. Com a necessidade de se transmitir energia em uma escala cada vez maior, este projeto sofreu diversas alterações técnicas. Atualmente, a linha c.c. bipolar de 1360 km transmite 3100 MW a  $\pm 500$  kV, sendo que esta última expansão foi comissionada em 2004 [18].

• Nelson River: O sistema HVDC de Nelson River é constituído por duas linhas bipolares que interligam usinas hidrelétricas localizadas ao longo do rio Nelson, no norte de Manitoba (Canadá), até os centros de cargas que se encontram no sul desta província. As duas estações retificadoras estão localizadas em Radisson e Henday. A estação inversora de ambas as linhas se encontra em Dorsey [19].

A linha bipolar que conecta *Radisson* a *Dorsey* possui 900 km de comprimento, com níveis de tensão e potência que atingem 450 kV e 900 MW, respectivamente. Este sistema HVDC foi comissionado em 1977, com conversores baseados em chaves de mercúrio a arco, passando por modificações nos anos de 1993 e 2004. Atualmente, as chaves de mercúrio foram substituídas em sua totalidade por tiristores [19], [20].

Já a linha de 930 km que conecta *Henday* a *Dorsey* pode transmitir até 1800 MW em níveis de tensão c.c. de  $\pm 500$  kV. O comissionamento ocorreu em 1985, sendo que este sistema foi um dos primeiros a utilizar a tecnologia de chaveamento de conversores baseados em tiristores com refrigeração a água, que atualmente estão presentes na grande maioria dos sistemas de transmissão e distribuição desta natureza [19], [20].

• Cahora Bassa: O sistema que liga a hidrelétrica de Cahora Bassa no rio Zambeze (Moçambique)

até o território sul-africano entrou em funcionamento no ano de 1979, com uma capacidade de se transmitir até 1920 MW de potência. É composto por duas estações conversoras, sendo a retificadora localizada em *Songo* (Moçambique) e a inversora, em *Apollo* (África do Sul). Duas linhas paralelas HVDC monopolares interligam os conversores a uma distância total de 1420 km, dos quais 900 km se encontram em território moçambicano [18], [19].

Devido a guerra civil ocorrida no Moçambique, as linhas de transmissão foram totalmente destruídas e o sistema deixou de operar por vários anos. Somente em 1992, com o final da guerra, as obras de reparo começaram a ser planejadas. A restauração do sistema HVDC para plena capacidade de transmissão de energia foi concluída em 1998 [18].

Em 2008, a subestação de *Apollo* passou por um aumento na capacidade de transmissão de 1920 para 2500 MW. Futuramente, esta capacidade deverá aumentar para 3960 MW. Do ponto de vista técnico, as principais mudanças foram a troca dos tiristores e dos seus sistemas de arrefecimento, a substituição dos filtros c.a. e a otimização do controle e do sistema de proteção [21].

• Inga-Kolwezi: Considerada como uma das linhas HVDC mais longas do mundo até o momento (1700 km), o sistema de *Inga-Kolwezi* transmite energia desde o complexo hidrelétrico de *Inga* até o distrito de mineração em *Katanga*, na República Democrática do Congo. Este sistema era conhecido anteriormente como *Inga-Shaba* [14].

Devido ao longo comprimento da linha e as dificuldades de logística ao longo da rota, optou-se pela construção de duas linhas monopolares com quatro estações de comutação. As estações conversoras foram construídas de modo que os dois polos de cada conversor possam operar em paralelo com o retorno à terra, em caso de falta de linha monopolar [18].

O sistema de Inga-Kolwezi foi comissionado no ano de 1982, com tensão e potência nominais de  $\pm 500$  kV e 560 MW, respectivamente. Contudo, este sistema está sendo modificado com o intuito de aumentar a confiabilidade da rede e garantir uma transmissão eficiente da energia hidrelétrica em toda a região. A conclusão desta modificação está prevista para 2013 [18].

 Itaipu: O sistema HVDC de Itaipu foi durante mais de 20 anos o maior HVDC existente no mundo, em termos de capacidade de transmissão. É constituído por duas linhas bipolares que levam a energia gerada à 50 Hz na usina hidrelétrica de Itaipu, em Foz do Iguaçú (Paraná), para a rede de 60 Hz localizada em Ibiúna (São Paulo) [18].

O sistema de Itaipu tem uma potência nominal de 6300 MW com uma tensão c.c. de  $\pm 600$  kV, e foi comissionado por etapas entre os anos de 1984 e 1987 [13]. A transmissão HVDC foi escolhida por dois motivos: além da longa distância envolvida (cerca de 800 km), este sistema é utilizado para conectar redes de diferentes frequências [13].

• Quebec-New England: Este projeto foi o primeiro sistema HVDC multiterminal em grande escala a ser comissionado. Nele, a energia gerada pela hidrelétrica de *La Grande II*, em *James Bay*, é convertida em c.c. na subestação de *Radisson* e transmitida por meio do sistema multiterminal para cargas localizadas em *Montreal* e *Boston* [18].

O projeto foi concebido em partes. No ano de 1986, a transmissão HVDC bipolar consistia em duas estações conversoras, cada uma com capacidade de 690 MW [17]. Os terminais ficam localizados em *Des Cantons (Quebec)* e *Comerford (New Hampshire)*. Na segunda parte, que

entrou em operação em 1990, a linha foi estendida desde o norte de *Des Cantons* até o terminal *Radisson* (capacidade de 2250 MW), localizada no interior do complexo hidrelétrico de *La Grande*, a uma distância de 1100 km. Além disso, houve também a extensão da linha desde o sul de *Comerford* para uma nova estação conversora de 1800 MW em *Sandy Pond*, *Massachusetts*. Em 1992, um outro terminal entrou em operação no sistema HVDC multiterminal, localizado em *Nicolet* (*Montreal*) com capacidade de 2138 MW [18].

Atualmente, a linha HVDC transmite até 2000 MW com tensão c.c. de  $\pm 450$  kV. Apesar dos benefícios em se ter um sistema flexível, com cinco terminais, foi decidido que as subestações de *Des Cantons* e *Comerford* fossem suspensas da integração comercial do sistema HVDC multi-terminal [18].

- Gesha: O primeiro sistema HVDC em extra-alta tensão a ser implantado na China transmite energia elétrica da usina hidrelétrica de *Gezhouba* na província de *Hubei*, na China central, até a metrópole de *Shangai*. O sistema de transmissão de energia é bipolar, sendo que cada polo é constituído por conversores de 12 pulsos, baseados em tiristores refrigerados a água. A capacidade de transmissão da linha de aproximadamente 1000 km chega a 1200 MW, com um nível de tensão de ±500 kV, e foi comissionado em 1989 [18].
- **Tian-Guang**: O sistema HVDC de *Tian-Guang* transmite até 1.800 MW de energia elétrica da usina hidrelétrica de *Tianshengqiao* no sudoeste da China para a cidade de *Guangzhou*, no sul, a uma distância de 960 km. Este sistema, tal como *Gesha*, é bipolar com conversores de 12 pulsos, constituídos por tiristores refrigerados a água. Além disso, também transmite energia em extra-alta tensão (±500 kV). Filtros c.c. foram implementados neste sistema com a finalidade de absorver harmônicos, evitando assim interferências nas linhas de comunicação vizinhas. O comissionamento ocorreu no ano 2000 [18].
- Italy-Greece Link: O elo HVDC que interliga a Itália à Grécia foi comissionado em 2001 com uma capacidade de transmissão de 500 MW a uma tensão de 400 kV. Este sistema consiste em uma linha monopolar conectando *Galatina* (Itália) e *Arachthos* (Grécia), sendo que a energia transmitida pode fluir em ambos os sentidos [22].

O comprimento total da linha c.c. é de aproximadamente 315 km, sendo que 160 km são compostos por cabos submarinos. A longa distância a ser percorrida pelo mar foi um fator preponderante para a escolha da transmissão HVDC. É importante ressaltar que o projeto pode ser expandido para uma linha bipolar com capacidade de 1000 MW de potência [22].

- East-South Interconnection: Este sistema, comissionado em 2003, transmite energia a partir da região oriental da Índia, na província de Orissa para a parte sul, na província de Karnataka, por meio de uma configuração HVDC bipolar. Com a interligação destas duas estações assíncronas, é possível assegurar uma transferência de energia confiável e flexível em todo o país. Este é o sexto projeto HVDC na Índia, o maior até agora em termos de capacidade de potência de transmissão (2500 MW à ±500 kV) e de distância (1450 km) [19].
- Três Gargantas-Changzhou/Guangdong/Shangai: A hidrelétrica de Três Gargantas, localizada na China, é a usina hidrelétrica com a maior capacidade de geração de energia do mundo. Ela é capaz de gerar até 22500 MW de potência, embora a sua capacidade atual seja de 18200 MW. Para aproveitar o potencial desta unidade geradora, foram construídas várias linhas

de transmissão que conectaram Três Gargantas com algumas cidades relativamente distantes, como Changzhou, Guangdong e Shangai. A transmissão HVDC se mostrou como uma alternativa economicamente viável nestes cenários, não só pelas distâncias envolvidas como também pela estabilidade das linhas, baixas perdas e até mesmo por questões ambientais [18], [23].

As três linhas HVDC que interligam as cidades de Changzhou, Guangdong e Shangai foram comissionadas em 2003, 2004 e 2006, respectivamente. Elas são bipolares e possuem capacidade de transmissão de 3000 MW à 500 kV [23].

- Norned: A linha que abrange 580 km interligando as subestações de Feda (Noruega) e Eemshaven (Holanda) é o maior cabo de alta tensão submarino do mundo. O sistema é composto por conversores de 12 pulsos ligados por uma linha monopolar c.c. de ±450 kV com capacidade de 700 MW de potência. Além da distância submarina, a conexão entre sistemas assíncronos e as baixas perdas na transmissão foram fatores decisivos para a escolha da tecnologia HVDC [24]. Este sistema foi comissionado em 2008, sendo que a interligação, que se baseia na combinação de mercados, tem levado à comercialização de energia entre os dois países. O sistema ainda aumentou a confiabilidade do fornecimento de eletricidade [18].
- Yunnan-Guangdong: O sistema de transmissão HVDC bipolar de Yunnan-Guangdong tem a capacidade de transmitir até 5.000 MW a partir da subestação de Chuxiong, na província de Yunnan, para centros de carga situados em Guangdong. A operação comercial do primeiro polo teve início em junho de 2009 e o dipolo completo entrou em operação em junho de 2010. O sistema, com uma tensão de transmissão c.c. de ±800 kV, estabeleceu uma nova dimensão no desenvolvimento de sistemas HVDC [19].
- Xiangjiaba-Shangai: O projeto HVDC de Xiangjiaba-Shangai é um dos primeiros a transmitir energia elétrica em ultra-alta tensão (±800 kV). O elo c.c. tem capacidade de transmitir até 6400 MW de potência, superando a linha de Itaipú como a maior existente no mundo neste requisito. Este sistema foi comissionado em julho de 2010, um ano antes do previsto [18], [19].

A energia gerada na usina hidrelétrica de Xiangjiaba, localizada no sudoeste da China, é transmitida ao centro industrial e comercial de Shangai a uma distância de 1980 km, sendo uma das ligações mais longas de transmissão aéreas do mundo. A tecnologia HVDC se torna atrativa nesta situação não só pelo fato de ser economicamente viável, como também por reduzir as perdas nos cabos e também por questões ambientais [25].

COMETA: O sistema HVDC denominado COMETA conecta a península espanhola com a ilha de Mallorca, a fim de atender a crescente demanda de energia elétrica na ilha. O sistema de transmissão com capacidade de 200 MW possui uma configuração bipolar, com condutor de retorno metálico. Um estação conversora está localizada perto da cidade de Valência na Espanha, e a outra estação está localizada em Santa Ponsa, perto da capital, Palma de Mallorca [19].

A ligação submarina COMETA, cujo nível de tensão c.c. é de 250 kV, atravessa o mar Mediterrâneo em uma profundidade máxima de 1.500 metros, tendo um comprimento de aproximadamente 250 km. Este sistema será composto de três cabos de mar, sendo um cabo de alta tensão por polo e um cabo de condutor de retorno metálico. O comissionamento está previsto para o final de 2011 [19]. Rio Madeira: O projeto HVDC de Rio Madeira está previsto para entrar em funcionamento no ano de 2012. O elo c.c. irá interligar a usina hidrelétrica de Rio Madeira, localizada na região amazônica do Brasil, até a subestação localizada em Araraquara, São Paulo, naquela que será a maior linha de transmissão c.c. existente no mundo em termos de distância (aproximadamente 2500 km) [18]. Devido a este fator, está sendo estudada a possibilidade de se transmitir energia em ultra-alta tensão (±800 kV). A capacidade de transmissão do elo c.c. deverá ser de 3150 MW [26].

#### 2.3.2 Constituição Básica

Um sistema HVDC clássico bipolar, como mostrado na figura 2.10, é composto basicamente pelos conversores, transformadores, filtros c.a., filtros c.c. e linhas de transmissão c.c.



Figura 2.10: Representação de um sistema HVDC clássico bipolar.

- Conversores: Os conversores têm a função de efetuar a conversão de c.a. para c.c. (retificador), na estação emissora, e de c.c. para c.a. (inversor), na estação receptora. Eles são ligados ao sistema de corrente alternada por meio de transformadores. Como dito na introdução do presente capítulo, os conversores que compõem o sistema HVDC clássico são denominados PCCs (*Phase Commutated Converters*), também conhecidos como CSCs (*Current Source Converters*), cuja estrutura é formada por tiristores. O conversor de seis pulsos mostrado na figura 2.1 pode ser usado tanto na retificação como na inversão. Contudo, em diversos sistemas HVDC clássicos, uma alternativa que vem sendo implementada com sucesso é a estrutura do conversor de doze pulsos, que nada mais é do que a ligação de duas pontes conversoras de seis pulsos. Estas pontes são conectadas no sistema c.a. por meio de transformadores, uma com ligação Y-Y e outra com ligação Y-Δ, conforme mostrado na figura 2.10. Desta forma, as correntes de 5º e 7º harmônicos que circularão pelos transformadores estarão em oposição de fase, reduzindo significativamente a distorção harmônica no sistema c.a. causada pelo chaveamento dos conversores [27], [28].
- **Transformadores**: Os transformadores conectam o barramento c.a. às pontes tiristorizadas, ajustando a tensão c.a. em um nível adequado para os conversores. Os transformadores são projetados de acordo com a potência a ser transmitida.
- Filtros c.a: Os conversores HVDC produzem correntes harmônicas no lado c.a. que devem ser limitadas por filtros c.a. Por exemplo, os filtros instalados no lado c.a. de um conversor de 12 pulsos são ajustados de tal forma a limitar as correntes de 11<sup>o</sup>, 13<sup>o</sup>, 23<sup>o</sup> e 25<sup>o</sup> harmônicos. No processo de chaveamento, os conversores tiristorizados consomem energia reativa, que é parcialmente compensada nos bancos do filtro c.a, sendo que o restante provém de bancos de capacitores.
- Filtros c.c: Os filtros alocados no barramento c.c. tem a função de reduzir o *ripple* de tensão provocado pelo chaveamento dos conversores do sistema HVDC. Estes filtros são utilizados principalmente para evitar interferências em linhas vizinhas, e não são necessários em sistemas *back-to-back*. No entanto, normalmente, é necessário instalar filtros c.c. se a transmissão for feita com cabos aéreos.
- Linhas de Transmissão c.c: Os cabos utilizados em sistemas HVDC são normalmente aplicados na transmissão submarina. Não existem limitações rigorosas quanto ao comprimento destes cabos, uma vez que as perdas na transmissão são bem menores do que em sistemas c.a. [12], [29]. Naturalmente, os mesmos não estão presentes em sistemas *back-to-back*. Para conexões terrestres, as linhas aéreas são normalmente utilizadas; no entanto, devido à preocupações ambientais, a tendência é que se utilize também cabos subterrâneos [12].

#### 2.3.3 Vantagens e Aplicações

A tecnologia c.a. tem se mostrado bastante eficaz na transmissão e distribuição de energia elétrica. No entanto, existem alguns casos em que não é possível ou viável aplicar tais métodos, seja por motivos técnicos, econômicos ou até mesmo ambientais. Com isso, a tecnologia HVDC está se consolidando como uma boa alternativa em vários sistemas, uma vez que apresentam uma série de vantagens com relação aos sistemas c.a. [1], [13], [16]. Algumas destas vantagens são listadas a seguir:

• conexão entre sistemas assíncronos ou de diferentes frequências (impossível em c.a.);

- controle rápido e preciso do fluxo de energia;
- aumento da margem de estabilidade do sistema c.a. sem aumentar a corrente de curto-circuito no ponto de conexão;
- redução das perdas em cabos subterrâneos e submarinos;
- linhas de transmissão e torres de sustentação em c.c. são mais baratas para uma mesma quantidade de energia transmitida.

A conexão entre sistemas assíncronos foi a principal proposta dos primeiros sistemas HVDC implantados no mundo. Contudo, existem várias situações em que os sistemas HVDC podem ser aplicados [12], tais como:

- transmissão de energia proveniente de geradores de grande porte por meio de longas distâncias como, por exemplo, a conexão de hidrelétricas remotas à centros de carga;
- transmissão de energia em centros de carga "congestionados", onde não é possível construir novas unidades geradoras para suprir a demanda local. Cabos c.c. subterrâneos são normalmente utilizados nestas situações;
- controle preciso do fluxo de energia. Em sistemas HVDC, a característica de permitir total controle do fluxo de potência ativa resulta em uma grande flexibilidade de operação do sistema, mesmo em situações de contingência ou faltas [30].

Com relação ao aspecto econômico, os sistemas HVDC dependem de diversos fatores, tais como a capacidade de potência a ser transmitida, condições ambientais, entre outros, sendo que os conversores e os transformadores geralmente são os equipamentos que possuem o maior custo neste tipo de sistema [13]. Em comparação com as redes c.a. convencionais, os sistemas HVDC são mais baratos a partir de uma certa distância de transmissão. Na figura 2.11, por exemplo, observa-se que o sistema HVDC se torna economicamente mais viável que uma rede c.a. à partir de aproximadamente 600 km, para uma capacidade de potência de 2000 MW [13].



Figura 2.11: Custo (em milhões de dólares) por distância para transmissão de 2000 MW.

#### 2.4 Sistema VSC-HVDC

#### 2.4.1 Histórico

Nos dias atuais, os sistemas VSC-HVDC estão presentes na transmissão e distribuição de energia elétrica em diversas aplicações, sendo uma tecnologia considerada bem estabelecida para sistemas de média potência [31]. Do ponto de vista técnico, vários sistemas VSC-HVDC já foram implantados desde a penúltima década com resultados bastante satisfatórios. Alguns destes sistemas são apresentados a seguir [18], [32].

Hällsjön: A primeira aplicação de um sistema VSC-HVDC aconteceu em março de 1997 entre Hällsjön e Grängesberg, na Suécia. O objetivo principal era apenas testar a transmissão c.c. com elo em tensão contínua. A linha monopolar construída tem 10 km de comprimento e pode transmitir até 3 MW de potência à ±10 kV de tensão [18], [32], [33].

Esta linha pode ajudar a alimentar tanto a rede c.a. localizada em *Grängesberg* como também suprir uma parcela isolada desta rede. Neste último caso, o sistema controla tanto a tensão como a frequência de uma carga passiva sem nenhuma fonte de energia [18], [32], [33].

• Gotland: O sistema de *Gotland*, uma ilha sueca localizada no mar Báltico, é considerado o primeiro projeto comercial de um VSC-HVDC. Neste sistema, cabos submarinos de 70 km e cabos subterrâneos de 80 km conectam os geradores eólicos localizados na ilha de *Gotland* até os centros de carga em *Visby*, no continente sueco [32], [34].

Os principais motivos para a escolha deste tipo de transmissão foram a necessidade de lidar com os problemas de qualidade da energia decorrentes dos geradores eólicos, bem como garantir a estabilidade dinâmica da rede c.a. [32], [34].

A linha de transmissão c.c. de *Gotland* possui uma capacidade de 50 MW de potência e foi comissionado em junho de 1999, com uma tensão c.c. de  $\pm 80 \text{ kV}$  [18], [34].

Terranora Interconnector: O projeto de Terranora (anteriormente conhecido como Direct Link) consiste em um sistema de transmissão VSC-HVDC de 180 MW, divididos em três elos c.c. de 60 MW conectados em paralelo, que interliga duas redes c.a. localizadas na Austrália, mais precisamente nos estados de New South Wales e Queensland. O comissionamento ocorreu no ano 2000, e o nível de tensão da linha c.c. é de ±80 kV [18], [32].

A conexão assíncrona entre as duas redes c.a. e a facilidade de controlar o fluxo de potência entre as subestações foram fatores consideráveis para a escolha do VSC-HVDC para a transmissão de energia. Além disso, os cabos subterrâneos de 59 km minimizam os efeitos ambientais e estéticos causados por linhas aéreas convencionais [18], [32].

• **Tjaereborg**: O projeto de *Tjaereborg*, cujo comissionamento se deu no ano 2000, teve como principal objetivo demonstrar a eficiência da tecnologia VSC-HVDC na transmissão de energia elétrica gerada em parques eólicos. Neste sistema, dois cabos submarinos de 4, 3 km transmitem energia à 8 MVA, com tensão c.c. de  $\pm 9$  kV, interligando os geradores eólicos *onshore* de *Tjaereborg* até a parte oeste da Dinamarca [32], [35].

A principal motivação para o projeto VSC-HVDC de *Tjaereborg* é o plano das concessionárias de energia da Dinamarca de instalar cinco parques eólicos offshore de 150 MW cada. Dentro dos próximos 30 anos, a intenção é instalar 4000 MW de energia proveniente de parques eólicos

offshore, correspondendo a cerca de 40 a 50% da capacidade total instalada no país [18], [32], [35].

• Eagle Pass: A subestação de *Eagle Pass* está localizada no estado do *Texas*, perto da fronteira dos Estados Unidos com o México. A carga neste local é alimentada por duas linhas de 138 kV e, devido à estrutura da rede e à distância relativamente grande do sistema de geração, esta área sofre com problemas de instabilidade de tensão, diminuindo a confiabilidade do fornecimento de potência no lado americano da fronteira [32], [36].

Dessa forma, o projeto VSC-HVDC instalado conecta a subestação de *Eagle Pass*, nos Estados Unidos, até *Piedras Negras*, no México, com o objetivo de atenuar possíveis problemas de instabilidade de tensão. Além disso, o sistema VSC-HVDC permite o fluxo de energia em qualquer direção entre estas duas subestações. Este sistema entrou em operação no ano 2000 e possui a configuração *back-to-back*, transmitindo energia em 36 MW com uma tensão c.c. de  $\pm 15, 9$  kV [18], [32], [36].

• Cross Sound Cable: O sistema de *Cross Sound Cable* consiste em uma conexão submarina entre *Shoreham*, na ilha de *Long Island*, e a cidade de *New Haven*, localizada no estado de *Connecticut*, ambas nos Estados Unidos [37].

O elo foi construido com o objetivo de fornecer energia elétrica para a rede de *Long Island*, além de promover a comercialização entre geradores e consumidores das regiões envolvidas e aumentar a confiabilidade de ambas as redes. Os cabos submarinos de 40 km de comprimento transmitem energia em 330 MW, sendo que este sistema foi comissionado no ano de 2002. O nível de tensão c.c. dos cabos é de 150 kV [18], [32], [37].

Murray Link: O sistema de Murray Link, que conecta os estados australianos de South Australia e Victoria a uma distância de 180 km, é considerado o sistema de transmissão subterrâneo mais longo do mundo. Os cabos utilizados nesta conexão transmitem energia em 220 MW, a uma tensão c.c. de ±180 kV [18].

As principais razões para a escolha da tecnologia VSC-HVDC incluem a melhoria da margem de estabilidade da tensão nas redes conectadas, feita por meio do controle independente de tensão dos conversores, e a comercialização da energia elétrica entre as duas regiões. O sistema entrou em operação em outubro de 2002 [18], [38].

Troll A: O sistema denominado *Troll A*, comissionado em 2005, é considerado como o primeiro sistema VSC-HVDC offshore do mundo, consistindo na conexão entre a estação retificadora localizada na cidade de *Kolsness* até a plataforma *Troll A*, na Noruega, por meio de cabos submarinos. A tecnologia VSC-HVDC foi escolhida para o fornecimento de energia elétrica ao sistema de pré-compressão da plataforma devido ao baixo peso e por ocupar menor espaço na plataforma, se comparado aos sistemas convencionais [18], [39].

A conexão entre os conversores é feita através de dois cabos submarinos com tensão c.c. de  $\pm 60$  kV, com capacidade de 84 MW a uma distância de 70 km. O inversor localizado na plataforma é diretamente ligado a um motor VHV (*Very High Voltage*) do sistema de pré-compressão, com o objetivo de acionar o motor VHV (uma máquina síncrona) com tensão e frequência variáveis [18], [39].
Estlink: O elo de transmissão em corrente contínua denominado *Estlink* opera a uma tensão c.c. de ±150 kV, com capacidade de 350 MW de potência ativa que pode fluir em qualquer direção. Este projeto entrou em operação a partir de dezembro de 2006, conectando as redes nacionais da Estônia e da Finlândia e permitindo a comercialização de energia elétrica entre a rede de *Nordel* e os países bálticos, sendo este um dos principais objetivos desta conexão [40].

O sistema VSC-HVDC foi escolhido neste caso devido à longa distância submarina envolvida, bem como a conexão de sistemas assíncronos. Os conversores são ligados por dois cabos de 105 km, dos quais 74 km são submarinos [40].

• Caprivi Link: O projeto de *Caprivi Link* consiste na ligação entre duas redes instáveis localizadas em Namibia, na África, mais precisamente nas estações de *Zambezi* e *Gerus*. Para garantir a estabilidade das redes em questão, a tecnologia VSC-HVDC foi a melhor alternativa para transmissão de energia elétrica entre estes dois locais [41].

O elo c.c. monopolar de 950 km possui tensão de  $\pm 350$  kV, e a potência nominal da linha é de 300 MW. Contudo, já existe um projeto de ampliação da capacidade nominal dos cabos aéreos (utilizados pela primeira vez em um sistema VSC-HVDC comercial) de transmissão para 600 MW, utilizando a configuração bipolar. A primeira parte deste projeto entrou em funcionamento a partir de 2010 [18], [41].

#### 2.4.2 Constituição Básica

Um sistema VSC-HVDC típico, mostrado na figura 2.12, consiste nos conversores, transformadores, filtros c.a., reatores, capacitores c.c. e linhas de transmissão c.c.



Figura 2.12: Representação de um sistema VSC-HVDC típico.

• **Conversores**: Os conversores VSC utilizados em sistemas HVDC são, em sua maioria, formados pelas topologias de dois e três níveis, como mostram respectivamente as figuras 2.3 e 2.13.

A ponte de dois níveis é a configuração mais simples que pode ser utilizada para a construção de um conversor VSC trifásico com comutação forçada. Tem sido amplamente utilizada em muitas aplicações, em diversos níveis de potência. Como mostrado na figura 2.3, o conversor de dois níveis é composto por seis chaves. Ele é capaz de gerar dois níveis de tensão:  $-0, 5 U_{DC}$  e +0, 5 $U_{DC}$  (em que  $U_{DC}$  é a tensão c.c.). Já o conversor de três níveis é composto por quatro chaves em cada braço do conversor. Ele pode gerar a tensão resultante no terminal c.c. composto por três níveis de tensão:  $-0, 5 U_{DC}, 0 e +0, 5 U_{DC}$ .

Estes conversores empregam IGBTs ou GTOs como semicondutores de potência, sendo que um

opera como retificador e o outro, como inversor. Eles podem estar conectados na forma *back-to-back* ou por linhas c.c. longas, dependendo da aplicação.



Figura 2.13: Conversor VSC de três níveis.

- **Transformadores**: Normalmente, os conversores estão ligados ao sistema de corrente alternada por meio de transformadores. A função mais importante dos transformadores é transformar a tensão do lado c.a. a um nível adequado para o conversor.
- Filtros c.a: A tensão c.a. proveniente dos conversores VSC contém componentes harmônicas causadas pelo chaveamento dos semicondutores. Os harmônicos gerados pelo sistema c.a. devem ser limitados, a fim de evitar o mau funcionamento dos equipamentos do sistema. Os filtros c.a. passa-baixa são instalados para atenuar esses harmônicos de ordem elevada.

Com conversores VSC, não é necessário compensar qualquer potência reativa, sendo que as correntes harmônicas no lado c.a. estão diretamente relacionadas com a frequência da modulação PWM. Portanto, a quantidade de filtros neste tipo de conversores é reduzida, quando comparado com conversores comutados pela rede.

- Reatores: Os reatores são usados para controlar tanto o fluxo de potência ativa como a reativa, por meio da regulação das correntes que passam por eles. Os reatores também funcionam como filtros c.a. para reduzir as correntes harmônicas c.a. de frequência alta, causadas pelo chaveamento dos VSCs.
- Capacitores c.c: No lado c.c. existem dois capacitores de igual dimensão. O tamanho destes capacitores depende da tensão c.c. requerida. A principal função deles é armazenar a energia necessária para manter a tensão c.c. em um patamar fixo, reduzindo o *ripple* de tensão c.c. sobretudo em regime transitório.
- Linhas de Transmissão c.c: Nos cabos utilizados em sistemas VSC-HVDC, o isolamento é feito de um polímero extrudado com articulações pré-fabricadas. Cabos poliméricos são a escolha preferida para HVDC, principalmente devido à sua resistência mecânica, flexibilidade e baixo peso. Esta tecnologia é utilizada normalmente em linhas subterrâneas longas.

## 2.4.3 Vantagens e Aplicações

A principal diferença entre o sistema HVDC clássico e o VSC-HVDC consiste na maior facilidade de controle deste último. Este fato o leva a uma série de vantagens, sendo que algumas delas são apresentadas a seguir [12], [13], [31]:

- controle independente do fluxo de potência ativa e reativa;
- redução dos riscos de falhas de comutação;
- dispensa a compensação de reativos;
- imunidade sobre distúrbios na rede para o processo de comutação das chaves;
- tempo de implantação de projetos relativos a esta tecnologia é mais curto;
- filtros no lado c.a. com menores elementos reativos e, portanto, mais baratos e compactos.

Tais benefícios trazidos por sistemas VSC-HVDC podem torná-los atraentes em diversas aplicações, tais como [42-44]:

- alimentação de ilhas e redes c.a. passivas: os conversores VSC são aptos para sintetizar tensões c.a. em uma frequência pré-determinada, sem a presença de máquinas rotativas. Com isso, os sistemas VSC-HVDC podem ser usados para abastecer instalações industriais isoladas ou conectar parques eólicos de grande porte localizados em ilhas, importando a energia elétrica de menor custo da rede elétrica localizada em terra;
- sistemas multiterminais: o barramento c.c. dos conversores VSC é uma fonte de tensão com polaridade fixa. Sendo assim, outras conexões em paralelo com VSCs são permitidas, possibilitando a criação de redes multiterminais. É importante ressaltar que, neste tipo de configuração, a comunicação entre os conversores é mínima, o que facilita o controle dos mesmos;
- potência elétrica adicional para centros urbanos: o aumento da capacidade de transmissão de energia em grandes centros de carga por meio da inserção de novos condutores é caro e muitas vezes difícil para ser implementado, devido as permissões para a área de passagem. Os cabos c.c. ocupam menos espaço e podem transmitir maior quantidade de potência do que as linhas c.a, sendo uma solução mais viável nestas situações;
- interconexões de sistemas de potência: o fluxo de potência ativa e reativa em sistemas VSC-HVDC pode ser bidirecional. Também podem ser utilizados para conectar sistemas assíncronos. Ao contrário dos conversores PCC, não precisam de compensadores de reativos para o processo de comutação.
- acionamentos industriais: a configuração tradicional de acionamentos industriais utilizando cabos longos conduz a uma série de problemas associados a fenômenos de alta frequência, tais como sobretensões transitórias e distorções da forma de onda de tensão nos terminais da máquina elétrica. A configuração VSC-HVDC é uma alternativa interessante para a solução de tais problemas. Além disso, esta configuração pode oferecer vantagens adicionais, como o menor volume de cobre requerido nos cabos de potência.

## 2.5 Conclusões

Neste capítulo, uma visão geral dos sistemas HVDC e suas diferentes configurações foram descritas. Além disso, o histórico de aplicação de cada tecnologia, suas configurações básicas, as vantagens e aplicações do HVDC clássico e do VSC-HVDC foram apresentadas.

É interessante observar que os sistemas HVDC possuem algumas vantagens com relação aos sistemas c.a. convencionais a partir de uma certa distância de transmissão. Contudo, estes sistemas são aplicados na maioria das vezes para a transmissão de energia de um ponto a outro, o que se caracteriza como uma limitação para esta tecnologia. O sistema c.a. ainda é mais utilizado quando se deseja distribuir energia para vários pontos, sobretudo pela utilização dos transformadores que possibilitam a mudança dos níveis de tensão para a transmissão.

A evolução dos conversores VSC para aplicações em sistemas de energia elétrica permite que a transmissão em corrente contínua possa ser implementada em redes com vários terminais. Além disso, os sistemas VSC-HVDC levam a muitas vantagens de cunho econômico e ambiental que podem ser exploradas em transmissões de energia para localidades de difícil acesso, bem como em acionamentos a longa distância de máquinas de potência elevada. A possibilidade de conexões com vários conversores formando redes multiterminais será analisada em dois estudos de casos apresentados no decorrer deste trabalho, sendo que o primeiro é caracterizado por um sistema VSC-HVDC com quatro terminais simulado no programa de análise *Matlab*, enquanto o segundo consiste em um protótipo experimental em baixa tensão, na configuração *back-to-back*.

# Capítulo 3

# Modelos Matemáticos e Controle de Sistemas VSC-HVDC Multiterminais

A representação dos sistemas VSC-HVDC multiterminais deve ser feita de acordo com um modelo matemático, com o intuito de se analisar e projetar os parâmetros dos mesmos de forma precisa. Com isso, é possível adotar estratégias de controle que sejam adequadas ao correto funcionamento de tais sistemas. Estes são os temas centrais abordados no presente capítulo.

# 3.1 Introdução

A utilização dos conversores VSC em sistemas de transmissão e distribuição de energia traz diversas vantagens em relação aos sistemas HVDC clássicos. Uma das principais contribuições destes conversores advém da possibilidade de sintetizar tensões c.a. com dois graus de liberdade, ou seja, existem dois parâmetros que podem ser modificados de forma independente que, neste caso, são a amplitude e o defasamento angular da tensão de saída. Isto faz com que o conversor VSC consiga efetuar o controle do fluxo de potência ativa e reativa na transmissão de energia de forma independente, o que não ocorre com os sistemas HVDC clássicos devido ao fato dos conversores baseados à tiristores possuirem apenas um grau de liberdade, que é o ângulo de disparo das chaves.

Esta maior flexibilidade, juntamente à polaridade de tensão fixa nos modos retificador e inversor de operação, faz do conversor VSC o componente central no desenvolvimento de sistemas com vários terminais. O diagrama esquemático de um sistema desta natureza é mostrado na figura 3.1.

Cada um dos conversores é capaz de adotar estratégias de controle diferentes, dependendo das necessidades específicas de cada terminal. Os VSCs podem monitorar e controlar tanto os parâmetros do lado c.c. como aqueles no lado c.a.

No lado c.c., o VSC-HVDC pode controlar a tensão no barramento c.c., o fluxo de potência ativa e reativa ou a corrente c.c. Quando o conversor está fornecendo energia a cargas passivas, nenhum dos parâmetros c.c. pode ser controlado. No lado c.a, o VSC-HVDC pode controlar a tensão c.a. ou a potência reativa, dependendo do tipo de rede na qual o conversor está conectado. A frequência de saída também pode ser controlada opcionalmente no barramento c.a. [12].

As redes c.a. podem ser classificadas em redes ativas, que são subdivididas em redes rígidas e fracas, e passivas, dependendo da variação da tensão c.a. no ponto de conexão com os conversores, comumente denominado de ponto de acoplamento comum (PAC) [45]. Quando uma rede c.a. é denominada como rígida, significa que a tensão c.a. no PAC permanece constante, independentemente da magnitude e da



Figura 3.1: Diagrama esquemático de um sistema VSC-HVDC multiterminal.

direção do fluxo de potência ativa e reativa. Nas redes fracas, a tensão c.a. no PAC muda com o fluxo de energia. Isso acontece devido às quedas de tensão significativas ao longo dos cabos e é geralmente associada a linhas de transmissão longas. A tensão c.a. na rede passiva é totalmente dependente da tensão de saída do VSC.

Neste trabalho, as redes rígidas são modeladas por fontes de tensão c.a. trifásicas ideais com potência de curto-circuito elevadas, de amplitude constante, em série com uma resistência e uma indutância, enquanto as redes passivas são modeladas como cargas resistivas e indutivas. As máquinas assíncronas, também presentes nos sistemas a serem analisados, podem se comportar como redes ativas ou passivas, dependendo do modo de operação das mesmas.

# 3.2 Configurações de Controle de Sistemas VSC-HVDC

Existem três tipos de redes c.a. que podem ser conectadas aos conversores VSC, denominadas redes rígidas, fracas e passivas. De acordo com as características da rede à qual estão conectados, os terminais c.a. dos conversores VSC-HVDC podem ser classificados em duas categorias [45]:

- VSC-HVDC em redes c.a. passivas: nas conexões com redes c.a. passivas, a única fonte de tensão provém do terminal c.a. do conversor. Assim sendo, o objetivo de tal sistema é controlar a amplitude, a frequência e o defasamento angular das tensões de linha c.a.
- VSC-HVDC em redes c.a. ativas: quando o terminal c.a. do conversor VSC está conectado a uma rede c.a. ativa, as tensões de linha também podem ser controladas, assim como acontece nas redes passivas. Se a rede ativa é rígida, a tensão c.a. se manterá em um patamar constante e o terminal c.a. do conversor será responsável por controlar o fluxo de potência reativa no lado c.a. No caso da rede ativa ser fraca, a tensão c.a. pode ser controlada por meio da compensação de potência reativa. Considerando ainda os métodos de controle de tensão c.c. constante ou potência ativa constante, existem quatro possibilidades de controle diferentes: tensão c.a. e

potência ativa constantes  $(P-V_{ca})$ , tensões c.a. e c.c. constantes  $(V_{cc}-V_{ca})$ , potência ativa e reativa constantes (P-Q) e potência reativa e tensão c.c. constantes  $(Q-V_{cc})$ .

Assim, as formas distintas de se controlar conversores conectados em redes ativas e passivas levam a cinco configurações para o controle de sistemas VSC-HVDC [45]. São elas:

- Tensão c.a. para cargas passivas: na alimentação de cargas passivas, o objetivo de controle é manter constante a forma de onda das tensões de linha c.a. no PAC. O fluxo de potência ativa e reativa é dependente dos componentes da rede passiva e, portanto, não são desacopladas.
- Controle P- $V_{ca}$ : a configuração P- $V_{ca}$  é usada quando o conversor VSC está conectado a uma rede ativa fraca que necessita de fluxo de potência ativa constante. Se a tensão c.a. da rede não se mantém fixa por si só, o conversor VSC deve atuar para este fim. O fluxo de potência ativa também deve ser controlado de acordo com o chaveamento do VSC.
- Controle V<sub>cc</sub>-V<sub>ca</sub>: este tipo de controle é aplicado em sistemas VSC-HVDC em que o conversor ligado a uma rede fraca deve manter constante a tensão no barramento c.c, por meio da compensação de potência ativa. A tensão c.a. também é regulada pela ação do VSC, por meio da compensação de potência reativa.
- Controle *P-Q*: no controle *P-Q*, as potências ativa e reativa devem ser mantidas em valores definidos quando um conversor VSC é ligado a uma rede rígida. Estas grandezas podem ser controladas de forma independente. De modo geral, a referência de potência reativa é fixado em um valor nulo, a fim de se obter um fator de potência elevado na entrada do conversor.
- Controle Q-V<sub>cc</sub>: quando o conversor é conectado a uma rede rígida e é desejável se manter constante a tensão c.c, a configuração Q-V<sub>cc</sub> deve ser aplicada. A potência reativa deve ser transportada pela rede c.a. rígida para consumo até outra estação c.a. ligada no sistema VSC-HVDC.

# 3.3 Conversor VSC Operando como Retificador

Em sistemas VSC-HVDC, o conversor ligado ao sistema de geração de energia opera no modo retificador. Seu circuito é ilustrado na figura 3.2, para uma configuração baseada em um conversor VSC de três níveis.

As constantes  $R \in L$  representam a resistência e a indutância totais referentes ao transformador e aos reatores em cada fase.  $V_{abc}$  e  $i_{abc}$  representam as tensões e correntes no ponto de acoplamento comum entre o sistema VSC-HVDC e o sistema de geração c.a. Este ponto é uma referência para a medição das variáveis elétricas no lado c.a.  $V_{abc1}$  são as tensões sintetizadas pelo retificador.

Aplicando a Lei de Kirchoff no lado c.a, tem-se:

$$V_{abc1} - V_{abc} = Ri_{abc} + L \frac{di_{abc}}{dt}$$

$$(3.1)$$

Para dar continuidade ao estudo do retificador, é necessário definir as transformações utilizadas no sistema de coordenadas, uma vez que o modelo obtido é bastante dependente da representação das grandezas trifásicas em outros referenciais. Para isso, considera-se o sistema de eixos mostrados na figura 3.3.



Figura 3.2: Diagrama esquemático do circuito retificador de um sistema VSC-HVDC.



Figura 3.3: Sistema de eixos de referência para as transformações.

A transformação de coordenadas do sistema *abc* para  $\alpha\beta$  é na realidade uma transformação algébrica de tensões trifásicas para um sistema de referência estacionário, porém com as coordenadas ortogonais entre si. Isto quer dizer que as tensões representadas no referencial  $\alpha\beta$  são senoidais e defasadas de 90°. Esta transformação, conhecida como Transformação de Clarke, é dada por:

$$\begin{bmatrix} V_{\alpha} \\ V_{\beta} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & -\frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a} \\ V_{b} \\ V_{c} \end{bmatrix}$$
(3.2)

De maneira similar, a transformação de Park consiste na representação das tensões no sistema girante dq. A relação é dada por:

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} sen(\theta) & cos(\theta) \\ cos(\theta) & -sen(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_\alpha \\ V_\beta \end{bmatrix}$$
(3.3)

Se o referencial dq gira com a mesma velocidade angular que o vetor tensão, as projeções deste vetor no eixo d e no eixo q são valores constantes. Vale ressaltar que a velocidade angular do referencial síncrono equivale à frequência angular relacionada às variações temporais das grandezas trifásicas.

Aplicando a transformação de Clarke nas variáveis do lado c.a. do retificador, relacionadas na equação (3.1), obtém-se:

$$V_{\alpha\beta1} - V_{\alpha\beta} = Ri_{\alpha\beta} + L\frac{di_{\alpha\beta}}{dt}$$
(3.4)

De acordo com a transformação de Park, as tensões e correntes da equação (3.4) podem ser representadas como segue:

$$V_{\alpha\beta1} = V_{dq1}e^{j\omega t}$$
$$V_{\alpha\beta} = V_{dq}e^{j\omega t}$$
$$i_{\alpha\beta} = i_{dq}e^{j\omega t}$$

em que  $\omega$  é a frequência da componente fundamental das tensões no lado c.a. Substituindo estes valores na equação (3.4), tem-se:

$$V_{dq1}e^{j\omega t} - V_{dq}e^{j\omega t} = Ri_{dq}e^{j\omega t} + L\frac{di_{dq}e^{j\omega t}}{dt}$$
(3.5)

Dividindo a equação por  $e^{j\omega t}$ :

$$V_{dq1} - V_{dq} = Ri_{dq} + j\omega Li_{dq} + L\frac{di_{dq}}{dt}$$

$$(3.6)$$

Rearranjando a equação (3.6) na forma matricial, tem-se:

$$L\frac{d}{dt}\begin{bmatrix}i_d\\i_q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}V_{d1}\\V_{q1}\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}V_d\\V_q\end{bmatrix} - R\begin{bmatrix}i_d\\i_q\end{bmatrix} - \omega L\begin{bmatrix}0&1\\-1&0\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_d\\i_q\end{bmatrix}$$
(3.7)

A matriz  $\begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}$  representa a rotação de 90° nos vetores  $i_d \in i_q$ . Baseado na equação (3.7), os circuitos equivalentes do retificador nos eixos  $d \in q$ , vistos pelo lado c.a, são mostrados na figura 3.4.



Figura 3.4: Circuitos equivalentes nos eixos  $d \in q$  no lado c.a. do retificador.

No lado c.c, a equação da tensão no capacitor é dada por:

$$i_c - i_{cc} = C \frac{dV_{cc}}{dt} \tag{3.8}$$

em que  $i_c$  é a corrente de saída do conversor,  $i_{cc}$  é a corrente que circula na linha c.c. longa e  $V_{cc}$  é a tensão no lado c.c. do conversor VSC.

As potências ativa e reativa absorvidas da rede também podem ser representadas no referencial síncrono dq [46], [47]. Considerando as tensões e correntes de sequência zero nulas, o cálculo dessas grandezas é dado por:

$$P = \frac{3}{2} (V_d i_d + V_q i_q) = V_{cc} i_c$$
(3.9)

$$Q = \frac{3}{2} (V_d i_q - V_q i_d) \tag{3.10}$$

A estratégia de controle do retificador consiste basicamente no controle das componentes  $i_d$  e  $i_q$ , de forma a manter constante a potência reativa, dada pela equação (3.10), e a tensão no capacitor, dada pela equação (3.8), independentemente do fluxo de potência ativa, dada pela equação (3.9).

Na estrutura básica de controle, mostrada na figura 3.5, o valor de referência da componente  $i_q$  é determinado pelo controlador de tensão do barramento c.c., enquanto o valor de referência da componente  $i_d$  é obtido de acordo com a referência de potência reativa a ser injetada ou drenada da rede. As componentes  $i_d$  e  $i_q$  e seus valores de referência, juntamente com as tensões da rede, são os valores de entrada do controlador de corrente, lembrando que uma escolha adequada das referências de tensão e corrente no sistema dq simplifica de forma significativa o controle do retificador [48].



Figura 3.5: Diagrama em blocos do retificador, mostrando todos os seus blocos funcionais.

As seções seguintes são dedicadas à descrição de cada um dos blocos funcionais que compõem o retificador de um sistema VSC-HVDC.

#### 3.3.1 PLL Trifásico

Desbalanceamento de fases, afundamentos de tensão e distorções harmônicas são problemas comuns enfrentados por equipamentos ligados a rede elétrica. Circuitos PLL (*Phase Locked Loop*) possuem a função de sincronizar a rede elétrica com o sistema a ser controlado, garantindo informações precisas sobre a amplitude, fase e frequência das tensões da rede. Estes valores são essenciais para qualidade do controle e operação correta do conversor.

Em sistemas VSC-HVDC, se o conversor está conectado a uma carga passiva, existe apenas uma fonte de tensão c.a. (que é o próprio terminal c.a. do conversor) e não haveria necessidade de sincronização. Para as outras situações, em que o conversor VSC está conectado à uma rede c.a. ativa, as informações de amplitude, frequência e fase do PAC devem ser detectadas, e o conversor deve estar sincronizado de acordo com estas grandezas. Tal ação é feita pelo PLL.

O circuito PLL utilizado neste trabalho tem como referência o método desenvolvido em [49]. O diagrama esquemático de tal método é apresentado na figura 3.6.



Figura 3.6: Diagrama em blocos do PLL implementado.

O objetivo da malha vista na figura 3.6 é "atracar" o vetor tensão em um dos eixos da referência síncrona dq. No caso, se  $V_d$  é igual a zero, a projeção do vetor tensão no eixo d é nula. Com isso, a informação instantânea de amplitude, frequência e fase das tensões de entrada ficam concentradas nos valores de  $V_q$ ,  $\omega \in \theta$ , respectivamente.  $\omega_{ff}$  é um comando que tem como objetivo básico aumentar a velocidade de resposta da malha. O valor de  $\omega_{ff}$  é igual à frequência angular das tensões da rede  $(2\pi \cdot 60 \text{ rad/s})$ . Sendo assim, a malha fechada fica encarregada de corrigir apenas os desvios em relação a este valor.

A função de transferência do controlador PI, presente na malha de controle do PLL, é dada por:

$$C(s) = \frac{K_p s + K_i}{s}$$

e o seu ajuste pode ser feito de acordo com o método de alocação de polos [50-52]. Segundo o modelo linear desenvolvido em [52], os valores dos ganhos proporcional e integral, dados respectivamente por  $K_p$  e  $K_i$ , podem ser obtidos como:

$$K_i = \omega_c^2 \tag{3.11}$$

$$K_p = 2 \cdot \xi \cdot \sqrt{\frac{K_i}{V_q}} \tag{3.12}$$

Observa-se nas equações (3.11) e (3.12) que os valores dos ganhos do controlador dependem da banda passante da malha, do fator de amortecimento e da tensão em eixo q, dados respectivamente por  $\omega_c$ ,  $\xi \in V_q$ . É importante ressaltar também que a escolha destes parâmetros leva à localização desejada dos polos de malha fechada deste sistema. Considerando o valor de  $\xi$  como o fator de amortecimento ótimo, aproximadamente igual a 0,707, a banda passante  $\omega_c = 628, 32$  rad/s e a tensão  $V_q$  normalizada em 1 pu, por exemplo, obtém-se os seguintes valores aproximados para os ganhos:

$$K_p = 890$$
$$K_i = 400000$$

Para avaliar o desempenho do PLL no que tange à rejeição de perturbações, foram realizadas simulações da malha de controle vista na figura 3.6 com os ganhos considerados nesta seção, com o auxílio da ferramenta computacional *Matlab*. Na figura 3.7, são mostradas as tensões trifásicas aplicadas na entrada do PLL, observando que existe um afundamento de 0,5 pu em uma das fases, com duração de 50 ms. A figura 3.8 mostra o ângulo de saída gerado pelo PLL referente à aplicação da entrada. Observa-se que o comportamento da variável de saída é satisfatório mesmo com a presença do distúrbio, ou seja, o PLL consegue informar corretamente o valor do ângulo de fase da rede para o sincronismo do conversor.



Figura 3.7: Tensões de entrada do PLL em p.u. com distúrbio na fase A.

#### 3.3.2 Malhas de Controle

O terminal c.a. do conversor VSC que opera como retificador é, de modo geral, conectado a um sistema de geração de energia. Considerando que este sistema seja uma rede rígida, é possível adotar duas estratégias de controle distintas para este conversor, que são as configurações P-Q e  $Q-V_{cc}$ , como visto na seção 2.2. Entretanto, nos sistemas VSC-HVDC multiterminais, o retificador é ligado a vários



Figura 3.8: Tensão de entrada da fase A e ângulo de saída gerado pelo PLL.

inversores por meio do barramento c.c, sendo que uma das principais funções deste retificador é manter a tensão neste barramento constante, de forma a não comprometer o funcionamento dos inversores que estão conectados a diversos tipos de redes ativas e/ou passivas.

Assim sendo, o retificador aplicado a tais sistemas deve implementar a estratégia de controle Q- $V_{cc}$ , isto é, deve manter a tensão no barramento c.c. constante e controlar o fluxo de potência reativa a ser injetado ou consumido das redes c.a. interligadas ao sistema VSC-HVDC. A descrição destas malhas de controle, bem como das malhas internas de corrente, é feita a seguir.

#### Malhas de Controle de Corrente

As análises para as malhas internas de controle de corrente são baseadas na equação (3.7), que pode ser expandida nas equações (3.13) e (3.14).

$$L\frac{di_d}{dt} = V_{d1} - V_d - Ri_d - \omega Li_q \tag{3.13}$$

$$L\frac{di_q}{dt} = V_{q1} - V_q - Ri_q + \omega Li_d \tag{3.14}$$

lembrando que R e L representam a resistência e a indutância do transformador já referidos ao secundário. Os valores considerados são de 0,01 pu e 0,0002 pu, respectivamente.

Baseado nas equações (3.13) e (3.14), pode-se representar este sistema em diagrama de blocos, como mostrado na figura 3.9.

Um método eficaz para se obter uma melhor resposta dinâmica consiste em compensar o efeito das realimentações internas vistas no modelo, dadas pelo acoplamento cruzado das correntes  $i_{dq}$  e pelas



Figura 3.9: Diagrama em blocos representando o modelo do lado c.a. do retificador VSC.

tensões  $V_{dq}$  do gerador. Esta compensação é baseada na introdução de termos com mesmo módulo, mas com sinais distintos das realimentações do modelo físico, de acordo com a figura 3.10. Nesta figura, observa-se que as medições de corrente e tensão no lado c.a. são utilizadas para calcular as compensações a serem adicionadas no comando de corrente. O ganho dado pelo bloco  $\hat{\omega}\hat{L}$  é um valor estimado para a frequência angular (em rad/s) e para a indutância equivalente do transformador que liga o retificador ao PAC.

Com a implementação das compensações, o modelo da figura 3.9 pode ser simplificado. Na figura 3.11, é mostrada somente a malha de corrente  $i_d$ , uma vez que malha  $i_q$  é semelhante. É importante ressaltar que, com esta simplificação, as componentes de corrente no referencial síncrono dq podem ser controladas de forma independente entre si, embora a importância do desacoplamento dos termos  $\omega Li_d$  e  $\omega Li_q$  seja dependente da indutância no lado c.a. do conversor, bem como da frequência do sinal de entrada. Os termos  $Ri_d$  e  $Ri_q$  podem ser compensados de igual maneira, mas a magnitude relativa de aproximadamente 0, 2% de  $V_{dq}$  não possui influência significativa nas malhas e, portanto, não necessita ser compensada nos sistemas mostrados ao longo deste trabalho.

Com isto, a representação em espaço de estados para a malha aberta pode ser obtida como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = -\frac{R}{L} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} V_{d1} \\ V_{q1} \end{bmatrix}$$
(3.15)

$$y = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix}$$
(3.16)



Figura 3.10: Diagrama em blocos considerando a compensação das realimentações internas.



Figura 3.11: Diagrama em blocos simplificado da malha aberta de corrente  $i_d$ .

e a função de transferência da malha aberta de corrente  $i_d$  é:

$$\frac{I_d(s)}{V_{d1}(s)} = \frac{\frac{1}{L}}{s + \frac{R}{L}}$$
(3.17)

Para alocar os polos nas frequências desejadas e impor uma determinada dinâmica ao sistema, deve-se efetuar o fechamento das malhas de corrente e sintonizar os controladores de acordo com os requisitos de desempenho. Para tanto, é preciso efetuar a medição das correntes trifásicas, representálas no sistema de referência dq e compará-las com as referências de corrente neste mesmo referencial.

A estrutura a ser utilizada para o controlador consiste em uma ação de controle PI (proporcionalintegral), em que o ganho proporcional é alocado na realimentação da variável de estado [53], [54], como mostra a figura 3.12. Esta estrutura tem como principal característica a eliminação do zero em malha fechada, reduzindo assim o sobressinal da resposta transitória e aumentando seu tempo de estabilização [54].

Observa-se na figura 3.12 que, com o fechamento da malha e a inclusão do controlador, há um aumento na quantidade de variáveis de estado no sistema. Esta nova variável, denominada  $x_a$ , é a integral do erro entre a referência de corrente  $i_d^*$  e a corrente real  $i_d$ . Do diagrama, é possível verificar



Figura 3.12: Diagrama em blocos da malha fechada de corrente  $i_d.$ 

as seguintes relações matemáticas:

$$\frac{dx_a}{dt} = i_d^* - i_d \tag{3.18}$$

$$V_{d1} = \begin{bmatrix} K_p & K_i \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix}$$
(3.19)

A representação da malha fechada de corrente  $i_d$  no espaço de estados é dada pelas equações (3.20) e (3.21), apresentadas a seguir:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} + \frac{K_p}{L} & \frac{K_i}{L} \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} i_d^*$$
(3.20)

$$y = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix}$$
(3.21)

Outra representação possível para esta malha é dada por:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix} = A_{cl} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix} + B_{cl}V_{d1} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} i_d^*$$
(3.22)

$$y = \begin{bmatrix} 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ x_a \end{bmatrix}$$
(3.23)

em que  $V_{d1}$  é dado pela equação (3.19) e:

$$A_{cl} = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & 0\\ -1 & 0 \end{bmatrix}$$
(3.24)

$$B_{cl} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix}$$
(3.25)

A representação dada pelas equações (3.22) e (3.23), que são equivalentes as equações (3.20) e (3.21), pode ser utilizada para computar os ganhos do controlador PI. O procedimento mostrado a seguir possibilita o cálculo dos ganhos  $K_p$  e  $K_i$  de acordo com a localização desejada dos polos de malha fechada, e possui a restrição de que nenhum destes polos pode ser equivalente a algum polo de malha aberta [53].

Em primeiro lugar, deve-se obter a composição da matriz F, cujos elementos são dependentes dos valores dos polos de malha fechada. Tais polos são escolhidos segundo critérios de desempenho solicitados para a malha de controle em questão.

O primeiro destes requisitos se refere à faixa de passagem. Considerando a frequência de chaveamento do conversor igual a 2 kHz, deve-se alocar os polos das malhas de corrente em uma frequência suficientemente inferior, para que o conversor seja capaz de impor a dinâmica destas malhas. Um critério comumente utilizado é o afastamento entre as frequências de cinco a dez vezes [50], [51]. Optou-se por uma frequência natural afastada de uma década, o que resulta em  $\omega_n \approx 1256$  rad/s.

O outro requisito para a escolha dos polos diz respeito ao fator de amortecimento  $\xi$ , que deve ser escolhido de modo que a resposta seja rápida aliada a um sobressinal aceitável. O valor considerado para  $\xi$  neste caso é denominado "fator de amortecimento ótimo" [55], que é aproximadamente igual a 0,707.

Com isso, os polos das malhas fechadas de corrente  $i_{dq}$  podem ser calculados como:

$$p_{i1} = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} \tag{3.26}$$

$$p_{i2} = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} \tag{3.27}$$

Substituindo-se os valores de  $\xi \in \omega_n$  nas equações (3.26) e (3.27), obtém-se:

$$p_{i1} = -888 + j888$$
  
 $p_{i2} = -888 - j888$ 

Logo, a matriz F apresenta-se da seguinte forma [53]:

$$F = \begin{bmatrix} -888 & 888\\ -888 & -888 \end{bmatrix}$$
(3.28)

Após a obtenção da matriz diagonal F, o próximo passo é escolher o vetor arbitrário k, tal que o par  $(F,\bar{k})$  seja observável. Com isso, é possível descobrir a única solução T da equação (3.29), conhecida como equação de Lyapunov, a qual é apresentada a seguir:

$$A_{cl}T - TF = B_{cl}\bar{k} \tag{3.29}$$

Os valores de  $A_{cl}$ ,  $B_{cl}$  e F são dados pelas equações (3.24), (3.25) e (3.28), respectivamente. O cômputo dos ganhos  $K_p$  e  $K_i$  é dado pela solução da equação (3.30), mostrada a seguir:

$$\begin{bmatrix} K_p & K_i \end{bmatrix} = \bar{k}T^{-1} \tag{3.30}$$

Dessa forma, o cálculo dos ganhos do controlador PI permite que as malhas de corrente  $i_d$  e  $i_q$  operem de acordo com os requisitos desejados. Para os polos mostrados nas equações (3.26) e (3.27), por exemplo, os ganhos são dados aproximadamente por:

$$K_p \approx 0,4$$
 (3.31)

$$K_i \approx 340$$
 (3.32)

Para verificar o desempenho da malha com a inclusão do controlador PI sintonizado, a resposta em frequência deste sistema é mostrada na figura 3.13. Analisando esta figura, observa-se que esta malha se comporta como um filtro passa-baixas de  $2^{\underline{a}}$  ordem cuja frequência de canto equivale ao valor de  $\omega_n$ . Não há pico de ressonância, por conta do fator de amortecimento adotado ( $\xi \approx 0,707$ ). Na frequência da rede, igual a 60 Hz, pode-se dizer que praticamente não há alteração de amplitude e defasamento entre a corrente real e o seu valor de referência, o que caracteriza um bom rastreamento por parte da malha de controle, enquanto as componentes na frequência de chaveamento do conversor, igual a 2kHz, são praticamente atenuadas em sua totalidade.



Figura 3.13: Resposta em frequência da malha referente ao ganho integral de corrente.

#### Malha de Controle de Tensão no Barramento c.c.

Para a sintonia da malha de tensão c.c., é necessário recorrer às equações (3.8) e (3.9), e a partir destas, obter o valor da corrente de saída do conversor. Supondo que o PLL faça com que a tensão  $V_d$ seja nula, a relação entre a corrente de saída do conversor  $(i_c)$  e a corrente  $i_q$  é dada por:

$$i_c = \frac{3}{2} \frac{V_q}{V_1} i_q \tag{3.33}$$

Neste caso, a referência de corrente  $i_q$  é gerada por uma malha externa que controla a tensão c.c., cujo diagrama simplificado é mostrado na figura 3.14. É conveniente ressaltar que a malha interna de corrente  $i_q$  pode ser representada por um bloco de ganho unitário, pois a malha de tensão c.c. "enxerga" esta como uma malha que possui uma banda passante "infinita", ou seja, a dinâmica da malha interna é muito mais rápida devido ao critério de localização dos polos, adotado para a sintonia das malhas.



Figura 3.14: Diagrama em blocos simplificado da malha de tensão no barramento c.c.

Os critérios adotados para a localização dos polos da malha de tensão c.c. são similares ao das malhas de corrente, lembrando que esta malha possui dinâmica mais lenta e, por isso, deve ter uma faixa de passagem menor. Considerando um afastamento entre os polos da malha de corrente e aqueles da malha de tensão c.c. de cinco vezes, bem como o fator de amortecimento ótimo, pode-se obter  $\omega_n = 2 \cdot \pi \cdot 40$  rad/s e  $\xi = 0,707$ .

Logo, os polos de malha fechada são dados por:

$$p_{v1} = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} = 177 + j177 \tag{3.34}$$

$$p_{v2} = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} = 177 - j177 \tag{3.35}$$

Considerando-se que a função do compensador PI é dada por:

$$C(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} \tag{3.36}$$

A função de transferência da malha de tensão c.c. é dada por:

$$\frac{V_{cc}(s)}{V_{cc}^*(s)} = \frac{\frac{3V_q(K_p s + Ki)}{2V_1 C}}{s^2 + \left(\frac{3V_q K_p}{2V_1 C}\right)s + \frac{3V_q K_i}{2V_1 C}}$$
(3.37)

Se  $p_1$  e  $p_2$  são os polos da malha de tensão escolhidos de acordo com os critérios pré-estabelecidos anteriormente, o polinômio característico pode ser descrito de acordo com a equação 3.38.

$$P(s) = (s + p_{v1})(s + p_{v2}) = s^{2} + (p_{v1} + p_{v2})s + p_{v1}p_{v2}$$
(3.38)

Os valores de  $V_1$  e  $V_q$  são estimados como a referência de tensão no barramento c.c. e a tensão de fase *rms* na entrada do conversor, respectivamente. Assim sendo, utilizando o polinômio característico da equação (3.38) e igualando esta equação com o denominador da equação (3.37), são obtidas as expressões para o cálculo dos ganhos do compensador PI, dados pelas equações a seguir:

$$K_p = \frac{2 \cdot C \cdot V_1 \cdot (p_{v1} + p_{v2})}{3V_q}$$
(3.39)

$$K_{i} = \frac{2 \cdot C \cdot V_{1} \cdot p_{v1} \cdot p_{v2}}{3V_{q}}$$
(3.40)

Dessa forma, o controlador PI permite que a malha de tensão no barramento c.c. opere de acordo com as frequências desejadas. Para C = 0,004 pu,  $V_1/V_q \approx 2$  e, para os valores de  $p_{v1}$  e  $p_{v2}$  dados nas equações (3.34) e (3.35), obtém-se os seguintes valores para os ganhos  $K_p$  e  $K_i$ :

$$K_p \approx 2,7$$
  
 $K_i \approx 478,7$ 

Uma ferramenta bastante adequada para a avaliação das características dinâmicas de uma malha de controle, no que tange à sua rejeição a perturbações, é a rigidez dinâmica de uma malha de controle [49]. A rigidez dinâmica expressa a relação entre uma perturbação e uma saída de um sistema. Para o modelo da malha de tensão c.c. visto na figura 3.14, a corrente  $i_{cc}$  pode ser considerada uma perturbação.

Dessa forma, foi obtida a rigidez dinâmica da malha de tensão c.c. com o auxílio do programa de análise *Matlab* para vários valores de  $\omega_n$ . Esta característica é mostrada na figura 3.15, e permite avaliar a sensibilidade da tensão c.c. frente a variações em  $i_{cc}$ . Como exemplo, pode-se concluir na análise da figura 3.15 que é necessária uma corrente  $i_c$  de aproximadamente 2 A para que exista um distúrbio de tensão c.c. de 1 V, na frequência de 60 Hz. Então, para uma variação de 1% na tensão do barramento c.c. do conversor, a corrente no barramento c.c. deve variar em torno de 140 A.

Se a banda passante da malha for reduzida, a característica de rigidez dinâmica não terá praticamente nenhuma alteração a partir da frequência de 60 Hz. Contudo, o rastreamento da referência de tensão é prejudicado nesta situação, fazendo com que a resposta da malha seja mais lenta.

#### Malha de Controle de Potência Reativa

Considerando  $V_d = 0$  na equação (3.10), verifica-se que a potência reativa está diretamente relacionada com a corrente  $i_d$ , como mostra a equação (3.41).

$$Q = -\frac{3}{2}V_q i_d \tag{3.41}$$

Logo, o método mais simples para o controle da potência reativa consiste na geração de referência de corrente  $i_d$  em malha aberta. Contudo, a malha aberta não corrige o valor da potência reativa caso exista um distúrbio de tensão c.a. no ponto de acoplamento comum. Logo, outro método para controle de potência reativa é constituído pela malha fechada ilustrada na figura 3.16.

Observa-se na figura 3.16 que a referência de corrente  $i_d^*$  deve ser limitada aos valores nominais suportados pela linha no lado c.a. do conversor. Neste trabalho, como os distúrbios de tensão c.a.



Figura 3.15: Rigidez dinâmica da malha de tensão no barramento c.c.



Figura 3.16: Malha fechada para controle de potência reativa.

não são considerados, o controle de potência reativa é efetuado na configuração em malha aberta.

## 3.4 Conversor VSC Operando como Inversor

Em sistemas VSC-HVDC, os conversores que operam no modo inversor podem realizar diversas funções, dependendo do tipo de rede ao qual estão conectados. Com isso, a estratégia de controle a ser adotada para cada inversor também depende de tais parâmetros. A seguir, as estratégias de controle serão descritas de acordo com a classificação da rede c.a.

#### 3.4.1 Conexão com Redes Ativas

Quando o inversor VSC é conectado a redes ativas, o fluxo de potência ativa e reativa pode ser controlado em ambas as direções, ou seja, o lado c.a. pode injetar ou absorver potência ativa e reativa de forma independente. Logo, cada uma destas variáveis possui uma malha de controle também independente. Este fato se deve à ação do PLL de manter nula a tensão em eixo direto  $V_d$ , fazendo com que as equações de potência sejam dadas por (3.42) e (3.43).

$$P = \frac{3}{2}V_q i_q \tag{3.42}$$

$$Q = -\frac{3}{2}V_q i_d \tag{3.43}$$

Dessa forma, se  $V_q$  se mantém em um valor constante, observa-se que a potência ativa depende somente da corrente no eixo q, enquanto a potência reativa só depende da corrente no eixo d. O controle de potência reativa é feito de forma equivalente à do retificador VSC. Já o controle de potência ativa segue a mesma idéia, como mostra a figura 3.17.



Figura 3.17: Malha fechada para controle de potência ativa.

É importante ressaltar que o controle em malha fechada deve ser realizado considerando os limites de corrente que podem ser aplicados na linha. A malha aberta também pode ser utilizada para determinar a referência de corrente no eixo em quadratura, sendo inclusive utilizada neste trabalho pelo mesmo motivo considerado no controle de potência reativa.

#### 3.4.2 Conexão com Redes Passivas

O conversor VSC conectado a cargas passivas tem a função de manter a tensão c.a. nessas cargas com amplitude, frequência e fase constantes, independente da potência que estas consomem. Em outras palavras, se a corrente  $i_o$  que circula na carga sofrer alguma variação, o conversor deve variar a tensão c.a. em sua saida de modo a controlar a tensão  $V_o$  nos terminais das cargas passivas, como mostra a figura 3.18.



Figura 3.18: Diagrama esquemático de conversor VSC conectado a cargas passivas.

A malha de controle utilizada para efetuar o controle de tensão é mostrada na figura 3.19, em que os efeitos de compensação das realimentações internas são considerados. Sua estrutura é bastante similar ao controle clássico de velocidade feito em motores de corrente contínua [49]. No entanto, o ganho integral da malha interna de corrente não é considerado, pois este exerce efeito concorrente com o ganho proporcional da malha externa de tensão.

De modo geral, pode-se dizer que o controle representado pela figura 3.19 se restringe ao problema de rastrear a referência de tensão  $V_{odq}$ . Entretanto, é de fundamental importância que a qualidade do sistema de controle seja também avaliada em relação à característica de rejeição a perturbações. Neste caso, uma variação brusca na corrente de carga apenas será corrigida pela malha de controle de corrente, a partir do momento em que esta cause uma variação na tensão de saída. Esta variação é, então, percebida pela malha de controle de tensão, a qual gera o comando para a malha de controle de corrente. Isto faz com que a dinâmica do sistema seja restrita àquela imposta pela malha mais lenta, ou seja, a malha de tensão.



Figura 3.19: Malha de controle da tensão c.a. com filtro de saída.

A compensação da corrente de carga é uma maneira eficaz para a melhoria da resposta dinâmica do sistema. Para o controle da tensão na carga, esta corrente é encarada como uma perturbação. Assim sendo, sua realimentação leva a um sistema mais imune, uma vez que o comando da tensão do inversor percebe esta perturbação antes que ela cause variações na tensão de saída.

Para o ajuste dos ganhos dos controladores, é interessante obter a função de transferência que relaciona a tensão c.a. aplicada na carga com seu valor de referência. Considerando G(s) dado por:

$$G(s) = \frac{I_{Ldq}(s)}{V_{dq1}(s)} = \frac{\frac{1}{L_f}}{s + \frac{R_f}{L_f}}$$
(3.44)

pode-se obter a função de transferência apresentada a seguir:

$$\frac{V_{odq}(s)}{V_{odq}^*(s)} = \frac{K_{pv}K_{pi}s + K_{iv}K_{pi}}{L_f C_f s^3 + (R_f + K_{pi})C_f s^2 + K_{pv}K_{pi}s + K_{iv}K_{pi}}$$
(3.45)

Uma das mais importantes ferramentas de avaliação para a qualidade de uma malha de controle consiste na sua característica de rigidez dinâmica. No presente caso, a variável de saída é representada pela tensão na carga passiva, e a perturbação é dada pela corrente de carga. Deste modo, a partir do diagrama da figura 3.19, pode-se obter:

$$\frac{i_{odq}(s)}{V_{odq}(s)} = -\frac{L_f C_f s^3 + (R_f + K_{pi}) C_f s^2 + K_{pv} K_{pi} s + K_{iv} K_{pi}}{L_f s^2 + (R_f + K_{pi}) s}$$
(3.46)

Para avaliar a melhoria da resposta dinâmica do sistema devido à utilização do controlador, é interessante que seja obtida também a rigidez dinâmica do filtro sem a presença da malha de controle,

cuja função de transferência é dada por:

$$\frac{i_{odq}(s)}{V_{odq}(s)} = -\frac{L_f C_f s^2 + R_f C_f s + 1}{L_f s + R_f}$$
(3.47)

A utilização da característica de rigidez dinâmica como elemento de avaliação de desempenho, para um dado posicionamento dos polos da malha de controle, leva a um ajuste satisfatório dos ganhos do controlador. É conveniente ressaltar que o controle de ação proporcional e integral viabiliza a situação de erro nulo em regime permanente para entradas constantes. Na aplicação em conversores VSC, as tensões trifásicas a serem impostas ao filtro são, na maior parte dos casos, grandezas senoidais. Assim sendo, é fundamental que as faixas de passagem dos controladores sejam largas o suficiente para permitir a redução dos erros de amplitude e fase para valores aceitáveis, definidos pela aplicação específica.

Conhecendo-se os valores dos componentes do filtro, os ganhos dos controladores das malhas de controle podem ser definidos. Na próxima seção, são feitas as considerações necessárias para o dimensionamento do filtro para o conversor VSC. Em seguida, um exemplo de ajuste dos ganhos para os controladores é feito, por meio do método de alocação de polos e avaliação da característica de rigidez dinâmica do sistema.

#### Dimensionamento do Filtro c.a. e Sintonia dos Controladores

O reator série e o capacitor do filtro c.a. têm como principal função atenuar as componentes de corrente em frequências altas, oriundas do chaveamento do conversor VSC. Para o dimensionamento destes parâmetros, três aspectos devem ser considerados: a frequência de chaveamento do conversor, a máxima frequência a ser sintetizada e a corrente máxima que circula pelo capacitor.

A frequência de chaveamento do conversor e a máxima frequência a ser sintetizada devem ser consideradas na escolha da frequência de corte  $f_c$  do filtro. Tal frequência deve ser escolhida de modo a permitir uma atenuação significativa de tensões na frequência de chaveamento, bem como garantir uma faixa de passagem adequada.

Por se tratar de um filtro de  $2^{\underline{a}}$  ordem, a atenuação promovida pelo mesmo, para sinais de frequências superiores a  $f_c$ , é de 40 dB/década. Desse modo, o afastamento de uma década, em relação à frequência de chaveamento do conversor, provê uma saída praticamente livre de componentes na frequência de chaveamento.

Para a aplicação em sistemas VSC-HVDC, em sua maioria, o grande interesse é a síntese de tensões na frequência de 60 Hz. Além disso, estes sistemas permitem a operação do conversor VSC em frequências típicas na faixa de 2 kHz. Com base nisso, pode-se dizer que uma possível escolha para a frequência de corte do filtro é de:

$$f_c = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{LC}} \approx 200 Hz \tag{3.48}$$

Esta frequência de corte pode ser obtida por meio de uma infinidade de combinações de valores de indutâncias e capacitâncias. Neste caso, a escolha destes valores deverá se basear nas características de rejeição a perturbações promovida por tais combinações.

Para alocar os polos da malha de tensão c.a., são considerados os mesmos critérios usados para as malhas de corrente e de tensão no barramento c.c. O polo mais rápido, referente ao ganho proporcional de corrente, é puramente real e afastado de uma década da frequência de chaveamento do conversor, de 2 kHz. Os polos referentes à malha de tensão são complexos conjugados, com frequência natural afastada de cinco vezes do polo da malha de corrente e amortecimento  $\xi = 0,707$ . Com isso, os valores dos polos são dados por:

$$p_{f1} = -2 \cdot \pi \cdot 40 = -1256 \tag{3.49}$$

$$p_{f2} = -\xi\omega_n + j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} = 177 + j177 \tag{3.50}$$

$$p_{f3} = -\xi\omega_n - j\omega_n\sqrt{1-\xi^2} = 177 - j177 \tag{3.51}$$

Tais polos levam à seguinte equação característica:

$$(s+p_{f1})(s+p_{f2})(s+p_{f3}) = s^3 + (p_{f1}+p_{f2}+p_{f3})s^2 + (p_{f1}p_{f2}+p_{f1}p_{f3}+p_{f2}p_{f3})s + p_{f1}p_{f2}p_{f3}$$
(3.52)

Efetuando a comparação do denominador da equação (3.45) com a equação (3.52), obtém-se os seguintes valores para os ganhos:

$$\begin{split} K_{pi} &= L_f(p_{f1} + p_{f2} + p_{f3}) - R_f \\ K_{pv} &= \frac{L_f C_f(p_{f1} p_{f2} + p_{f1} p_{f3} + p_{f2} p_{f3})}{K_{pi}} \\ K_{iv} &= \frac{L_f C_f p_{f1} p_{f2} p_{f3}}{K_{pi}} \end{split}$$

O outro critério a ser considerado no projeto do filtro está relacionado à parcela da corrente nominal do conversor que flui pelo capacitor. É desejável que tal parcela seja pequena, uma vez que ela representa um fluxo de energia do conversor para o filtro que não é transferida para a rede c.a. No entanto, um filtro com baixo valor de capacitância, e consequentemente, baixa corrente nominal, leva a uma característica insuficiente de rejeição a perturbações, o que define um compromisso a ser atendido pelo dimensionamento destes parâmetros.

Por exemplo, considerando-se uma tensão de linha  $V_{nom} = 2, 2$  kV e um conversor com potência nominal  $S_{nom} = 1, 5$  MVA, a corrente nominal  $i_{nom}$  é dada por:

$$i_{nom} = \frac{S_{nom}}{\sqrt{3}V_{nom}} \approx 400A \tag{3.53}$$

Devem ser consideradas várias combinações para os valores de  $L_f \in C_f$  do filtro, de modo a permitir a escolha daqueles que apresentem o compromisso mais satisfatório, entre rejeição a perturbações e corrente do filtro. A tabela 3.1 traz a relação dos valores considerados, sendo a corrente nominal no capacitor,  $i_c$ , expressa em porcentagem da corrente nominal do conversor.

Tabela 3.1: Valores de indutância e capacitância considerados no projeto do filtro.

$i_c$	C ( $\mu$ F)	$\parallel L (\mu H)$
1	447	1400
5	2230	280
10	4470	142
20	8900	71

A figura 3.20 mostra as características de rigidez dinâmica para o filtro  $L_f C_f$  sem a presença da malha de controle, considerando-se os parâmetros listados na tabela 3.1. Já a figura 3.21 mostra as curvas de rigidez dinâmica com a inclusão das malhas, lembrando que, para cada um desses valores, foram ajustados os ganhos dos controladores de modo a permitir o posicionamento dos polos de acordo com as equações (3.49), (3.50) e (3.51). A observação de tais curvas permite comprovar que a obtenção de um sistema mais imune a perturbações leva ao requisito de um filtro de maior potência em relação à potência do conversor. Neste caso, dois pontos críticos em tais curvas devem ser considerados na escolha do conjunto  $L_f C_f$ : o ponto relativo à frequência da rede e aquele relacionado à frequência de chaveamento do conversor. Devido à boa característica de rigidez dinâmica, aliada a uma corrente  $i_c$ de magnitude aceitável em relação à corrente nominal do conversor, o conjunto de valores de  $L_f$  e  $C_f$ relativos à corrente  $i_c = 10\%$  da corrente nominal do conversor pode ser escolhido para a composição do filtro de saída.



Figura 3.20: Rigidez dinâmica do filtro de saída sem a malha de controle.

Para os valores de  $L_f$  e  $C_f$  escolhidos para a composição do filtro de saída, tem-se os seguintes valores para os ganhos:

$$K_{pi} \approx 0,3$$
  
 $K_{pv} \approx 1,4$   
 $K_{iv} \approx 220$ 



Figura 3.21: Rigidez dinâmica do filtro de saída com a malha de controle.

# 3.5 Modulação PWM

De uma forma geral, o controle da tensão de saída dos conversores VSC é efetuado por meio do ajuste do intervalo de condução das chaves estáticas controladas, em relação ao período de comutação. Por esta razão, utiliza-se genericamente o termo "modulação PWM" (*Pulse Width Modulation*) para a maioria dos controles de tensão realizadas dentro do circuito do conversor.

Dentre as várias técnicas existentes, a modulação utilizada nos conversores VSC deste trabalho é a senoidal, também conhecida como SPWM (*Sinusoidal Pulse Width Modulation*). As características básicas deste tipo de modulação são apresentadas a seguir:

- simplicidade de implementação;
- ampla utilização;
- baixo custo hardware/software;
- espectro harmônico aceitável.

Deve-se levar em conta que uma das principais limitações desta técnica consiste na "pobre" utilização do barramento c.c. e dos semicondutores de potência. Para um maior aproveitamento da tensão do barramento c.c. e das chaves estáticas, recomenda-se a utilização da técnica SPWM vetorial, na qual pode-se obter um ganho de até 15% da tensão c.a. de saída [56].

O princípio de funcionamento do SPWM está representado na figura 3.22. Ele se baseia na comparação de uma onda de referência seniodal (onda moduladora) de baixa frequência com duas ondas triangulares (ondas portadoras) de alta frequência. A intersecção dessas formas de onda estabelece a duração dos sinais de comando das chaves estáticas controladas, referentes a um braço do conversor, mostrado na figura 3.23. A variação da amplitude da onda senoidal propicia a variação dos pulsos da tensão no lado c.a. do conversor, seguindo naturalmente uma função senoidal. É possível observar que a onda portadora que varia de 0 a 1 está relacionada com o comando da chave  $T_1$ , enquanto a portadora que varia de -1 a 0 está relacionada com o comando da chave  $T_2$ . A chave  $T_3$  opera de forma complementar a  $T_1$  e, por sua vez,  $T_4$  opera de forma complementar a  $T_2$ .



Figura 3.22: Princípio de funcionamento da modulação SPWM em conversores VSC de três níveis.



Figura 3.23: Representação de um braço do conversor VSC de três níveis.

Para um conversor trifásico, o princípio de modulação é idêntico, com a diferença que as referências senoidais estão defasadas de 120 graus entre elas. Com isso, a forma de onda das tensões de linha

sintetizadas pelo conversor VSC de três níveis possui aspecto apresentado na figura 3.24.



Figura 3.24: Tensão de Linha no Terminal c.a. do Conversor VSC.

A frequência da onda moduladora define a frequência da componente fundamental da tensão no lado c.a. do conversor, enquanto a frequência da onda portadora define a frequência de comutação das chaves estáticas. A tensão no lado c.a. é formada por uma sucessão de ondas retangulares de amplitude igual à tensão no lado c.c. do conversor [56].

A relação entre as amplitudes das ondas moduladora e portadora define o índice de modulação em amplitude, de acordo com a equação (3.54)

$$m = \frac{A_1}{A_2} \tag{3.54}$$

em que  $A_1$  representa a amplitude da moduladora e  $A_2$  é o valor de pico da portadora. Se  $m \leq 1$ , a amplitude e o valor eficaz da componente fundamental da tensão de saída apresentam uma relação linear com o índice de modulação [56], como mostram as equações (3.55) e (3.56).

τ/

$$V_{camax} = m \cdot V_{cc} \tag{3.55}$$

$$V_{carms} = \frac{V_{camax}}{\sqrt{2}} \tag{3.56}$$

Logo, a amplitude e, por consequência, o valor eficaz da componente fundamental da tensão de saída são controlados por meio do parâmetro m. Essa característica é interessante nos sistemas VSC-HVDC alimentando cargas passivas, cuja tensão no barramento c.c. sofre algumas variações em regime transitório. Para compensar tais variações, o parâmetro m pode ser ajustado de modo a manter a tensão c.a. de saída com amplitude constante [56]. Essa característica pode ser vista de forma clara na equação (3.56).

## 3.6 Conclusões

Este capítulo mostra como pode ser feita a modelagem dos elementos que compõem os sistemas VSC-HVDC, dando enfoque aos conversores pelo fato destes elementos serem os responsáveis pelo controle das variáveis de tais sistemas.

As diversas configurações para as estratégias de controle dos conversores que compõem um sistema

VSC-HVDC foram abordadas, com o intuito de se analisar a estratégia mais adequada para cada situação. Para tanto, foi descrito também o funcionamento do conversor nos modos retificador e inversor, mostrando que para cada tipo de operação é implementada uma estratégia de controle distinta.

Verificou-se que o circuito de sincronismo, denominado *Phase Locked Loop*, é fundamental para garantir informações precisas sobre amplitude, frequência e fase das tensões trifásicas da rede c.a., fazendo com que os conversores operem de forma correta. Foi mostrado também o desempenho deste circuito frente a distúrbios na rede, verificando que a resposta obtida foi satisfatória mesmo para este cenário.

Os ganhos das malhas de controle foram calculados segundo o método de alocação de polos, considerando para este fim a banda passante, a velocidade da resposta e a rejeição à perturbações. Os modelos foram simplificados com o cuidado de não se perder a precisão de forma significativa.

Com a modelagem e a estratégia de controle definidas, serão feitos dois estudos de casos de sistemas VSC-HVDC, sendo que o tema central do próximo capítulo trata da análise e do estudo de um sistema com quatro terminais simulado com o auxílio da ferramenta computacional *Matlab/Simulink*.

# Capítulo 4

# Sistema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados de Simulação

Este capítulo é dedicado ao estudo de um sistema VSC-HVDC de média tensão com quatro terminais, cuja dinâmica é simulada no software Matlab. O comportamento das variáveis presentes neste sistema é analisado mediante diversas situações, dentre as quais pode-se citar a partida e operação de máquinas assíncronas como motores e geradores, mudanças nas referências do fluxo de potência ativa e reativa e faltas trifásicas.

# 4.1 Introdução

Como discutido nos capítulos 2 e 3, as formas de controle da transmissão VSC-HVDC levam a uma série de vantagens e aplicações desta tecnologia. Uma destas aplicações consiste no sistema com vários terminais c.a. com um barramento c.c. em comum, que é estudado neste capítulo por meio de simulações no *software* Matlab. O sistema com quatro terminais visto na figura 4.1 é analisado frente a distúrbios dados por variações nas redes c.a. e no fluxo de potência ativa e reativa.

Como o controle dos conversores utiliza modulação PWM, é necessário simular o sistema com um passo de cálculo adequado. Isto reduz a velocidade da simulação, mas também garante resultados mais coerentes e válidos. Neste caso, a amostragem usada é de  $5\mu$ s e a duração total da simulação é de 5 segundos.

# 4.2 Descrição do Sistema Estudado

O modelo estudado consiste em quatro redes c.a. de diferentes características ligados a um barramento c.c. comum, formando uma malha. Os conversores são trifásicos de três níveis formados por IGBTs, e a frequência de chaveamento é de 2 kHz. A impedância c.a. dos transformadores, já referida ao secundário, é considerada como uma associação em série de uma resistência com uma indutância, cujos valores são apresentados na tabela 4.1.

As redes rígidas conectadas aos terminais A e B são idênticas, modeladas como fonte c.a. trifásica em série com uma resistência e uma indutância. A impedância da fonte pode ser calculada de acordo com os parâmetros descritos na tabela 4.2.

As linhas de transmissão c.c. são modeladas com parâmetros concentrados, utilizando seções  $\pi$ . Neste modelo, extensivamente utilizado, os comportamentos resistivo e indutivo estão concentrados na



Figura 4.1: Sistema com quatro terminais estudado na simulação.

Tabela 4.1: Impedância dos transformadores no lado c.a. de cada conversor estático.

Grandeza	Valor
Resistência Reatancia indutiva	$\left  \begin{array}{c} 0,01 \ pu \\ 0,081 \ pu \end{array} \right $
Indutancia	$0,0002 \ pu$

Tabela 4.2: Dados das redes rígidas ligadas aos terminais A e B.

Grandeza	Valor
Tensão nominal $rms$ de linha	4,16 kV
Potência de curto-circuito	2500 MVA
Razão $X/R$	6
Frequência	60 Hz

impedância total longitudinal da linha, e o comportamento capacitivo está concentrado na admitância total transversal da linha. Estes parâmetros representam o resultado da multiplicação dos parâmetros por unidade de comprimento pela extensão do cabo.

Com o uso de parâmetros concentrados, os comportamentos resistivo, indutivo e capacitivo da linha não ocorrem de forma distribuida ao longo da mesma, sendo essa a principal limitação desse modelo. Caso a linha seja representada com parâmetros distribuídos, a alteração da corrente devido à capacitância é contínua no decorrer da linha, sendo que a tensão sofre a influência desse efeito na corrente. Portanto, o fato de se concentrar os elementos ideais acrescenta um erro no modelo, sendo esse erro considerável em linhas longas (maiores que 250 km, para 60 Hz).

Para atenuar tal erro, um método bastante empregado consiste na divisão da linha em várias seções  $\pi$  conectadas em cascata. Na presente simulação, que contempla linhas com extensão máxima de 500

km, foram adotadas duas seções  $\pi$  para a representação das linhas, como ilustra a figura 4.2. Desta forma, uma linha de 300 km, por exemplo, é dividida em dois modelos  $\pi$  de 150 km.

Na figura 4.2, os valores de  $R_{linha}$ ,  $L_{linha}$  e  $C_{linha}$  representam a resistência, a indutância e a capacitância da linha, respectivamente, multiplicados pelo comprimento da mesma. Os dados do cabo c.c. que interliga o terminal A às demais redes, bem como as distâncias entre os terminais, são mostrados na tabela 4.3.



Figura 4.2: Modelo com parâmetros concentrados da linha de transmissão c.c.

Grandeza	Valor
Resistência/Unid. de comprimento	$13,9 \text{ m}\Omega/\text{km}$
Indutância/Unid. de comprimento	0, 16  mH/km
Capacitância/Unid. de comprimento	$23, 1 \ \mu F/km$
Comprimento Terminal A até Terminal B	$500 \mathrm{km}$
Comprimento Terminal A até Terminal C	$100 \mathrm{km}$
Comprimento Terminal A até Terminal D	$300 \mathrm{km}$

Tabela 4.3: Parâmetros das linhas de transmissão c.c.

O conversor ligado ao terminal A tem a função de efetuar o controle da tensão no barramento c.c., controlando também o fluxo de potência reativa em malha aberta. Estas duas malhas de controle são externas às malhas de corrente  $i_d$  e  $i_q$ , que também estão presentes no conversor ligado ao terminal B, o qual possui a função de controlar o fluxo de potência ativa e reativa em malha aberta. Os dados referentes ao lado c.c. do conversor do terminal A estão na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Parâmetros do lado c.c. do conversor ligado ao terminal A.

Grandeza	Valor
Referência de tensão c.c. Capacitância equivalente	$\begin{array}{c} 7000 \ \mathrm{V} \\ 5 \ \mathrm{mF} \end{array}$

No terminal C, o conversor é conectado a uma máquina assíncrona que pode se comportar como motor ou gerador, dependendo das necessidades da carga que está conectada a ela. Os parâmetros nominais da máquina são mostrados na tabela 4.5.

O conversor ligado ao terminal D tem a função de controlar a amplitude da tensão no lado c.a., uma vez que este terminal é ligado a uma carga passiva, cujos parâmteros podem ser vistos na tabela 4.6. A carga é do tipo retificador a diodos, ligado a um resistor e um capacitor ligados em paralelo.

Grandeza	Valor
Tensão <i>rms</i> de linha	4,16  kV
Potência	$1,4 \ \mathrm{MW}$
Rotação síncrona	$1791 \mathrm{rpm}$
Frequência	60  Hz
Número de polos	4
Momento de inércia	$29,43 \text{ kg} \cdot m^2$
Corrente	111 A

Tabela 4.5: Dados nominais do motor assíncrono conectado ao conversor no terminal C.

	• • 1		· · 1 D
Tabela /I b. Dados nominais da	carga nassiva conectade	a an conversor no	terminal []
Tabela 4.0. Dados nonnais da	carga passiva concetada	a au conversor nu	terminar D.

Tensão <i>rms</i> de linha Frequência Resistência Capacitância	$\begin{array}{c} 2,2 \ {\rm kV} \\ 60 \ {\rm Hz} \\ 3,5 \ \Omega \\ 100 \ \mu {\rm F} \end{array}$

# 4.3 Análise do Desempenho Dinâmico

O desempenho dinâmico do sistema VSC-HVDC com quatro terminais é avaliado mediante diversas situações, tais como partida de máquinas de indução, variações em degrau de potência ativa e reativa e falta trifásica à terra no lado c.a. do conversor localizado no terminal B. Maiores detalhes sobre tais variações e instantes de tempo considerados podem ser vistos na tabela 4.7. Inicialmente, as referências de potência reativa no terminal A, potência ativa no terminal B e potência reativa neste mesmo terminal são, respectivamente, de 1 MVAr, 0 MW e 600 kVAr.

Tabela 4.7: Dinâmica considerada na simulação.

Instante de Tempo	Ação
1,5 segundos 1,75 segundos	Variação de potência reativa no terminal B para o valor -600 kVAr. Variação de potência reativa no terminal A para o valor -1 MVAr
2,5 segundos	Variação de potência ativa no terminal B para o valor 3 MW.
3 segundos	Variação de potência reativa no terminal B para o valor 600 kVAr.
3,25 segundos	Variação de potência reativa no terminal A para o valor 1 MVAr.
3,5 segundos 4,25 segundos	Redução da rotação da maquina assincrona conectada ao terminal C. Variação de potência ativa no terminal B para o valor 7,5 MW.

#### 4.3.1 Partida da Máquina Assíncrona

A partida da máquina assíncrona ocorre logo no início da simulação do sistema VSC-HVDC multiterminal, com o intuito de se analisar o comportamento dinâmico de algumas variáveis durante este período. O conversor ligado à máquina efetua controle de rotação escalar, impondo sobre a máquina uma relação constante entre tensão e frequência. Este método de controle, feito em malha aberta, foi escolhido devido à sua simplicidade na implementação. O motor aciona uma carga cujo torque é constante, de valor igual a 5000 N.m. Verificando as figuras 4.3 e 4.4, conclui-se que a máquina assíncrona leva aproximadamente 0,6 segundos para atingir a rotação nominal. A curva de torque eletromagnético, como era esperado, leva o mesmo tempo para se estabilizar no valor de 5000 N.m, chegando a valores de pico superior a 40000 N.m.



Figura 4.3: Rotação da máquina assíncrona no momento da partida.



Figura 4.4: Torque da máquina assíncrona no momento da partida.

O impacto provocado pela partida da máquina assíncrona no sistema multiterminal pode ser visto nas figuras 4.5 e 4.6. Como a rede ativa no terminal B não injeta potência ativa nos instantes iniciais, a potência ativa a ser consumida pela máquina é toda fornecida pela rede c.a. localizada no terminal A, sendo que o valor médio na partida chega a 11 MW. Com isso, a tensão no lado c.c. do conversor ligado ao terminal A cai em torno de 6% até se estabilizar por volta de 0,2 segundos. Quando a máquina atinge a velocidade nominal, o fornecimento de potência ativa por parte desta rede cai, levando a um *overshoot* de 1,5% na tensão c.c. até a nova estabilização, no valor de 7000 V, no instante 0,9 segundos.



Figura 4.5: Tensão no lado c.c. do conversor ligado ao terminal A na partida da máquina.



Figura 4.6: Potência ativa injetada pelo terminal A no momento da partida da máquina.

#### 4.3.2 Variações em Degrau de Potência Ativa e Reativa

A análise do sistema VSC-HVDC multiterminal mediante a variações em degrau de potência reativa (Terminal A) e de potência ativa e reativa (Terminal B) é feita nesta seção. Sinais negativos indicam potências sendo consumidas pelos terminais, enquanto sinais positivos indicam potências sendo injetadas pelos terminais.

Observa-se nas figuras 4.8, 4.9 e 4.7 que o fluxo de potência ativa e reativa nos terminais A e B acompanham os comandos dados na malha aberta, mesmo nas variações em degrau. A oscilação em torno da referência ocorre por conta do conteúdo harmônico das correntes que circulam no terminal c.a. das redes, causada pelo chaveamento em alta frequência dos conversores.

A potência ativa injetada pela rede c.a. localizada no terminal A muda de acordo com as requisições dos terminais B, C e D, com o objetivo de manter a tensão no lado c.c. deste conversor em um valor constante, em regime estacionário. Como se pode observar na figura 4.10, ocorre uma redução na potência injetada nos instantes 2, 5 e 4, 25 segundos, momentos estes em que a rede c.a. localizada no terminal B injeta uma parcela de potência ativa na malha c.c. A redução na potência ativa injetada


Figura 4.7: Fluxo de potência reativa no terminal B.



Figura 4.8: Fluxo de potência reativa no terminal A.

no instante 3,5 segundos se dá devido a injeção de potência pela máquina localizada no terminal C, como será visto adiante.

Observa-se ainda, na figura 4.11, que o conversor ligado ao terminal A consegue controlar a tensão no barramento c.c. diante das variações em degrau no comando de potência ativa do conversor ligado ao terminal B. As variações em regime transitório estão compreendidas em uma faixa aproximada de 0, 3 a 0, 5%, com durações em torno de 0, 1 segundos.

#### 4.3.3 Máquina Assíncrona Operando como Gerador

Em muitas situações, uma máquina assíncrona que aciona um determinado tipo de carga pode operar por alguns momentos como gerador como, por exemplo, no controle de velocidade de içamentos de cargas em instantes de frenagem. É preciso, então, verificar o impacto provocado por tais mudanças na operação da máquina no sistema VSC-HVDC com vários terminais. Nesta simulação, a máquina assíncrona passa a operar como gerador no instante 3,5 segundos, quando a rotação da máquina



Figura 4.9: Fluxo de potência ativa no terminal B.



Figura 4.10: Fluxo de potência ativa no terminal A.

diminui para 1240 rpm em um intervalo de aproximadamente 0,5 segundos, como mostram as figuras 4.12 e 4.13. Com a redução de velocidade, o torque eletromagnético reduz a um valor abaixo do torque de carga, acarretando na injeção de potência ativa por parte da máquina.

O fato da máquina assíncrona operar como gerador no instante de frenagem indica que o conversor ligado ao terminal C injeta potência ativa na malha c.c. a partir deste instante. Com isso, verifica-se que a tensão c.c. no terminal A sofre um pequeno desvio, aumentando durante um certo período e voltando ao seu valor anterior após aproximadamente 0,4 segundos, como mostrado na figura 4.11. A potência ativa injetada pelo terminal A também sofre uma queda no instante de frenagem, de forma a controlar a tensão c.c. neste terminal. A figura 4.10 ilustra este momento.

#### 4.3.4 Controle de V<sub>ca</sub> no Terminal D

O terminal D do sistema estudado neste capítulo é uma carga passiva. Logo, o conversor conectado a este terminal deve ser responsável por controlar a tensão c.a. nos terminais desta carga. Observa-se



Figura 4.11: Tensão no lado c.c. do conversor ligado ao terminal A.



Figura 4.12: Torque eletromagnético da máquina no instante de operação como gerador.



Figura 4.13: Rotação da máquina no instante de operação como gerador.

nas figuras 4.14 e 4.16 que o valor eficaz da tensão c.a. na carga apresentou comportamento estável, mesmo com variações na tensão do barramento c.c. e na corrente de saída. Tal como ilustra a figura 4.15, a forma de onda da corrente que circula na carga evidencia o comportamento não linear da mesma. A rejeição desta perturbação por parte da malha de controle corrobora a boa característica de rigidez dinâmica deste sistema.



Figura 4.14: Tensão rms de linha da carga passiva no terminal D.



Figura 4.15: Corrente de linha da fase A da carga passiva ligada ao terminal D.

#### 4.3.5 Curto-Circuito no Terminal B

Para analisar o sistema VSC-HVDC multiterminal frente a um curto-circuito no terminal B, foi feita uma nova simulação nos mesmos moldes da anterior, considerando agora que o terminal B sofre uma falta trifásica à terra, no instante 4,5 segundos. As figuras 4.17 e 4.18 mostram as tensões e correntes no lado c.a. do terminal B durante a ocorrência do distúrbio.

Observando o comportamento da potência ativa no terminal A, na figura 4.19, conclui-se que, durante a falta trifásica, o terminal A deve injetar mais potência ativa na malha c.c., a fim de suprir a parcela de potência ativa que deveria ser injetada pela rede rígida, localizada no terminal B. A



Figura 4.16: Tensão de linha da fase A da carga passiva ligada ao terminal D.



Figura 4.17: Tensões c.a. no terminal B durante a falta trifásica à terra.



Figura 4.18: Correntes c.a. no terminal B durante a falta trifásica à terra.



potência reativa no terminal A não sofre mudanças diante da falta, como apresentado na figura 4.20.

Figura 4.19: Fluxo de potência ativa no terminal A durante a falta trifásica à terra.



Figura 4.20: Fluxo de potência reativa no terminal A durante a falta trifásica à terra.

Logo, a falta trifásica no terminal B não afeta em nada o funcionamento do sistema VSC-HVDC multiterminal com relação às outras redes conectadas à ele. Observa-se que, além do terminal A continuar operando normalmente, o terminal D também continua a manter a tensão c.a. da carga passiva com amplitude constante, como ilustra a figura 4.22. Isto porque o conversor ligado ao terminal A consegue manter a tensão da malha c.c. em um patamar estável, possibilitando aos outros conversores operarem normalmente mesmo na ocorrência da falta. A figura 4.21 mostra a tensão c.c. no terminal A.

Logo, pode-se concluir que o sistema VSC-HVDC multiterminal entraria em colapso na ocorrência de um distúrbio no terminal A devido à influência do conversor conectado à este terminal no funcionamento dos demais conversores, uma vez que a tensão c.c. se mantém no valor desejado graças a ação deste conversor.

Nesta situação, uma solução provável é a elaboração de uma estratégia de controle na qual os



Figura 4.21: Tensão c.c. do conversor ligado ao terminal A na ocorrência da falta.



Figura 4.22: Tensão c.a. na carga passiva ligada ao terminal D na ocorrência da falta.

conversores conectados a redes ativas possam se comunicar. Desta forma, um outro conversor pode assumir a função de manter a tensão na malha c.c. constante, garantindo a operação normal dos conversores conectados a motores e cargas passivas.

#### 4.4 Conclusões

Os resultados de simulação mostrados neste capítulo têm o objetivo de consolidar o modelo e os métodos de controle apresentados no capítulo 3. Para tanto, um sistema VSC-HVDC de média tensão com quatro terminais é estudado e o seu comportamento dinâmico é avaliado mediante várias situações distintas.

Verifica-se que os objetivos de controle dos terminais A, B, C e D foram alcançados. O conversor no terminal A garante o fluxo de potência reativa de acordo com o comando dado, mesmo com variações em degrau. Além disso, este também consegue manter constante a tensão na malha c.c. no valor de referência desejado em regime permanente. Convém ressaltar que a capacidade de rejeição aos distúrbios do controlador é testada, verificando que os ganhos das malhas externas e internas são escolhidos de forma correta, e que o critério de alocação de polos é bem sucedido. Assim, o conversor ligado ao terminal A garante tensão c.c. estável para os demais conversores conectados à malha c.c., cumprindo assim seu papel.

Os demais conversores estão conectados ao terminal A por cabos c.c. de longa distância, alimentando redes de diferentes características. O conversor ligado ao terminal B está ligado a uma outra rede ativa rígida, e tem a função de controlar o fluxo de potência ativa e reativa a ser injetado ou consumido da malha c.c. Verifica-se que este controle pode ser feito de forma independente, e que as variações na potência ativa não tem nenhuma influência na potência reativa.

O terminal C é composto por um conversor que efetua o controle escalar da rotação de uma máquina assíncrona. A influência do funcionamento desta máquina no sistema estudado é avaliada na partida, na operação motora e na operação geradora, concluindo que o acionamento pode ser feito sem maiores problemas.

No terminal D, uma carga passiva é conectada ao conversor com o objetivo de se avaliar o controlador de tensão c.a. proposto no Capítulo 3. Conclui-se que o conversor é capaz de manter o valor eficaz da tensão de linha em uma faixa aceitável. Mais uma vez, comprova-se a eficácia no dimensionamento do controlador utilizando o critério de alocação de polos.

Observa-se também a presença de alto conteúdo harmônico para as formas de onda obtidas nos terminais A e B. Isto ocorre devido à ausência de filtros c.a. e c.c. nos referidos terminais da simulação realizada. Acredita-se que haveria uma redução significativa de harmônicos nos sinais com a instalação de filtros dimensionados corretamente nos lados c.a. e c.c. do sistema VSC-HVDC multiterminal.

# Capítulo 5

# Sistema VSC-HVDC Multiterminal: Resultados Experimentais

Este capítulo mostra os resultados de um protótipo experimental em baixa tensão, na configuração back-to-back, de um sistema composto por dois conversores VSC. Os estudos relativos a este sistema são considerados preliminares, embora as análises feitas para este protótipo sejam importantes para a continuidade dos trabalhos feitos nesta área.

## 5.1 Introdução

Para a obtenção dos resultados experimentais, é analisado um sistema que seguisse da maneira mais próxima possível a idéia de um sistema VSC-HVDC multiterminal. De acordo com os recursos disponíveis, um protótipo que se encaixa parcialmente ao tema proposto consiste em um conversor regenerativo comercial localizado no Laboratório de Aplicações Industriais da Universidade Federal de Minas Gerais. Este sistema sofreu algumas adaptações à sua configuração original, de tal forma que o seu funcionamento pudesse se adequar melhor ao objetivo proposto, que é a análise das estratégias de controle e a comparação com o modelo de simulação utilizado neste trabalho. Tais adaptações são ilustradas no diagrama esquemático da figura 5.1.



Figura 5.1: Diagrama esquemático do protótipo experimental estudado.

### 5.2 Descrição do Protótipo Estudado

O protótipo foi instalado com o objetivo de se analisar o acionamento de motores elétricos conectados a cargas que consomem ou regeneram energia. Este acionamento é feito por meio de um conversor regenerativo, cuja principal diferença com os conversores de frequência comerciais está no processo de retificação das tensões da rede elétrica, que é feita por semicondutores com comutação forçada (geralmente IGBTs). Isto possibilita o fluxo de potência ativa bidirecional e o controle de potência ativa e reativa independente, o que é uma característica comum aos sistemas VSC-HVDC. O barramento c.c. é constituído por uma linha curta, o que caracteriza o protótipo na configuração *back-to-back*.

Foram feitas algumas adaptações ao sistema original, com o intuito de criar maior identidade entre o protótipo e o sistema VSC-HVDC multiterminal. Para fazer o papel do conversor que controla a tensão no barramento c.c., um terceiro terminal foi "criado" por meio da conexão da rede trifásica a um transformador, com o único objetivo de se isolar esta ligação com a própria rede ligada ao retificador, evitando um curto-circuito. No lado primário, o transformador é ligado a um varivolt, permitindo ajustar a tensão aplicada. O lado secundário é conectado a um retificador a diodos, que por sua vez é ligado ao barramento c.c. do sistema. Com isso, a tensão c.c. é forçada a ser igual ao valor da tensão de saída do retificador a diodos, quando esta for superior.

O circuito retificador dos conversores regenerativos comerciais possuem em sua configuração de controle uma malha externa para o controle de tensão c.c., uma malha para o controle de potência reativa e as malhas internas de corrente no referencial síncrono, tal como mostrado no capítulo 3. Contudo, para que não exista nenhum confronto com o valor imposto pelo varivolt, o ganho integral do compensador PI existente na malha de controle de tensão c.c. é zerado. Assim, o erro em regime permanente visto pela malha externa combinado com o ganho proporcional resulta no comando de potência ativa a ser injetada ou absorvida pela rede elétrica. Sendo assim, o retificador efetua um controle na configuração P-Q, e a mudança no valor de referência de tensão c.c. ou no ganho proporcional desta malha tem como consequência uma variação no comando de potência ativa.

O conversor conectado a máquina assíncrona efetua o controle de rotação da mesma. Os ganhos dos controladores são pré-escolhidos pelo fabricante [57]. A tabela 5.1 mostra os principais parâmetros do sistema.

Grandeza	Valor
Tensão <i>rms</i> de linha - Rede elétrica	220 V
Frequência da rede elétrica	60  Hz
Potência nominal da máquina	7,5  kW
Tensão nominal da máquina	220 V
Rotação nominal da máquina	$1760 \mathrm{rpm}$
Referência de tensão no barramento c.c.	$358 \mathrm{V}$
Ganho proporcional da malha de tensão no barramento c.c.	5
Ganho integral da malha de tensão no barramento c.c.	0
Frequência de chaveamento dos conversores	$2,5 \mathrm{~kHz}$

Tabela 5.1: Dados do protótipo experimental.

## 5.3 Análise do Desempenho Dinâmico

Antes de descrever a dinâmica a ser analisada no protótipo, é preciso considerar alguns pontos importantes. Durante a medição das grandezas no lado da rede, observa-se que as tensões de linha apresentam valores desequilibrados, com valores eficazes ligeiramente distintos. A figura 5.2 ilustra esta situação.



Figura 5.2: Valores eficazes das tensões de fase da rede elétrica.

Do mesmo modo, conforme mostra a figura 5.3, as correntes que circulam no lado da rede elétrica também apresentam desequilíbrio entre as três fases, muito provavelmente por conta do desequilíbrio observado nas tensões da rede. Além disso, considerando uma frequência fundamental de 60 Hz, verifica-se que estas correntes apresentam também um elevado conteúdo harmônico, como mostrado na figura 5.4.



Figura 5.3: Valores eficazes das correntes de fase da rede elétrica.

O desempenho dinâmico do protótipo é avaliado mediante variações na referência de tensão c.c. do retificador comercial e na operação da máquina, a fim de avaliar a metodologia de controle proposta. A relação entre os instantes de tempo analisados e as variações ocorridas é mostrada na tabela 5.2.



Figura 5.4: Distorção harmônica total das correntes de fase da rede elétrica.



Figura 5.5: Potência ativa por fase no lado da rede elétrica.



Figura 5.6: Potência ativa total no lado da rede elétrica.

Instante de Tempo	Ação
1 segundo	Partida da máquina pelo circuito inversor.
2 segundos	Carga é conectada a máquina.
4 segundos	Referência de tensão c.c. aumenta.
5 segundos	Referência de tensão c.c. diminui a um valor abaixo da tensão c.c. real.
6,5 segundos	Referência de tensão c.c. aumenta.
8 segundos	Referência de tensão c.c. diminui.
9 segundos	Máquina opera como gerador.

Tabela 5.2: Dinâmica considerada para o protótipo experimental.

Analisando as figuras 5.5 e 5.6 qualitativamente, pode-se concluir que é possível efetuar o controle do fluxo de potência ativa, considerando a estrutura atual das malhas de controle de conversores comerciais. A intensidade de potência ativa que flui ao longo da linha depende do valor de referência de tensão adotada para a malha externa do conversor ligado a rede elétrica. Como a tensão está fixada pelo "terminal" do retificador a diodos, a direção do fluxo de potência depende da diferença entre este valor e a referência adotada. Como exemplo, verifica-se que no instante t = 5 segundos há um fluxo de potência ativa em direção à rede elétrica, por conta da referência de tensão ser menor que a tensão imposta pelo retificador a diodos.

Um outro momento em que ocorre a regeneração de energia consiste na operação da máquina assíncrona como gerador, a partir do instante t = 9 segundos. É importante ressaltar que a diferença existente entre a potência ativa que flui em cada fase se deve ao desequilíbrio de tensões e correntes no lado da rede, como mencionado anteriormente.

A energia que flui entre os conversores ligados à rede e à carga é mostrada nas figuras 5.7 e 5.8. Como esperado, o consumo de energia elétrica pelo sistema é reduzido nos instantes em que o conjunto de conversores está devolvendo energia para a rede trifásica.



Figura 5.7: Energia por fase que flui no lado da rede elétrica.



Figura 5.8: Energia total que flui no lado da rede elétrica.

#### 5.4 Conclusões

O estudo do protótipo experimental considerado neste capítulo permite a obtenção de conclusões interessantes quanto à aplicação prática de conversores comerciais em sistemas VSC-HVDC multiterminais, no que tange à utilização das malhas de controle de tensão c.c. com ganho integral nulo para efetuar o controle do fluxo de potência ativa.

A análise qualitativa desta estratégia de controle mostra que é possível controlar o fluxo de potência ativa desta forma. É importante frisar que este protótipo, apesar de útil para o prosseguimento dos estudos, não é o ideal para sistemas VSC-HVDC multiterminais, uma vez que foram feitas várias adaptações para a obtenção dos resultados.

Além das adaptações, é preciso considerar dois aspectos: o primeiro se refere as limitações do sistema, cuja rede elétrica possui tensões desequilibradas e correntes com elevado conteúdo harmônico, já o segundo é referente ao terminal "criado" para fixar a tensão no barramento c.c., que deveria ser constituido de um conversor que teria a função de controlar a tensão neste barramento.

Uma característica interessante observada neste tipo de sistema se refere à capacidade do mesmo de reduzir o consumo de energia elétrica, por meio da regeneração de energia. Isto acontece nos instantes em que a máquina opera como gerador ou quando a referência de tensão do conversor ligado à rede é menor que a tensão no barramento c.c.

# Capítulo 6

# Conclusões e Propostas de Continuidade

As conclusões sobre o trabalho e as considerações finais são apresentadas neste capítulo, que traz também as propostas identificadas para estudos futuros na área de sistemas VSC-HVDC com vários terminais.

## 6.1 Conclusões

Este trabalho procurou analisar a aplicação de conversores com comutação forçada em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica com vários terminais. Uma vez que esta tecnologia se consolida cada vez mais como uma alternativa aos sistemas c.a. convencionais e aos sistemas HVDC baseados em conversores comutados pela rede, é conveniente se fazer um estudo das configurações, dos projetos já implementados no mundo, dos componentes básicos, dos potenciais, limitações e, principalmente, do funcionamento dos sistemas VSC-HVDC multiterminais.

Com o estudo feito neste trabalho, o primeiro ponto interessante a se destacar se refere à alta controlabilidade destes sistemas se comparado aos convencionais, devido ao fato de se utilizar semicondutores controlados tanto na condução como no bloqueio. Este fato leva a tecnologia mencionada a diversas aplicações que já estão sendo exploradas em inúmeros projetos existentes no mundo, tais como a alimentação de cargas industriais sensíveis a variações de tensão, suporte a redes ativas fracas e ligação de parques eólicos em cargas isoladas. Uma limitação a ser destacada se refere aos limites de tensão nos quais esta tecnologia pode ser aplicada, que é ainda consideravelmente inferior aos limites dos sistemas c.a. e os HVDCs.

Tendo em vista que os conversores VSC são os componentes centrais no desenvolvimento desta tecnologia, um modelo matemático adequado se torna indispensável para delinear as estratégias de controle destes conversores. As configurações das variáveis a serem controladas no VSC-HVDC dependem essencialmente do tipo de rede c.a. conectada aos conversores. Os métodos de sintonia dos controladores dependem, por sua vez, do modelo adotado para o sistema e do posicionamento dos polos de malha fechada escolhidos.

Considerando os resultados obtidos na simulação, conclui-se que o modelo e a estratégia de controle utilizados levam o sistema VSC-HVDC a funcionar de modo satisfatório. As variações em degrau nos comandos de referência de diversas grandezas são respondidas pelo sistema da maneira esperada. A ocorrência de uma falta trifásica em uma das redes c.a. não influi no funcionamento das demais redes conectadas a uma mesma malha c.c. O sistema ainda teve um comportamento satisfatório diante de variações na dinâmica de máquinas ligadas à malha e quanto a rejeição de perturbações.

Com relação ao protótipo experimental em baixa tensão, acredita-se que os resultados obtidos foram satisfatórios se for levado em conta diversas circunstâncias observadas na análise do sistema. Contudo, as medições foram feitas em um sistema que, apesar de similar, ainda não é o ideal para se obter conclusões concretas sobre o funcionamento dos VSC-HVDCs na prática. Mesmo assim, estes resultados são encarados como preliminares para o VSC-HVDC multiterminal e, portanto, podem ser considerados em estudos futuros.

## 6.2 Propostas de Continuidade

Foram identificadas as seguintes sugestões para estudos futuros nesta área:

- implementação de outros algoritmos de controle para os conversores VSC para aplicação em sistemas VSC-HVDC;
- estudo de um sistema VSC-HVDC multiterminal que contemple a saturação de transformadores e reatores, filtros para redução do conteúdo harmônico tanto no lado c.a. quanto na malha c.c. e modelos de linhas de transmissão considerando parâmetros distribuidos;
- estudo de proteção e confiabilidade dos sistemas elétricos aplicado aos sistemas VSC-HVDC multiterminais;
- análise desta tecnologia em aplicações específicas como, por exemplo, a conexão de parques eólicos em cargas isoladas, a alimentação de cargas industriais sensíveis ou a conexão em redes c.a. fracas;
- implementação de sistemas de controle dos conversores que se comuniquem, a fim de que a perda de uma rede c.a. responsável por controlar a tensão na malha c.c. não afete o funcionamento de outros terminais;
- investigação de outras topologias de conversores aplicadas à sistemas VSC-HVDC.

# **Referências Bibliográficas**

- [1] J. Arrillaga, *High Voltage Direct Current Transmission*, London: The Institution of Electrical Engineers, 1998.
- [2] A. Ekström, High Power Electronics HVDC and SVC, Electric Power Research Center, Royd Institute of Technology, Stockholm, Sweden, 1990.
- [3] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, The ABCs of HVDC Transmission Technology, IEEE Power and Energy Magazine, April, 2008.
- [4] H. Jiang and A. Ekström, Multiterminal HVDC Systems in Urban Areas of Large Cities, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, October, 1998.
- [5] R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad and S. Faried, *Reliability Evaluation of Hybrid Multiterminal HVDC Subtransmission Systems*, IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 149, No. 5, September, 2002.
- [6] P. Karlsson, DC Distributed Power Systems Analysis, Design and Control for a Renewable Energy System, Ph. D. Dissertation, Lund University, 2002.
- [7] W. Lu and B. Ooi, DC Overvoltage Control During Loss of Converter in Multiterminal Voltage-Source Converter-Based HVDC (M-VSC-HVDC), IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 3, July, 2003.
- [8] W. Lu and B. Ooi, Optimal Acquisition and Aggregation of Offshore Wind Power by Multiterminal Voltage-Source HVDC, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 1, January, 2003.
- X. P. Zhang, Multiterminal Voltage-Sourced Converter-Based HVDC Models for Power Flow Analysis, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 4, November, 2004.
- [10] W. Lu and B. Ooi, *Premium Quality Power Park Based on Multiterminal HVDC*, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005.
- [11] L. Tang and B. Ooi, Protection of VSC-Multi-Terminal HVDC Against DC Faults, IEEE 33rd Annual Power Electronics Specialists Conference, Vol. 2, June 2002.
- [12] C. Du, VSC-HVDC for Industrial Power Systems, Ph. D. Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2007.
- [13] R. Rudervall, J. P. Charpentier and R. Sharma, High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Technology Review Paper, Energy Week, Washington DC, USA, March 2000.

- [14] O. Heyman, L. Weimers and M. Bohl, HVDC A Key Solution in Future Transmission Systems, World Energy Congress, Montreal, Canada, 2010.
- [15] G. Persson, V. F. Lescale and A. Persson, HVDC Capacitor Commutated Converters in Weak Networks, GCC - Cigré Power, Doha, Qatar, 2010.
- [16] F. M. M. Niquini, Modelagem do Elo de Corrente Contínua para Análise Harmônica Utilizando o Método de Injeção de Correntes Trifásico Harmônico com Solução Iterativa, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2009.
- [17] J. A. Pomílio, Eletrônica de Potência, UNICAMP, Cap. 1, 2006.
- [18] ABB Power Technologies, *HVDC Reference Projects by Type and Power*. Acesso em Fevereiro/2011. Disponível em http://www.abb.com/hvdc.
- [19] Siemens Energy Sector, *HVDC References*. Acesso em Fevereiro/2011. Disponível em http://www.siemens.com/energy.
- [20] L. Bateman, A History of Electric Power Development in Manitoba, IEEE Canadian Review, 2005.
- [21] P. Goosen et al., Upgrade of the Apollo HVDC Converter Station, Cigré 2009 Conference, 6th Southern Africa Regional Conference, Cape Town, South Africa, August 17-21, 2009.
- [22] A. Giorgi et al., The Italy-Greece HVDC Link, Cigré 2002 Conference, Paris, France, August 25-30, 2002.
- [23] R. Dass, B. Linden, S. Rinaldo and S. Cheung, Operation Experience from Bulk Power HVDC Links from Three Gorges Complex, Cigré 2006 Conference, Paris, France, August 27 - September 1, 2006.
- [24] J. Skog, K. Koreman, B. Pääjärvi, T. Worzyk and T. Andersröd, The Norned HVDC Cable Link a Power Transmission Highway Between Norway and the Netherlands, ENERGEX 2006, Stavanger, Norway, June 12-15, 2006.
- [25] V. F. Lescale and W. Ma, The Xiangjiaba-Shangai 800 kV UHVDC Project Status and Special Aspects, Cigré 2010 Conference, Paris, France, August 22-27, 2010.
- [26] J. F. Graham, A. Persson and G. Biledt, The Integration of Remote Hydroelectric Plants into the Brazilian Network Using HVDC Transmission, Cigré 2006 Conference, Paris, France, August 27 -September 1, 2006.
- [27] N. Mohan, T. Undeland and W. P. Robbins, Power Electronics: Converters, Applications and Design, New York, NY: John Wiley & Sons, 2003.
- [28] D. A. Paice, Power Electronic Converter Harmonics (Multipulse Methods for Clean Power), New York, NY: IEEE Press, 1996.
- [29] N. G. Hingorani, High-Voltage DC Transmission: A Power Electronics Workhouse, IEEE Spectrum, Vol. 33, No. 4, 1996.

- [30] G. M. Huang and V. Krishnaswamy, HVDC Controls for Power System Stability, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Vol. 1, 2002.
- [31] V. G. Agelidis, G. D. Demetriades and N. Flourentzou, Recent Advances in High-Voltage Direct-Current Power Transmission Systems, IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT, 15-17 December, 2006.
- [32] R. P. Carvalhal, Análise de Sistemas de Transmissão em Tensão Contínua para Alimentação de Cargas Isoladas, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- [33] G. Asplund et al., DC Transmission Based on Voltage Source Converters, Cigré Conference, France, 1998.
- [34] U. Axelsson, A. Holm, C. Liljegren, K. Eriksson and L. Weimers, Gotland HVDC Light Transmission - World's First Commercial Small Scale DC Transmission, CIRED Conference, Nice, France, May, 1999.
- [35] A. Skytt, P. Holmberg and L. Juhlin, HVDC Light for Connection of Wind Farms, Second International Workshop on Transmission Networks for Offshore Wind Farms Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden, March 29-30, 2001.
- [36] A. Peterson and A. Edris, Dynamic Performance of the Eagle Pass Back-to-Back HVDC Light Tie, Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, London, UK, November 28-30, 2001.
- [37] B. D. Railing et al., Cross Sound Cable Project Second Generation VSC Technology for HVDC, Cigré Conference, Paris, France, August 29 - September 3, 2004.
- [38] I. Mattsson *et al.*, *Murraylink*, *The Longest Underground HVDC Cable in the World*, Cigré Conference, Paris, France, August 29 - September 3, 2004.
- [39] M. Hyttinen and K. Bentzen, Operating Experiences with a Voltage Source Converter (HVDC Light) on the Gas Platform Troll A, ENERGEX 2006, Stavanger, Norway, June 12-15, 2006.
- [40] L. Ronström, M. L. Hoffstein, R. Pajo and M. Lahtinen, The Estlink HVDC Light Transmission System, Security and Reliability of Electric Power Systems, Cigré Regional Meeting, Tallinn, Estonia, June 18-20, 2007.
- [41] T. G. Magg et al., Caprivi Link HVDC Interconnector: Site Selection, Geophysical Investigations, Interference Impacts and Design of the Earth Electrodes, Cigré Conference, Paris, France, August 22-27, 2010.
- [42] G. Asplund, K. Eriksson and O. Tollerz, Land and Sea Cable Interconnections with HVDC Light, CEPSI 2000-Conference, Manila, Philippines, October 2000.
- [43] K. Eriksson, T. Jonsson and O. Tollerz, Small Scale Transmission to AC Networks by HVDC Light, 12th CEPSI Conference, Pattaya, Thailand, November 1998.
- [44] J. A. C. Júnior, Uma Nova Configuração de Sistemas de Acionamento: Conexão Retificador-Inversor Através de Cabos Longos - Análise da Economia de Cobre e da Proteção do Sistema contra Faltas, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2010.

- [45] T. M. Haileselassie, Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems, Department of Electrical Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, 2008.
- [46] G. Li, M. Yin, M. Zhou and C. Zhao, Modeling of VSC-HVDC and Control Strategies for Supplying both Active and Passive Systems, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Quebéc, 2006.
- [47] S. Douangsyla et al., Modeling for PWM Voltage Source Converter Controlled Power Transfer, International Symposium on Communications and Information Technologies, Sapporo, Japan, October 26-29, 2004.
- [48] M. M. Stopa, Controle do Motor de Indução por Orientação de Campo: Uma Implementação Utilizando um Conversor PWM Reversível, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 1997.
- [49] V. Kaura and V. Blasko, Operation of a Phase Locked Loop System Under Distorted Utility Conditions, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No. 1, January/February, 1997.
- [50] S. M. Silva, Estudo e Projeto de um Restaurador Dinâmico de Tensão, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 1999.
- [51] L. A. R. Silva, Controle do Gerador de Indução Duplamente Excitado para Redução do Flicker Proveniente de Oscilações de Potência da Fonte Primária, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2005.
- [52] P. R. Cortés, Detección de Tensiones de Frecuencia Fundamental y Secuencia Positiva, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2005.
- [53] C. T. Chen, Linear System Theory and Design, Third Edition, Oxford University Press, New York, 1999.
- [54] S. N. Vukosavic, Digital Control of Electrical Drives, The University of Belgrade, Springer, 2007.
- [55] K. Ogata, Engenharia de Controle Moderno, Quarta Edição Traduzida, Prentice Hall, São Paulo, 2003.
- [56] D. C. Martins e I. Barbi, Eletrônica de Potência: Introdução ao Estudo dos Conversores CC-CA, Segunda Edição, Editora dos Autores, São Paulo, 2008.
- [57] WEG Brasil, Manual do Conversor Regenerativo Série CFW-09RB. Acesso em Janeiro/2011. Disponível em www.weg.net/br.